

	UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER OCAÑA			
	Documento	Código	Fecha	Revisión
	FORMATO HOJA DE RESUMEN PARA TRABAJO DE GRADO	F-AC-DBL-007	08-07-2021	B
Dependencia		Aprobado		Pág.
DIVISIÓN DE BIBLIOTECA		SUBDIRECTOR ACADEMICO		1(93)

RESUMEN – TRABAJO DE GRADO

AUTORES	Carlos Armando Niebles Pájaro		
FACULTAD	Facultad de ingeniería		
PLAN DE ESTUDIOS	Programa De Ingeniería Mecánica		
DIRECTOR	Esp. Daniel Alonso Carrillo Carvajalino		
TÍTULO DE LA TESIS	Análisis Teórico De La Corrosión En Ductos Petrolíferos		
TITULO EN INGLES	Theoretical Analysis Of Corrosion In Oil Pipelines		
RESUMEN (70 palabras)			
La corrosión es un proceso electroquímico que degrada cualquier material metálico cuando se expone a condiciones ambientales favorables. Participan en este proceso las reacciones de oxidación y reducción, que son componentes cruciales generando un intercambio de electrones. La degradación del material metálico tiene consecuencias de seguridad, ambientales y económicas. En la actualidad, la industria petrolera global se encuentra en condiciones operativas extremadamente exigentes y adversas, lo que resulta en una mayor exposición de los materiales y productos a agentes corrosivos			
RESUMEN EN INGLES			
Corrosion is an electrochemical process that degrades any metallic material when exposed to favorable environmental conditions. Oxidation and reduction reactions participate in this process, which are crucial components generating an exchange of electrons. The degradation of the metallic material has safety, environmental and economic consequences. Today, the global petroleum industry finds itself in extremely demanding and adverse operating conditions, resulting in increased exposure of materials and products to corrosive agents.			
PALABRAS CLAVES	Análisis, Teórico, Mecanismos, Corrosión, Ductos Petrolíferos.		
PALABRAS CLAVES EN INGLES	Analysis, Theoretical, Mechanisms, Corrosion, Oil Pipelines.		
CARACTERÍSTICAS			
PÁGINAS: 97	PLANOS:	ILUSTRACIONES:	CD-ROM:



Vía Acolsure, Sede el Algodonal, Ocaña, Colombia - Código postal: 546552
Línea gratuita nacional: 01 8000 121 022 - PBX: (+57) (7) 569 00 88
atencionalciudadano@ufpso.edu.co - www.ufpso.edu.co

Análisis Teórico De La Corrosión En Ductos Petrolíferos

Carlos Armando Niebles Pájaro

Facultad De Ingeniería, Universidad Francisco De Paula Santander Ocaña

Programa De Ingeniería Mecánica

Esp. Daniel Alonso Carrillo Carvajalino

09 Agosto, 2024

Índice

Capítulo 1. Análisis Teórico De La Corrosión En Ductos Petrolíferos Estado Del Arte De La Corrosión De Metales	13
1.1 Oxidación De Metales	13
1.2 Oleoductos.....	14
1.3 Corrosión En Ductos	22
1.3.1 Corrosión en diferentes climas	24
Capítulo 2. Factores Que Influyen En El Proceso De Corrosión.....	58
2.1 Inspección De Interior De Tubería.....	58
2.1.1. Evaluación de Corrosión en Tuberías.....	58
2.1.2 Estudio de corrosión en tuberías.....	60
Capítulo 3: Estrategias De Control Y Prevención De La Corrosión En Las Líneas De Transporte De Crudo.....	70
3.1 Métodos De Control De La Corrosión	70
3.1.1 Inhibidores.....	70
3.1.2 Recubrimientos orgánicos	76
3.1.3 Recubrimientos metálicos	78
3.1.4 Recubrimientos no metálicos	79
3.1.5 Protección catódica.....	79
3.1.6 Tratamientos térmicos	81

3.1.7 Tratamientos termoquímicos	84
4. Conclusiones	85
5. Recomendaciones	87
Referencias.....	88

Lista De Tablas

Tabla 1 Tuberías de transporte de hidrocarburos-principales características	17
Tabla 2 Tuberías sugeridas según presiones parciales (UNAM, 2004).	29
Tabla 3 Correlación entre el índice de picadura y el tipo de corrosión	36
Tabla 4 Reacciones químicas para tener en cuenta.....	69
Tabla 5 Ánodos y su vida útil. Valores para su cálculo.	80

Lista De Figuras

Figura 1 Incrustaciones en una tubería de transporte de hidrocarburos	18
Figura 2 Modelamiento por elementos finitos de un tramo de gasoducto.....	21
Figura 3 Patrón general de la corrosión localizada.....	23
Figura 4 Índices de corrosión marina obtenidos a lo largo de un año de exposición	25
Figura 5 Corrosion por CO ₂	28
Figura 6 Determinación del tipo de tubería	30
Figura 7 Corrosión uniforme	31
Figura 8 Corrosión por picadura.....	37
Figura 9 Corrosión galvánica.....	39
Figura 10 Electrodo usado en la investigación	41
Figura 11 Corrosión intergranular	43
Figura 12 Corrosión por esfuerzos.....	45
Figura 13 Curvas de polarización del acero.....	47
Figura 14 Corrosión erosion	48
Figura 15 Fenomeno tribocorrosión	49
Figura 16 Curva de polarización Aluminio.	51
Figura 17 epresentación de la pérdida de peso y el fenómeno de corrosión en el tiempo52	
Figura 18 Corrosión por cavitación	53
Figura 19 Curva de polarización potenciodinámica del acero.....	54
Figura 20 Velocidad de corrosión.....	56
Figura 21 Efecto de la temperatura sobre la rapidez	65
Figura 22 Tipos de inhibidores de corrosión	70

Figura 23 Circuito para recubrimiento.....	77
Figura 24 Modelo de protección catódica.....	79
Figura 25 Tratamientos termicos	69

Dedicatoria

Primeramente, Gracias a Dios, por haberme dado las habilidades necesarias para transitar el tortuoso camino hasta este punto; a mi padre y madre por siempre darme esa voz de aliento cuando flaqueé; y por último, a mí mismo por haber tenido la gallardía de afrontar las adversidades.

Resumen

La corrosión es un proceso electroquímico que degrada cualquier material metálico cuando se expone a condiciones ambientales favorables. Participan en este proceso las reacciones de oxidación y reducción, que son componentes cruciales generando un intercambio de electrones. La degradación del material metálico tiene consecuencias de seguridad, ambientales y económicas. En la actualidad, la industria petrolera global se encuentra en condiciones operativas extremadamente exigentes y adversas, lo que resulta en una mayor exposición de los materiales y productos a agentes corrosivos. La monografía en mención tiene por finalidad analizar los diferentes mecanismos de corrosión generados en ductos petroleros a partir de una revisión documental, conociendo los factores e impactos que intervienen en el fenómeno de la corrosión, de manera que permita aportar recomendaciones y estrategias de control y prevención en los oleoductos, desde la ingeniería de materiales, impactando positivamente en la elaboración de los sistemas de transporte de petróleo (oleoducto) que transportan el llamado “petróleo crudo” el cual está conformado por agua, gas y petróleo, en diferentes proporciones dependiendo al yacimiento y de la etapa de producción. Para este análisis fue necesario incluir una compilación de información relacionada con la oxidación en metales y el papel de la ingeniería mecánica para establecer recomendaciones de prevención de la corrosión en líneas de petróleo crudo, siendo capaz de tener una aplicación práctica directa en la gestión y mantenimiento de los ductos.

Palabras claves: Corrosión, ductos petroleros, oxidación de metales, petróleo crudo.

Introducción

Para el consumo interno y externo, Colombia en el día genera aproximadamente un millón de barricas de petróleo. El consumo de productos derivados de la refinación del petróleo en el país incluye asfaltos con el objetivo de usarse en infraestructura vial, o para la producción de textiles o plásticos, entre otros. Es necesario transportar el petróleo que se extrae de los campos a los puntos designados para realizar los procesos de exportación que se ubican a la costa del mar. Debido a los factores que afectan el transporte del ducto, como los materiales, el tiempo empleado y los recorridos en términos de distancia a recorrer, transportar por oleoductos es una de las opciones más viables y populares a nivel mundial. Sin embargo, este método igualmente presenta desventajas o falencias, las cuales se limitan a términos de seguridad y magnitud del daño o consecuencia asociadas (Torres, 2021).

De los problemas más relevantes relacionados con la seguridad en las tuberías de transporte de hidrocarburos, es la acción de terceros, como voladuras de ductos, perforaciones ilegales en secciones de tubería, etc., pero debido al factor humano implícito, siendo estas muy complejas de manejar. Dado lo anterior, este tipo de estudios basados en la seguridad de los diferentes procesos del transporte del crudo se basan en situaciones que no requieran la intervención de personas. Así las cosas, la corrosión interna se ha convertido en uno de los motivos más relevantes de los problemas presentados en ductos petroleros, representando en escenarios de ruptura de tubería un porcentaje del 33% (Torres, 2021). Para evitar fallas por corrosión, las compañías petroleras utilizan una técnica conocida como "marraneo" o pigging para inspeccionar las secciones de las tuberías. Esta técnica permite evaluar los niveles de corrosión de ductos, además de limpiar las tuberías, pero se hace necesario detener el flujo de crudo ya sea de manera parcial o en su totalidad, lo que puede reducir los costos operativos.

Durante todo el año de operación de la tubería, existe una gran incertidumbre sobre el estado del ducto (Álvarez, et. Al, 2009).

La corrosión interna de los conductos de petróleo es un problema importante que puede afectar la confiabilidad y la seguridad del transporte de hidrocarburos (Srdjan, Aria y Seok Choi). Estas corrosiones pueden causar grandes daños ambientales, como contaminación del suelo, agua y aire, daño a la flora y fauna y afectar a las comunidades cercanas (Torres, 2021). La corrosión puede reducir el espesor de la pared del oleoducto y debilitar su estructura, lo que aumenta el riesgo de fallas, fugas y rupturas (Ossai, 2012), lo que lleva a la reparación frecuente para mantener la integridad del oleoducto y prevenir fallas, ya que los costos de estos trabajos pueden ser altos y afectar la rentabilidad del oleoducto (Álvarez et al., 2009). Por lo tanto, es un tema de gran importancia y de relevancia para la industria del petróleo. En este orden de ideas, se fundamenta la siguiente pregunta ¿Qué estrategias se deben tener en cuenta en los proyectos actuales y a futuro para prevenir controlar y eliminar la corrosión en oleoductos?

La monografía en mención tiene como finalidad analizar los mecanismos de corrosión generados en ductos petroleros a partir de una revisión documental, conociendo los factores e impactos que actúan en el fenómeno de corrosión, de manera que permita aportar recomendaciones y estrategias de intervención y prevención del fenómeno de corrosión que se presenta en los oleoductos o líneas de crudo, desde la ingeniería de materiales, impactando positivamente en la elaboración de los sistemas de transporte de petróleo (oleoducto) que transportan el llamado “petróleo crudo” el cual está conformado por agua, gas y petróleo, en diferentes proporciones dependiendo al yacimiento y de la etapa de producción; por esta razón, el mantenimiento adecuado de estos sistemas es esencial para garantizar su funcionamiento continuo, minimizar los tiempos de inactividad y maximizar su vida útil. Para este análisis fue

necesario incluir una compilación de información relacionada con la oxidación en metales y el papel de la ingeniería mecánica para establecer recomendaciones de prevención de la corrosión en líneas de petróleo crudo, siendo capaz de tener una aplicación práctica directa en la gestión y mantenimiento de los ductos.

Objetivo general

Analizar los mecanismos de la corrosión generados en ductos petroleros a partir de una revisión documental conociendo los factores e impactos que intervienen en el fenómeno de la corrosión, de manera que permita aportar recomendaciones y estrategias de intervención y prevención del fenómeno de corrosión que se presenta en los oleoductos o líneas de crudo.

Objetivos específicos

- Recopilar información relacionada con la oxidación en metales, su impacto y su relación con el hidrocarburo, estudiado mediante base de datos documentales para determinar los principales mecanismos de la corrosión en ductos petroleros.
- Conocer los factores que afectan el fenómeno de la corrosión en oleoductos por medio de la discusión de investigaciones realizadas por autores con la finalidad de estudiar el principal impacto de cada uno de estos en la oxidación de las líneas de transporte de crudo.
- Discutir las estrategias de inspección y prevención de la corrosión en oleoductos, teniendo en cuenta las normativas vigentes, viabilidad económica, seguridad y salud mediante base de datos documentales, para proponer recomendaciones basadas en investigaciones realizadas por autores.

La investigación en la modalidad de monografía se dividió en 3 capítulos fundamentales del desarrollo del proyecto:

Capítulo 1. Análisis Teórico De La Corrosión En Ductos Petrolíferos Estado Del Arte De La Corrosión De Metales

Debido a la frecuencia, la magnitud y los costos asociados con este fenómeno, la industria petrolera ha sido muy interesada en el estudio de la corrosión en ductos (Iglesias, E. 2009).

1.1 Oxidación De Metales

La corrosión es cuando una sustancia (normalmente metal) se deteriora debido a un cambio químico al entrar en contacto con su ambiente. Esta definición demuestra que no solo los metales se corroen, sino también otros materiales como la madera, la cerámica, el plástico y otros. Aunque los cambios pueden no ser evidentes, el material puede fallar de manera inesperada debido a cambios en su estructura interna (Cazco, 2002).

La termodinámica juega un papel crucial en la evaluación científica del comportamiento corrosivo y su velocidad, al ofrecer una base estructural necesaria. Además, proporciona datos sobre los productos intermedios generados por las reacciones parciales anódicas y catódicas, que en conjunto conforman el proceso de corrosión completo. La resistencia del metal a la corrosión puede ser influenciada por las características y estructuras de estos productos intermedios, permitiendo controlar la superficie metálica contra el ataque corrosivo (ASTM G1 -90).

En la formación de óxidos metálicos, los átomos de metal con tendencia a perder electrones (electropositivos) se dirigen hacia los átomos de oxígeno con tendencia a ganar electrones (electronegativos). Esto provoca la transformación de los átomos de metal en cationes y los átomos de oxígeno en aniones. Durante este proceso, el aumento en el estado de oxidación del metal indica la pérdida de un electrón, es decir, la oxidación del metal. Simultáneamente, el

oxígeno gana electrones del metal, lo que conduce a su reducción. El cálculo de electrones revela que el estado de oxidación del oxígeno disminuye de 0 a -2 (ASTM G1 -90).

1.2 Oleoductos

Los oleoductos son tuberías de gran escala que transportan petróleo crudo desde los campos petroleros hasta las refinerías, puertos de embarque o instalaciones de procesamiento. Estas tuberías pueden cubrir distancias considerables, desde decenas hasta cientos de kilómetros (Ecopetrol, 2014).

Debido a la necesidad de transportar hidrocarburos y sus derivados, se han utilizado diversos métodos a lo largo de la historia. El transporte de hidrocarburos a través de tuberías es el método más utilizado. Esto incluye tanques o barriles instalados en barcas, ferrocarriles y otros. Los oleoductos suelen transportar petróleo y gas natural. La investigación llevó a una mayor comprensión de las tuberías de perforación y el proceso de producción para el transporte de petróleo.

El objetivo de la tubería de revestimiento es proteger las áreas perforadas y aislar las áreas problemáticas en la extracción de petróleo. La tubería de producción es a través de la cual se conduce el hidrocarburo (Leal, 2017).

La mayoría de los tubos metálicos son más fuertes y más difíciles de romper. Son más conductoras del calor y la electricidad y menos resistentes a la corrosión que las tuberías no metálicas. Tipos de tubos de acero (según los materiales y el proceso de fabricación) utilizados en la industria petroquímica (Leal, 2017):

1.Sin costura: - Utilizando una varilla perforadora para dibujar un tocho de acero sólido, se crea una tubería sin costura. Para pequeño amplificador &; Requisito de tamaño medio, los

tubos sin costura son más populares, mientras que para diámetros más grandes, los tubos soldados son más económicos.

2.ERW (soldadura por resistencia eléctrica): - Los tubos soldados se producen mediante corte, doblado, bobinas de soldadura (ERW) o placas de acero (LSAW).

3.LSAW (soldadura por arco sumergido longitudinal):

4. Tubería de acero corrugado: - Tuberías de pared delgada y gran diámetro fabricadas con láminas de acero galvanizado con corrugaciones helicoidales o anulares.

5.Tubo de hierro fundido: - Dos tipos: el tubo de hierro fundido ordinario o gris y el tubo de hierro dúctil.

6. Tubería de hierro dúctil: - Fabricada con hierro que contiene aproximadamente un 3,5% de carbono en forma esferoidal o nodular, y una aleación de magnesio.

7.Tubería de acero inoxidable: - El acero contiene aleaciones de cromo-níquel y es resistente a la corrosión. Serie 300 como SS304 o SS316, las tuberías de acero inoxidable más utilizadas.

8.Tubería de acero al carbono: - El acero al carbono es aquel que contiene hasta un 2,1% de carbono en peso.

9.Tubería de acero de aleación: - El acero, combinado con cualquier número de otros materiales, produce aleaciones mejoradas. Por ejemplo, cuando se combina con carbono, molibdeno o níquel, el acero se vuelve más fuerte y más resistente a la corrosión.

10.Tubo de aluminio: - Es resistente a la corrosión.

11. Tubería de cobre: - El cobre es para uso especial en operaciones de petróleo y gas. Estos materiales se utilizan a menudo para válvulas y sellos. Esto se debe a propiedades como la conductividad eléctrica y térmica que ayudan a transferir el calor y el frío sin deformarse, agrietarse o fallar de otra manera. En la tabla 1 se puede apreciar las características principales.

Por otro lado, para la selección de materiales más usados se destaca la siguiente normatividad (Leal, 2017):

API 5L - Especificación para tubería

API 5LC - Especificación para tubería de línea CRA

API 5LD - Especificación para tubería revestida o revestida CRA

API 5LE - Especificación para tubería de polietileno

ISO 3183 - Petróleo& Industrias del gas natural - Tubería de acero

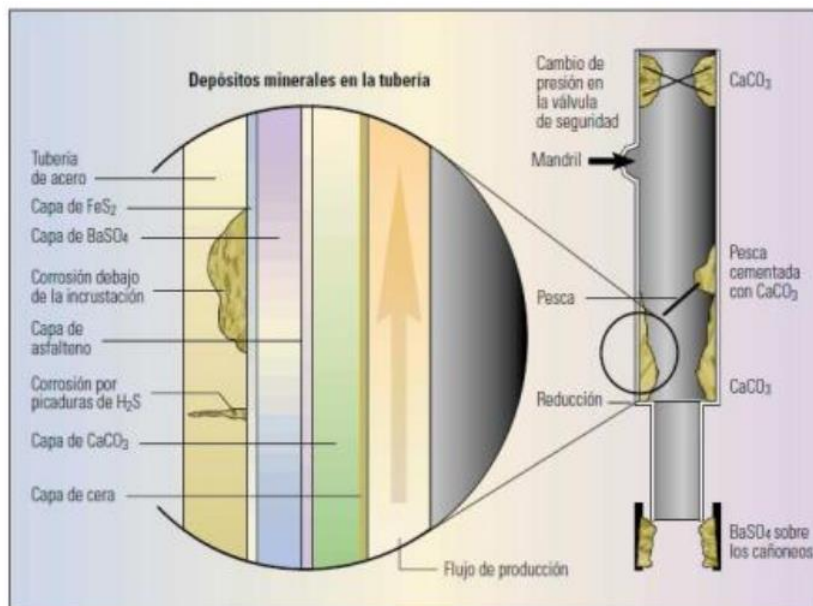
Tabla 1*Tuberías de transporte de hidrocarburos-principales características*

<i>Diámetro nominal (pg)</i>	<i>Peso nominal (lb/ft)</i>	<i>Grado</i>	<i>Diámetro griff (pg)</i>	<i>Diámetro interior (pg)</i>	<i>Resistencia al colapso (psi)</i>	<i>Tensión (1000 lb)</i>
4 ½	9.50	H-40	3.96	4.090	2760	111
	11.60	K-55	3.87	4.052	4010	165
	15.10	P-110	3.70	3.826	14350	485
5	11.50	J-55	4.43	4.560	3060	182
	15.00	N-80	4.28	4.408	7250	350
	24.10	P-110	3.87	4.000	19800	772
5 ½	14.00	J-55	4.88	5.012	3120	222
	17.00	K-55	4.76	4.892	4910	273
	20.00	P-110	4.65	4.778	11100	641
6 5/8	20.00	H-40	5.92	6.049	2520	229
	24.00	C-90	5.79	5.921	6140	624
	24.00	P-110	5.79	5.921	6730	763

	17.00	H-40	6.41	6.538	1420	196
7	23.00	L-80	6.24	6.366	3830	532
	35.00	P-110	5.87	6.004	13020	1119
	47.10	N-80	6.25	6.375	12040	1100
7 5/8	26.40	C-95	6.84	6.969	3710	714
	29.70	P-100	6.75	6.875	5350	940
	24.00	K-55	7.92	8.097	1370	381
8 5/8	36.00	L-80	7.70	7.825	4100	827
	49.00	P-110	7.38	7.511	10750	1553

Nota: Tomado de American Petroleum Institute (API, 2010).

Aunque hay muchos métodos diferentes para proteger las tuberías, los más comunes son los de protección activa, que tienen como objetivo evitar la sobrecarga de los componentes. Los métodos de protección pasiva, por otro lado, monitorean regularmente la condición del sistema para detectar posibles fallas (Afzal & Udpa, 2002). Durante el diseño del sistema de transporte de hidrocarburos, es crucial considerar la seguridad de las tuberías para minimizar o prevenir accidentes o fallos que puedan tener consecuencias negativas en poblaciones cercanas y por supuesto, sobre el ambiente (Kennedy, et. Al, 1993). Por lo tanto, es esencial que las tuberías utilizadas en la construcción y operación del sistema cumplan con las normativas y regulaciones vigentes para garantizar un transporte seguro y confiable

Figura 1*Incrustaciones en una tubería de transporte de crudo*

Nota: Tomado de Mike, et al., 2016. La lucha contra las incrustaciones

Las normas API, ANSI y ASME son fundamentales para seguir los lineamientos referentes al diseño y seguimiento de los oleoductos, ya que establecen especificaciones para tuberías, técnicas de soldadura, pruebas y sistemas de protección. La selección de la tubería adecuada depende de factores críticos como las características geológicas de la zona de ubicación y la capacidad que requiere para realizar el transporte del hidrocarburo (Otegui & Rubertis, 2008). Las fugas en las tuberías pueden variar en magnitud, siendo las más graves frecuentemente acompañadas por cambios significativos en la presión y temperatura, lo que puede tener consecuencias graves.

Las fugas pequeñas en las tuberías son particularmente problemáticas, ya que su detección es complicada y pueden acumular grandes cantidades de hidrocarburos antes de ser

descubiertas, lo que las hace igual de peligrosas que las fugas más grandes. Por otro lado, las fugas causadas por rupturas son menos frecuentes, pero extremadamente peligrosas debido a los daños ambientales significativos que pueden provocar (Afzal & Udpa, 2002).

El control de la corrosión es fundamental en gasoductos y oleoductos, ya que implica la degradación del material y reduce la resistencia de la tubería a las presiones y esfuerzos aplicados, lo que puede llevar a fallas estructurales. La corrosión crea puntos vulnerables que pueden provocar fallos. Factores como las propiedades del suelo, el tipo de fluido transportado, las características del material con el que se construye la tubería de transporte, pueden favorecer a que exista corrosión. Para controlarla, se miden los potenciales dentro de la tubería y se utilizan ánodos de sacrificio para proteger las tuberías y estructuras metálicas.

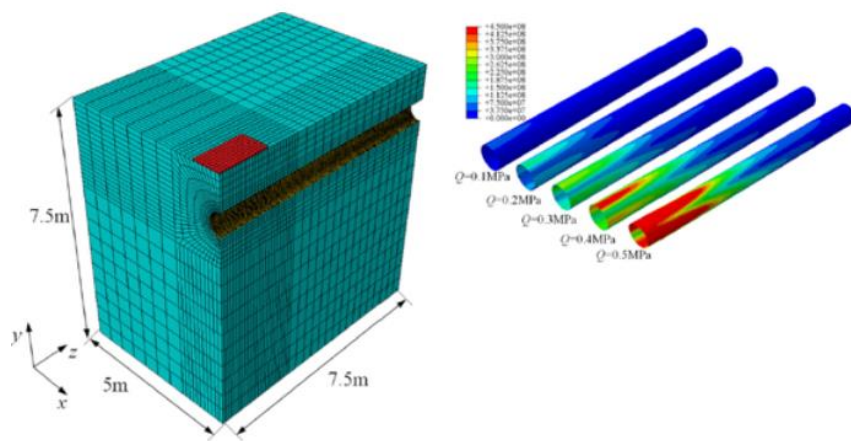
Los desplazamientos de grandes masas de tierra pueden causar fallas estructurales en sistemas de transporte de hidrocarburos, ejerciendo una gran presión sobre el material que puede provocar roturas. La ubicación del sistema en áreas con suelos inestables puede aumentar el riesgo de fallas graves. Según varios autores, los problemas que se presentan en los oleoductos pueden deberse a varios factores, entre estos, el movimiento de tierra en áreas inestables geológicamente (Cabeza Pinzón, 2012).

Lo anterior se debe a que, la presión que ejerce la tierra sobre la tubería ocasiona que su capacidad para soportar movimientos o deslizamientos de tierra empiece a disminuir, lo que puede provocar grietas y deformaciones significativas. Para abordar este problema, se han desarrollado metodologías de seguimiento y evaluación, incluyendo la modelación computacional, que pueden proporcionar datos valiosos sobre el estado tensional de las tuberías. Sin embargo, estas soluciones pueden ser costosas y complejas. (Gómez, et. Al, 2013).

Por lo tanto, es necesario desarrollar herramientas confiables que estimen los puntos más cargados y permitan la optimización de la ubicación de galgas extensiométricas. Algunos estudios han desarrollado herramientas elaboradas a partir de la simulación de la tensión que se ejerce en tuberías por los desplazamientos de tierras, usando el método de elementos finitos, de esta manera se conoce el impactos que ejerce la presión sobre el suelo (Ho, Wilbourn, Vega y Tache, 2014).

Figura 2

Modelado de un tramo de gasoducto mediante elementos finitos



Nota: Tomado de (Ho et al., 2014)

Para garantizar la seguridad del oleoducto, es fundamental debido a sus impactos ambientales, económicos y sociales. Por lo tanto, se han desarrollado diversas estrategias para minimizar el riesgo de fallas en estos sistemas, que pueden provocar fugas y roturas. Algunas de

estas estrategias se centran en la estabilización y protección del suelo, mientras que otras se enfocan en la creación de sistemas de alerta temprana para detectar cargas que ejerzan demasiada presión sobre la línea y requerir intervenciones preventivas. Además, se están desarrollando dispositivos y soluciones mecánicas innovadoras para absorber los movimientos de tierra que ocurren alrededor de las tuberías, con el objetivo de prevenir daños y garantizar la integridad del sistema (Ho et al., 2014).

1.3 Corrosión En Ductos

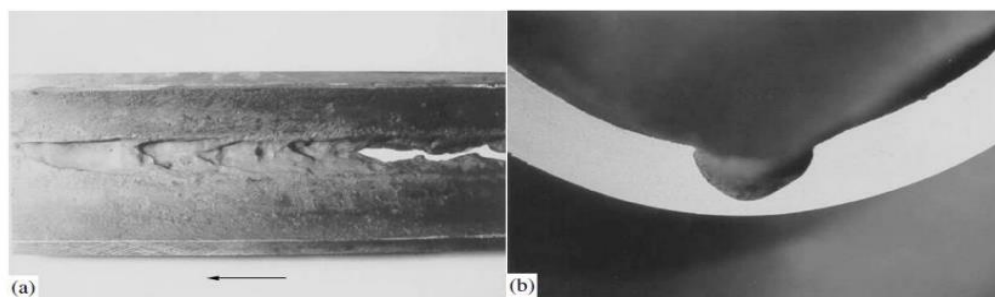
La corrosión es un fenómeno que implica el deterioro de materiales debido a la interacción con sustancias presentes en el ambiente o fluidos. En el contexto de los sistemas de transporte de hidrocarburos, este proceso implica la pérdida de partículas metálicas en la superficie del material, lo que conduce a su debilitamiento y eventual fractura.

La corrosión es una preocupación crítica en la industria petrolera, ya que afecta no solo a los sistemas de transporte de hidrocarburos, sino también las maquinarias y la capacidad de producción. Por su parte, el impacto económico de la corrosión varía según el sector específico, pero en los Estados Unidos, se estima que los costos relacionados con la corrosión en la producción petrolera ascienden a 1.4 billones de dólares, mientras que en el transporte por ductos alcanzan los 8.6 billones de dólares y en la refinería, 3.7 billones de dólares (Iglesias, E. 2009).

Los efectos de la corrosión en los ductos incluyen modificaciones superficiales de la línea, reducción del espesor, principalmente, como se ilustra en la Figura 3. Estos cambios pueden tener graves consecuencias en la integridad estructural y la seguridad de los ductos (Szary, T, 2016).

Figura 3

Corrosion localizada



Nota: (a) vista longitudinal; (b) vista transversal. Tomado de: Castellanos, 2014.

La corrosión siempre ha sido un componente inevitable de las operaciones de refinación y petroquímica. Los materiales y otros factores pueden causar ciertos problemas. Los problemas de corrosión aumentan significativamente los costos de operación y mantenimiento. Las reparaciones programadas y no programadas de daños por corrosión en las tuberías y el equipo pueden ser muy costosas, y hacer todo lo que sea posible para mantener un proceso en funcionamiento durante largos períodos de tiempo será muy ventajoso. Las paradas son en realidad la causa de una gran parte de los problemas de corrosión. Las superficies metálicas cubiertas con productos de corrosión se exponen al aire y la humedad cuando el equipo se expone al aire para su inspección y reparación. A menos que se tomen medidas preventivas, esto puede conducir a fisuras y corrosión por picaduras y corrosión bajo tensión. Las bolsas de agua pueden causar corrosión cuando el equipo se lava con agua durante un paro (ASM, 1987).

Existen tres tipos de corrosión: electroquímica, química y mecánica. La corrosión electroquímica se produce en la zona exterior de la tubería, donde se establece un flujo de electrones entre las zonas catódica y anódica por cambios en los potenciales del entorno y las

características del material. La corrosión química, por otro lado, ocurre en el interior del tubo a través de reacciones químicas que se generan como interacción de los componentes del hidrocarburo que se transporta y las características del metal o material con el que se elabora el oleoducto, como H₂S, CO₂ y ácidos orgánicos e inorgánicos (Castellanos, 2014). La corrosión mecánica se produce cuando los esfuerzos en el ducto aumentan la corrosión, especialmente en juntas y uniones, debido a factores como el peso de la tubería y las presiones diferenciales. Esto puede dañar las películas protectoras de corrosión y causar corrosión localizada en áreas, también conocida como corrosión por fatiga (Szary, T, 2016)

Los productos resultantes del proceso de corrosión pueden tener un impacto positivo o negativo en el material, que puede deberse a su naturaleza o la interacción con el ambiente. En el caso del hierro y otros metales similares, la herrumbre formada tiene una densidad menor que el metal base, lo que facilita su separación de la superficie y acelera la corrosión y el deterioro del material (Revie, 2011; Schweitzer, 2010)."

1.3.1 Corrosión en diferentes climas

En climas tropicales secos, la corrosión se ve exacerbada por la erosión causada por vientos fuertes que arrastran arena. En particular, en algunas zonas del Caribe, la corrosión es extremadamente severa debido a la combinación de terrenos arenosos y altas velocidades de viento marino, lo que requiere un estudio urgente para abordar el problema. Además, la contaminación del aire generada por la industrialización tiende a empeorar el ambiente, lo que hace aún más crítico abordar este tema (Jatoh, 2010).

Muchas investigaciones recientes han realizado analizando factores como la contaminación del ambiente y la humedad del entorno, los efectos del viento y la arena, relacionándolos con la corrosión atmosférica (Jatoh, K., 2010). La evaluación del desgaste del

metal, permite considerar otras técnicas que faciliten corregir la corrosión atmosférica, sobre todo cuando se presenta la corrosión erosión, ya que, las estrategias convencionales que se han venido empleando en los últimos años, no permiten mitigar este fenómeno. Una de las principales técnicas empleadas para la corrosión erosión se basa en medir el cambio que se genera en las resistencias eléctricas, ya que garantiza identificar el deterioro del material en etapas iniciales del fenómeno de la corrosión (Arias, 2017).

En Colombia, existen pocas investigaciones que midan los niveles de corrosión en diferentes condiciones y temperaturas, a pesar de que los problemas causados por la corrosión son cada vez más comunes debido al aumento del uso de estructuras metálicas en proyectos de ingeniería. Una investigación reciente de Paz (2021) en la región noreste de Barranquilla clasificó los niveles de corrosión y analizaron los factores meteorológicos que contribuyen a la corrosión. Se instalaron dispositivos de "alambres sobre tornillos" en la Universidad de la Costa y se encontró que, a pesar de la presencia de contaminantes y sal del Mar Caribe, los índices de corrosión atmosférica industrial y marina fueron bajos, lo que sugiere que la zona es habitable y tiene una clasificación despreciable o moderada. Sin embargo, se concluyó que la acumulación de contaminantes puede causar corrosión a largo plazo, por lo que es recomendable utilizar mecanismos de protección para minimizar la corrosión y extender la vida útil de materiales metálicos como el acero, que sin protección puede tener una vida útil promedio de dos años.

El texto describe la corrosión como un proceso complejo influenciado por múltiples factores, incluyendo la atmósfera, factores meteorológicos, contaminantes y composición del metal. La corrosión de tipo atmosférica involucra la reacción de metales y aleaciones con sustancias ambientales, generando óxidos, hidróxidos y sales. La intensidad de la corrosión

depende de la combinación de contaminantes y factores meteorológicos, y su impacto aumenta cuando actúan juntos.

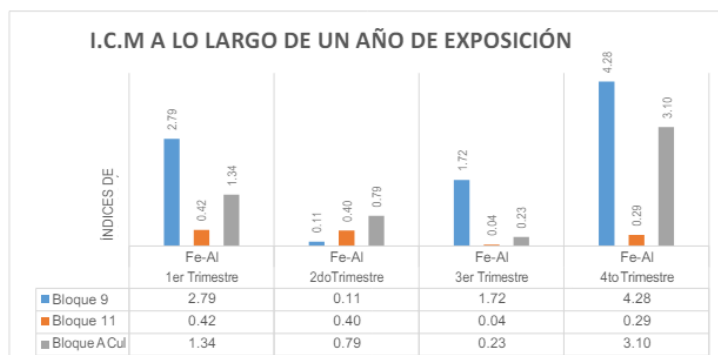
Se mencionan varios estudios y autores que han investigado la corrosión atmosférica, incluyendo Del Ángel Meraz, Veleza y M Acosta (2009), Diaz Ocaña (2013), Gallardo et al. (2014), Morcillo Linares y Feliu Matas (1993), entre otros. También se destaca la importancia de la clasificación de zonas según su corrosividad para elegir materiales y recubrimientos adecuados.

Además, se discuten los efectos de la temperatura, humedad, velocidad del viento y precipitaciones en la corrosión, así como la influencia de contaminantes inorgánicos y orgánicos. Se menciona que la temperatura aumenta la velocidad de las reacciones electroquímicas, pero la humedad depositada en el metal se evapora más rápido.

Finalmente, se destaca la importancia de considerar las condiciones climáticas en la evaluación de la corrosión, especialmente en climas tropicales-húmedos donde las variaciones de parámetros climáticos pueden tener un impacto significativo en el proceso de corrosión.

Figura 4

Índices de corrosión marina adquiridos durante un año de exposición



Nota: Tomado de (Paz Oñate & Vélez Mendoza, 2021).

La Figura 4 muestra la variación de los índices de corrosión a lo largo del año de exposición, destacando que:

- El primer y cuarto trimestre presentaron los índices de corrosión más altos.
- El segundo y tercer trimestre presentaron los índices de corrosión más bajos.

Se destaca que la lluvia es un factor clave que puede disminuir los índices de corrosión, lo que no se esperaba al principio de la exposición. El aumento de las precipitaciones:

- Eliminó los productos de corrosión existentes.
- Eliminó posibles deposiciones de cloruros arrastradas por los vientos de los meses posteriores.

Esto sugiere que la lluvia puede tener un efecto positivo en la reducción de la corrosión, al eliminar los factores que contribuyen a ella.

Los tipos de corrosión más comunes se enumerarán a continuación. Además, se mencionan los elementos que tienen un mayor impacto en la frecuencia y la intensidad de este fenómeno. Por último, se mencionarán algunas cosas a tener en cuenta para controlar la corrosión y proteger los materiales.

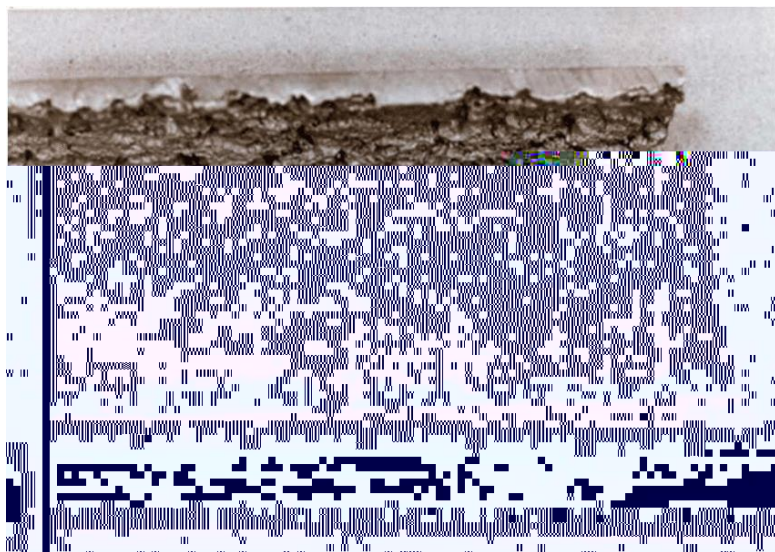
a) Corrosión por CO₂.

El mecanismo de corrosión descrito se produce debido a la presencia de gas y agua en diferentes cantidades (Szary, T, 2016). Una de las principales causas que se produzca este tipo de corrosión, es producir gas en profundidades excelsas, además de realizar métodos como inyecciones de químicos.

El dióxido de carbono (CO_2), al entrar en contacto con el agua logra disolverse, generando reacciones superciliares en el material (metal), produciendo productos de corrosión. Inicialmente, la capa metálica se disuelve rápidamente, y los iones ferrosos disueltos se unen a iones de carbonato, lo que ocasiona que se generen escamas en la superficie del oleoducto (Fuentes, 2018). Este mecanismo de corrosión es relevante para la industria de gas y petróleo, donde la presencia de CO_2 y agua puede provocar daños en los equipos e infraestructuras.

Figura 5

Corrosión por CO_2



Nota: Tomado de Fuentes (2018).

Según estudios recientes sobre instalaciones de producción de hidrocarburos (Hernandez et al., 2018), incluso en cantidades pequeñas, el sulfuro de hierro tiene un impacto significativo en los mecanismos de corrosión bajo depósito. Esto es especialmente cierto cuando hay FeCO_3 y arena sobre la superficie del metal.

Kvarekval (1999) realizó un estudio sobre el impacto de pequeñas concentraciones de H₂S en acero, generaron corrosión por CO₂ en acero al carbono y hierro. Los resultados mostraron lo siguiente:

- A pH bajo, el H₂S aumentó la tasa de corrosión en un factor de 4-6 en comparación con la presencia solo de CO₂.

- El efecto del H₂S se hace irrelevante cuando el pH del material es elevado.

Esto sugiere la presencia de H₂S puede tener un impacto significativo en la corrosión por CO₂ en ciertas condiciones, especialmente a pH bajos. Sin embargo, a pH altos, el efecto del H₂S es mínimo. Este estudio es relevante para entender la corrosión en entornos industriales donde están presentes CO₂ y H₂S.

Kvarekval (1999) destaca que la concentración de H₂S es crucial para seleccionar los implementos que se requieren en oleoductos que contengan fluidos con CO₂ y H₂S. por ejemplo, cuando se usaron fusiones de 9Cr-1Mo, se pudo prevenir la corrosión en diversos equipos, y además evidenció una mayor resistencia a la corrosión por H₂S.

Por su parte, Chen en su investigación realizada en (1992) sugiere que los cilindros realizados a 13Cr son la opción más económica para mitigar el fenómeno de la corrosión de estos dos tipos, sin necesidad de tratamientos inhibidores. La tabla a continuación resume el tipo de corrosión que se puede esperar en función de las presiones parciales de H₂S y CO₂ (López, 2004).

Tabla 2

Tuberías sugeridas según presiones parciales (UNAM, 2004).

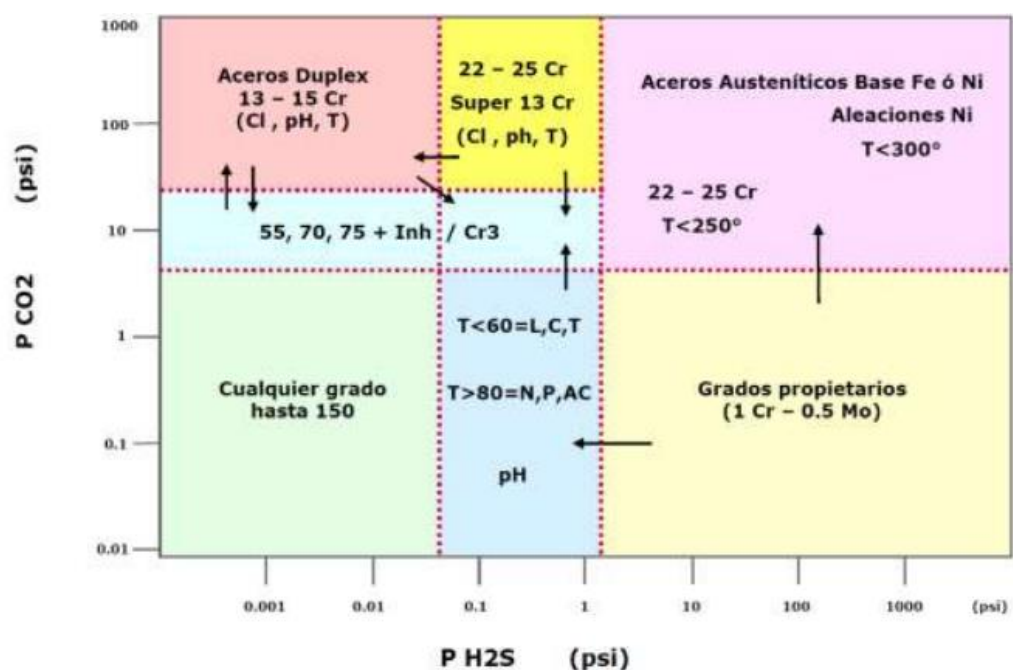
	Presión parcial	Corrosión esperada	Tubería recomendada
CO₂	>30	Alta	TRC – 95
	3-30	Media	TRC – 95, L – 80
	<3	No ocurre	Grado variable

Nota: La tabla evidencia algunas presiones de CO₂ parciales.

El tipo de tubería a emplear en esas condiciones se determina mediante un gráfico más detallado, también basado en las presiones parciales.

Figura 6

Determinación del tipo de tubería



Nota: Modelo de tubería en entornos corrosivos (CO₂ y H₂S) se determina mediante un gráfico (TenarisTamsa, 2011)

La corrosión por CO₂, también conocida como corrosión dulce, es un problema significativo en campos petroleros, responsable del 60% de las fallas. El CO₂ puede causar tanto corrosión general como localizada. El dióxido de carbono (CO₂) no es corrosivo para los aceros y aleaciones en condiciones normales, pero cuando se disuelve en agua, ya sea producida por el yacimiento o condensada, se vuelve altamente corrosivo, lo que puede generar tasas de corrosión muy elevadas (Pérez T. E., 2013)

Entre los factores que pueden determinar el pH de una solución, se encuentra la presión parcial del CO₂ y la temperatura, lo que a su vez afecta la tasa de corrosión. Esto sugiere que la corrosión por CO₂ es un proceso complejo que depende de varios factores, incluyendo la presencia de agua, temperatura, presión parcial del CO₂ y pH.

Es importante considerar estos factores para diseñar y seleccionar materiales adecuados para ambientes petroleros, así como para implementar estrategias de control de corrosión efectivas.

b) Corrosión uniforme.

La corrosión uniforme, también conocida como corrosión generalizada, es el tipo de corrosión más común y se caracteriza principalmente por la generación de una reacción química que se produce de manera uniforme en la totalidad de la superficie que entra en contacto a un determinado ambiente o atmósfera. Esta forma de corrosión se da cuando la superficie del material está expuesta a un medio corrosivo y reacciona de manera uniforme en toda su extensión, sin que se produzcan áreas específicas de corrosión más severa. La corrosión uniforme puede ser causada por factores como la humedad, la temperatura, la presencia de sustancias químicas agresivas, entre otros (Iglesias, E. 2009).

Para evitar este tipo de corrosión, se pueden tomar las siguientes medidas:

1. Seleccionar el material adecuado para la pieza.
2. Utilizar inhibidores de corrosión.
3. Aplicar pinturas o recubrimientos protectores.
4. Implementar un mecanismo de protección catódica (Lizarza, T., 2000).

Es importante tomar medidas preventivas para evitar la corrosión uniforme, ya que puede tener consecuencias graves en la integridad y durabilidad de las estructuras y equipos expuestos a ambientes corrosivos.

Figura 7

Corrosión uniforme



Nota: Ejemplo de corrosión uniforme presentada en un metal; las condiciones ambientales podrían ser las causas de la corrosión. Tomado de: (Bardal, 2004).

La corrosión uniforme es la principal responsable del enflaquecimiento de material debido a que genera pérdidas de este, lo que a su vez, podría ocasionar un problema o grieta en las piezas. Esta forma de corrosión es más común en materiales uniformes que no tienden a la pasivación en el entorno real (Bardal, 2004). Por otro lado, la corrosión localizada es un tema de investigación amplio y controvertido. Las fases involucradas en el fenómeno de la corrosión son objeto de discusión, principalmente porque están determinadas por las diferentes etapas y las propiedades microestructurales. La presencia de discontinuidades, como límites de grano y fases secundarias, facilita la corrosión localizada.

c) Corrosión por picadura.

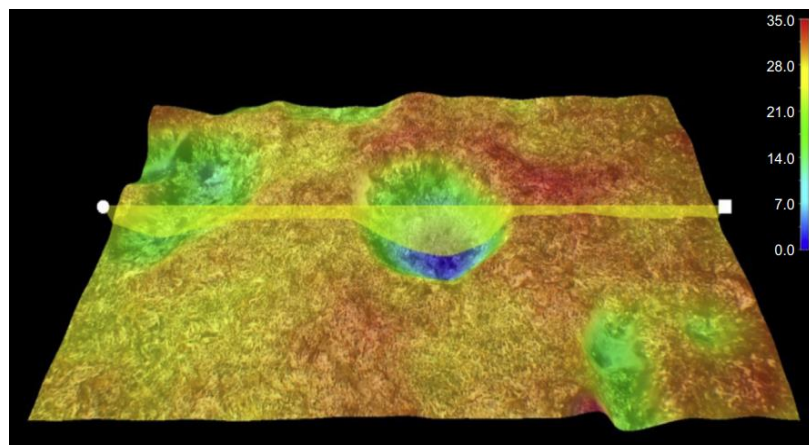
La corrosión por picadura es un tipo de corrosión localizada caracterizada por una tasa de corrosión excepcionalmente alta en una zona específica, a diferencia de la otra parte de los materiales que se exponen a ambientes mucho más corrosivos. Esto conduce a la creación de un hueco pequeño. Los puntos ánodos suelen ser los sitios donde se producen estas picaduras. En un estudio in situ realizado en 2018 por Hernández et al. En industrias de producción de hidrocarburos, se investigó la influencia de los mecanismos de corrosión en oleoductos que estaban afectados por H₂O y en menor proporción CO₂.

Para garantizar un monitoreo permanente de las variables operativas en el desarrollo del estudio, se emplearon dispositivos electrónicos que permitieron un control remoto en tiempo real. Se utilizaron muestras metálicas tipo T, que ofrecen una mayor precisión en el estudio del mecanismo de corrosión interna en comparación con las muestras tubulares tradicionales. Los resultados mostraron que las secciones de ensayo de menor tamaño (52 y 27 mm) presentaron superficies más limpias y menos corrosión que las secciones más grandes (154 y 102 mm), donde se encontraron depósitos sólidos en toda la superficie. En contraste, en las secciones más

pequeñas, solo se observaron depósitos sólidos en la parte inferior de la muestra 6. A partir de estos hallazgos, se realizaron análisis de las muestras 4, 6 y 12 que fueron las más relevantes en el estudio (Hernández et al., 2018).

El estudio revela que la corrosión bajo depósito es el tipo de degradación más común en las líneas de producción, causando daños localizados en forma de picaduras en varias ubicaciones internas. Los análisis microscópicos muestran que estos depósitos sólidos se asocian con la presencia de arena, sulfuros de hierro y carbonatos. Además, las condiciones hidrodinámicas del sistema, como las velocidades y los flujos de líquidos y gases, juegan un papel importante en la determinación de la ubicación de los daños (Hernández et al., 2018)

La corrosión bajo depósito es el mecanismo de corrosión predominante en los sistemas de producción de hidrocarburos y gas en países de América del Sur, principalmente en Venezuela causando daños localizados en diversas áreas de la tubería. Este tipo de corrosión es provocado por la fusión de agua, CO₂, arena y H₂S. La hidrodinámica del crudo desempeña un papel crucial en la ubicación y distribución de las fallas, que estarán basados según el diámetro interno de la línea. Los patrones de flujo y las velocidades superficiales del fluido influyen en la localización y severidad de los daños. En particular, la corrosión asistida por el fluido causó daños en la parte superior de las tuberías en las secciones de 102 y 52 mm, mientras que en la sección de 27 mm, se produjo una corrosión generalizada debido al flujo tipo burbuja y altas velocidades superficiales. Es fundamental considerar el patrón de flujo del sistema al diseñar e instalar un sistema de monitoreo efectivo, ya que puede provocar daños principalmente en las zonas superficiales de los ductos. Además, al aplicar sistemas de control de corrosión con inhibidores fílmicos, siendo relevante contar con que la corrosión de bajo depósito podría actuar como barrera del desempeño de los inhibidores (Hernández et al., 2018).

Figura 8*Corrosión por picadura*

Nota. Perfil tridimensional del acero al carbono picado con una profundidad de hoyo de hasta 28,6 micrómetros. Tomado de 9-Pitting corrosión.

La corrosión por picadura es un tipo de proceso en el que los materiales metálicos se debilitan a través de reacciones químicas y electroquímicas. Este tipo de corrosión ocurre en superficies tratadas cuando el material base presenta irregularidades como abrasiones o inclusiones, o cuando la superficie no ha sido adecuadamente protegida para resistir los efectos del entorno o del fluido que se transporta (Bolívar, 2019). También puede ocurrir cuando la superficie se expone a concentraciones elevadas de sustancias químicas oxidantes. (Recent Advances in Nondestructive Method and Assessment of Corrosion Undercoating in Carbon–Steel Pipelines (chapter 1 - corrosion Kinds).

Tabla 3

Correlación entre el índice de picadura y el tipo de corrosión

Rango de valores de la picadura	Tipo de corrosión
0,001 < PI < 0,01	Corrosión uniforme
0,01 <PI< 0,1	Corrosión mixta
0,1 <PI < 1,0	Corrosión localizada

Nota: Tomado de la investigación de Edén, 2019.

La corrosión por picadura está influenciada por una variedad de factores. Los parámetros de construcción, el espesor de la pared del ducto, la orientación de la tubería (que se incluye en los parámetros anteriores), el acero, los factores operativos, el aceite, el agua, el gas, los sólidos disueltos, la temperatura, la presión, los iones de ácido sulfúrico (H₂S), la presión parcial de CO₂, los iones de bicarbonato y el cloruro son algunos de ellos. Estos factores hacen que las condiciones locales sean propensas a la corrosión, lo que provoca pequeñas cavidades o picaduras en el material.

Según Roberge et al. (2018), el grosor del metal es uno de los factores más relevantes en la corrosión por picadura, ya que depende de este, así como de la tasa de penetración, aunque esta última es inversamente proporcional. Abood et al. (2015) estudiaron varios factores que influyen en la corrosión por picaduras, incluyendo el entorno, la composición del metal, la temperatura, las características de la superficie y el potencial de picaduras.

Las picaduras suelen ser el resultado de la heterogeneidad física o química de la superficie, como las inclusiones, las partículas de segunda fase, los límites de los granos segregados por solutos, los defectos, las dislocaciones o los daños mecánicos. La mayoría de las

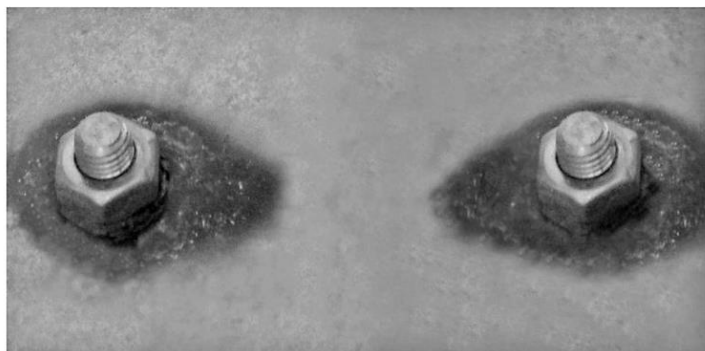
aleaciones de ingeniería presentan defectos que pueden iniciar la corrosión por picaduras. Por ejemplo, los aceros inoxidable con frecuencia tienen picaduras relacionadas con inclusiones de sulfuro de manganeso. La corrosión cavernosa y la corrosión por picaduras tienen similitudes; con frecuencia se cree que la corrosión cavernosa es el resultado de las picaduras (Roberge et al., 2018).

d) Corrosión galvánica.

La corrosión por acoplamiento galvánico se produce cuando dos materiales diferentes, ya sea en composición química, tratamiento térmico, recubrimiento o pintura, entran en contacto y se sumergen en un entorno corrosivo. Este fenómeno electroquímico implica el flujo de electrones entre metales con potenciales electroquímicos distintos. El metal que actúa como ánodo tiende a corroerse, mientras que el metal que actúa como cátodo permanece sin corroerse o se corroe muy lentamente. La corrosión del metal ánodo se acelera en comparación con lo que ocurriría si los metales estuvieran separados, lo que hace que este tipo de corrosión sea particularmente perjudicial (Szary, T, 2016).

Figura 9

Corrosión galvánica



Nota: Corrosión galvánica sobre una placa de acero (ánodo) en contacto con unos tornillos y tuercas de acero inoxidable. Tomado de (Szary, T, 2016).

La relación de área entre las zonas de contacto de los materiales es un factor clave que afecta la corrosión galvánica. La velocidad de corrosión depende de la relación ánodo-cátodo y puede variar significativamente debido a la diversidad de aleaciones, especialmente en la unión de tubos. La serie galvánica muestra la tendencia de un par de metales a comportarse como ánodo o cátodo al entrar en contacto eléctrico.

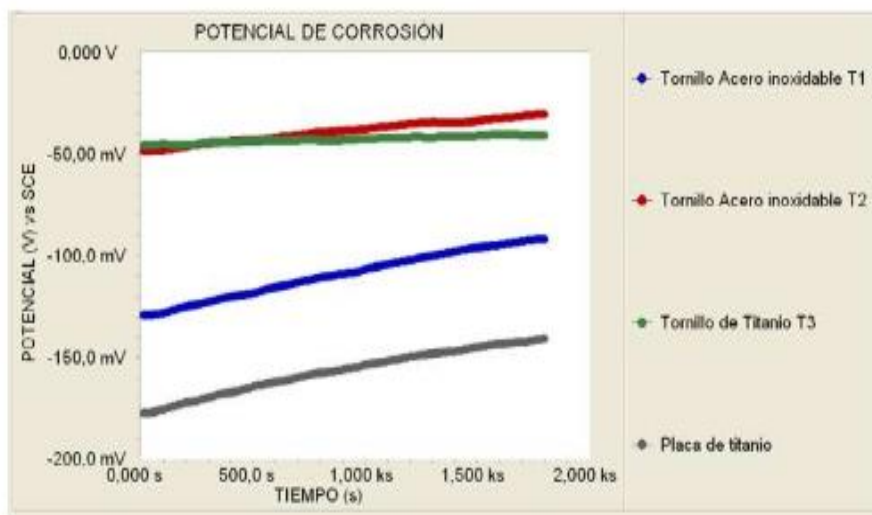
La relación de áreas de los electrodos, las resistencias a la polarización y otros factores influyen en la velocidad de corrosión. Díaz et al. (2020) descubrieron que la unión de dos metales en un electrolito produce un par galvánico, explicado por la teoría del potencial mixto, que implica cuatro reacciones: dos anódicas y dos catódicas en cada electrodo. La relación de áreas, la distribución de corriente, la formación de películas pasivas y otros factores afectan el potencial y la corriente de corrosión. Se identificaron tres posibilidades de reacciones anódicas,

incluyendo la electrooxidación de cobre y hierro, y la formación de capas de productos de corrosión. El acero inoxidable también puede experimentar reacciones anódicas similares, produciendo películas pasivas. La reducción de oxígeno es la reacción catódica que ocurre en ambos electrodos, con una velocidad dependiente de la superficie. El latón es el material más afectado por estas condiciones, ya que es susceptible a la aleación selectiva en ciertos rangos de potencial.

La corrosión galvánica se caracteriza por una corriente de corrosión constante en el metal anódico, mientras que la corriente en el metal catódico depende de la difusión de oxígeno en la superficie catódica. El potencial de un metal o aleación se determina por factores como la composición química del medio, la presencia de productos de corrosión, la temperatura y, la formación de películas de óxido. Para evitar la corrosión galvánica, se aconseja: evitar la presencia de relaciones entre áreas desfavorables (como un pequeño ánodo y un gran cátodo) e implementar estrategias para mitigar la corrosión. En un estudio relacionado, Figueroa et al. (2019) investigaron la interacción galvánica entre una placa de titanio y tornillos de acero inoxidable y titanio en una solución simulada de cuerpo humano, utilizando un amperímetro de resistencia cero y una celda electroquímica de tres electrodos para evaluar el potencial de corrosión.

Figura 10

Potencial de corrosión de investigación



Nota: En las curvas mostradas, se presenta el comportamiento del potencial de corrosión y la intensidad de corriente galvánica contra el tiempo de prueba.

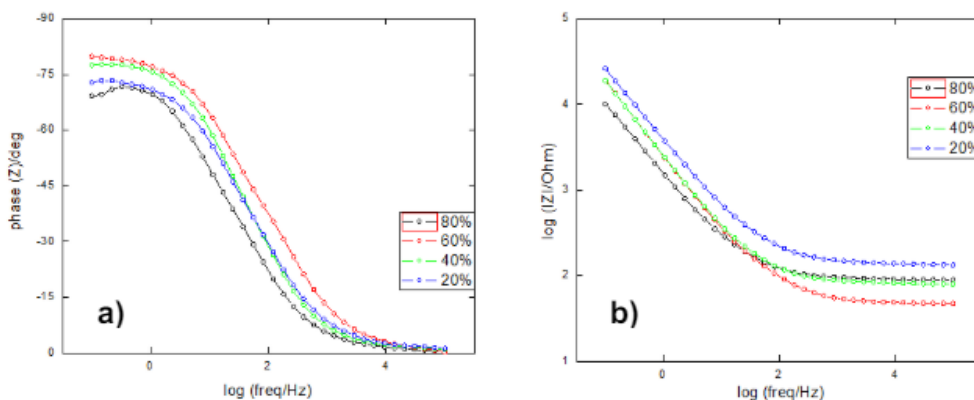
Otros estudios (Gringer et al., 2016) han demostrado que la corrosión galvánica puede ocurrir entre materiales con diferentes tamaños de grano, tanto in vitro como in vivo. Por lo tanto, en este estudio, es posible que la corrosión haya ocurrido en el siguiente orden de severidad: tornillos de titanio T1, tornillos de titanio-acero inoxidable T2 y placa de titanio-tornillo de titanio T3, debido a las diferencias en composición y tamaño de grano. Sin embargo, los resultados de las curvas de corriente galvánica sugieren que el uso de aleaciones disímiles no aumenta significativamente la corrosión, ya que los pares galvánicos estudiados no mostraron diferencias importantes en la intensidad de corriente galvánica. Esto sugiere que los tornillos de

titanio y acero inoxidable tienen un comportamiento galvánico similar frente a la placa de titanio en el medio electrolítico estudiado.

Además, investigadores como Rita (2015), en su tesis doctoral titulada "Corrosión galvánica de cobre, aceros inoxidables y titanio en medios altamente concentrados en condiciones hidrodinámicas de flujo mediante técnicas electroquímicas", investigaron la resistencia de varios materiales a la corrosión galvánica en disoluciones altamente concentradas de bromuro de litio (53% en peso) y ácido fosfórico (40% en peso), puro e impurificado con cloro. Los materiales elegidos para investigar la corrosión de LiBr fueron cobre, aceros inoxidables AISI 304, AISI 316L y titanio, así como soldaduras de AISI 316L y titanio. Para el estudio de ácido fosfórico, se examinó el comportamiento del acero inoxidable AISI 316L y del titanio frente a la corrosión en sus condiciones de material base y soldado. Los ensayos se llevaron a cabo en un circuito hidrodinámico diseñado para estudiar la corrosión individual (mediante barridos potenciodinámicos) y galvánica (aplicando la teoría del potencial mixto y ensayos de amperímetro de resistencia cero) de pares: cobre/acero inoxidable en LiBr y material base/soldado para acero inoxidable AISI 316L y titanio. Los ensayos se llevaron a cabo en ambos medios de trabajo, a diferentes temperaturas. Después de estos ensayos, se demostró que la temperatura tiene el mayor impacto en la corrosión de los materiales.

Figura 11

Electrodos usados en la investigación



Nota: Tomado de Rita (2015)

Previo al estudio de la corrosión, se utilizaron métodos microscópicos para caracterizar los materiales y evaluar algunas de sus propiedades mecánicas. Se decidió qué tipo de soldadura por arco de microplasma era mejor para el estudio de corrosión posterior; el AISI 316L recibió soldadura por arco de microplasma con aporte y gas de respaldo, mientras que el titanio recibió soldadura por arco de microplasma sin aporte y en cámara de argón.

e) Corrosión intergranular.

La corrosión intergranular es un tipo de corrosión que impacta los límites de grano de los materiales de acero, lo que lleva a una reducción de la resistencia mecánica y la ductilidad del acero. En este proceso, el límite de grano actúa como ánodo y se corta, mientras que la otra parte del grano (cátodo) permanece intacto. La corrosión intergranular es muy peligrosa porque puede

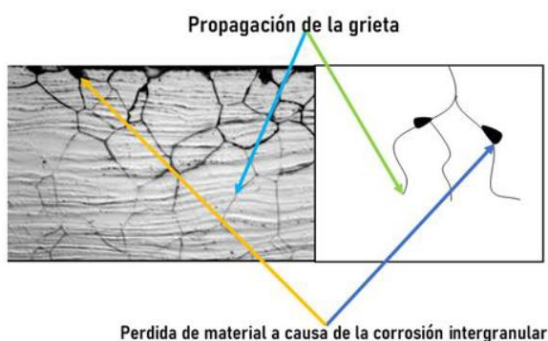
provocar fallas en el material. Este tipo de daño se hace más común en aceros que bajo soldadura generan precipitaciones de carburos (Iglesias, E. 2009).

La precipitación de carburos Cr_{23}C_6 puede ocurrir localmente durante el tratamiento térmico o la soldadura a ciertas temperaturas, que va a depender de la composición química del metal. Las aleaciones con compuestos intermetálicos son más susceptibles a este tipo de corrosión.

La corrosión galvánica que ocurre entre los límites de los granos se conoce como corrosión intergranular. Esto es resultado de la sensibilización de la pieza. La sensibilización de un metal suele ocurrir cuando se expone a altas temperaturas o a largos períodos de tiempo, lo que provoca la nucleación de precipitados en el límite de grano y la generación de pequeñas celdas entre el grano y su límite como consecuencia del potencial que difiere entre estos. Por lo tanto, la corrosión intergranular es un proceso de corrosión galvánica localizada (Bolívar, 2019).

Figura 12

Corrosión intergranular



Nota: La grieta y la corrosión intergranular en una pieza metálica se muestran en un diagrama esquemático. Tomado de (Bardal, 2004).

La soldadura y los tratamientos térmicos son dos formas de corrosión de este tipo. Esto ocurre cuando se realizan de forma incorrecta estos procesos porque el metal se somete a procesos de soldadura donde las temperaturas son elevadas (Bolívar, 2019).

Un tipo de ataque intergranular provocado por tratamientos termomecánicos es la corrosión exfoliativa que experimentan las aleaciones 7075, según los estudios de McIntyre y Dow. Este fenómeno se debe a la acumulación de elementos, por ejemplo, Zn y Cu en los límites del grano, dejando zonas cercanas libres de precipitados. Los elementos como $MgZn_2$ y Cu, que actúan como ánodos, facilitan la corrosión en los contornos de grano, ya que son más reactivos que el Al. Esto explica por qué la corrosión exfoliativa en estas aleaciones es un problema común.

f) Corrosión por esfuerzos

La corrosión por esfuerzo es un proceso complicado y arriesgado que causa grietas en el material, lo que podría reducir de manera relevante la vida útil del metal. La interacción de varios factores que afectan a su aparición hace que este tipo de corrosión sea multifacético (Bolívar, 2019). Los factores se pueden clasificar en tres grupos: el primero incluye variables relacionadas con el material, como el acabado superficial o los tratamientos térmicos; el segundo grupo considera las interacciones ambientales con la pieza, como la exposición a sustancias corrosivas; y el tercer grupo abarca las variables mecánicas que interactúan con el material, como las tensiones y esfuerzos aplicados (Bardal, 2004).

Los factores se pueden clasificar de la siguiente manera (Bolívar, 2019):

1. Materiales

2. Ambiente

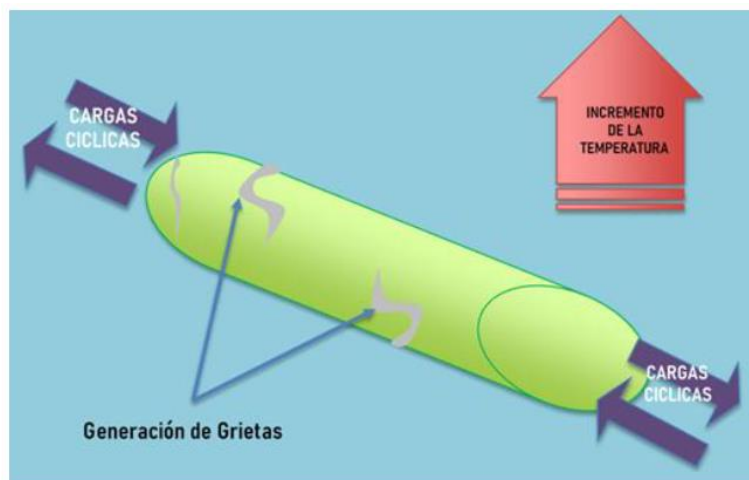
3. Esfuerzos

Las grietas de SCC pueden iniciarse principalmente en irregularidades en la superficie del metal, como ralladuras, muescas y otros defectos mecánicos; en defectos metalúrgicos, como inclusiones, límites de grano y vacancias, donde puede haber diferencias en la actividad electroquímica entre estos defectos y la matriz del metal, lo que ocasiona un defecto en algún proceso (Marcus, 2002; Cheng, 2013). Las grietas creadas por SCC también pueden convertirse en grietas de corrosión; sin embargo, para que esto suceda, se deben cumplir ciertas condiciones; por ejemplo, el comportamiento electroquímico en la base de la grieta debe ser más activo que en las paredes de la grieta. La velocidad de deformación local en la base de la picadura es crucial, así como una relación aproximada de profundidad/anchura de la picadura de 10:1.

Es necesario unir los tres grupos para lograr que ocurra la corrosión bajo esfuerzos; de lo contrario, ocurrirían otros tipos de fenómenos. Por ejemplo, se producirá un proceso de fatiga si solo se produce una interacción entre esfuerzos y factores materiales, o se producirá una corrosión si solo se presentan causas materiales y ambientales. Solo cuando los factores de los tres grupos se combinan, el proceso de corrosión por esfuerzos ocurrirá.

Figura 13

Corrosión por esfuerzos



Nota: Tomado de: (Bardal, 2004).

La combinación de factores materiales, ambientales y mecánicos es necesaria para que ocurra la corrosión por esfuerzos. Si solo se presentan dos de estos grupos de factores, se producirán otros fenómenos, como corrosión o fatiga. La corrosión por esfuerzos es un proceso cíclico que requiere la simultánea acción de tensiones cíclicas y un medio agresivo. No requiere un medio agresivo particular para cada material metálico, comparado con otros procesos de corrosión.

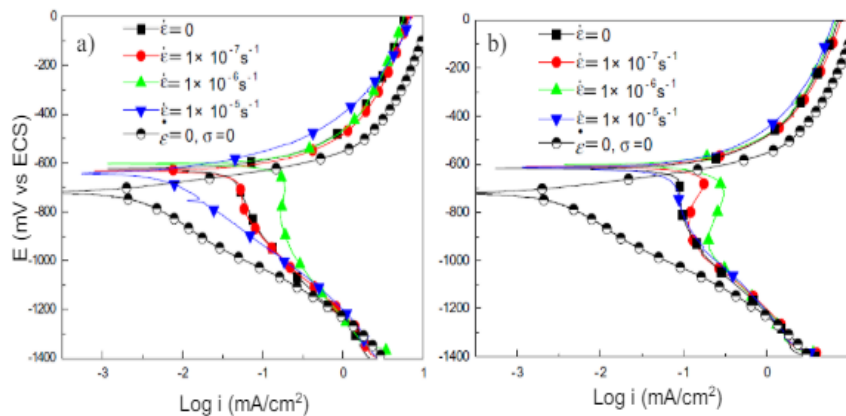
El agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) en tuberías es un tipo de agrietamiento asistido por el medio (EAC) que ocurre cuando se cumplen tres condiciones: el entorno, los esfuerzos mecánicos y las características metalúrgicas del acero. El SCC comienza con pequeñas grietas en la superficie externa de la tubería, que pueden crecer y unirse para formar grietas macroscópicas con el tiempo (National Energy Board, 1996).

Una de las variables relacionadas con el esfuerzo mecánico que afecta el mecanismo de SCC es la velocidad de deformación ($\dot{\epsilon}$). Por ejemplo, Liu et al, (2009a) estudiaron el efecto de la $\dot{\epsilon}$ en las densidades de corriente catódica (i_c) medidas en el acero X70 en solución sintética

de suelo ácido durante el procedimiento SSRT. En la gráfica a continuación es posible observar las curvas de polarización medidas en el nivel de esfuerzo $0.5\sigma_{LE}$ y $0.9\sigma_{LE}$, donde σ_{LE} representa el esfuerzo en el límite elástico. Sus resultados mostraron que la i_c aumentó conforme la $\dot{\epsilon}'$ fue mayor. Sin embargo por encima de una $\dot{\epsilon}'$ de 1×10^{-5} in/s, la i_c disminuyó. Ellos adjudicaron este comportamiento al incremento del número de puntos emergentes de dislocaciones en la superficie del acero conforme la $\dot{\epsilon}'$ aumenta, produciendo de este modo, un PAL negativo y favoreciendo la reacción catódica. Sin embargo, cuando la $\dot{\epsilon}'$ es suficientemente alta, la movilidad de los puntos emergentes de dislocación es tan rápida que las especies reactivas no tienen el tiempo suficiente para adsorberse en los sitios activos y llevar a cabo la reacción de reducción.

Figura 14

Curvas de polarización del acero



Nota: Curvas de polarización del acero X70 durante la prueba SSRT medidas en el esfuerzo a) $0.5\sigma_{LE}$ y b) $0.9\sigma_{LE}$ a diferentes $\dot{\epsilon}'$ en una solución sintética de suelo ácido (Liu et al, 2009a)

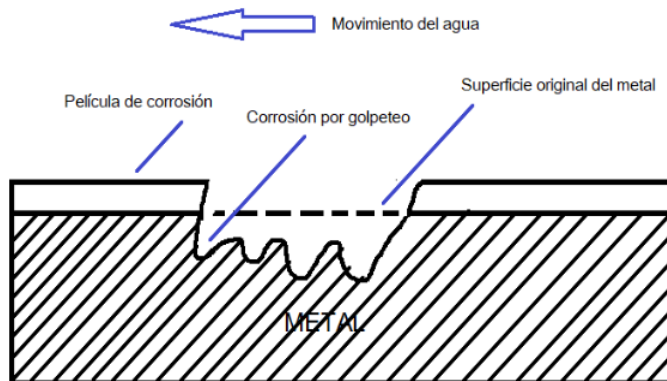
La corrosión por esfuerzos (SCC) ha sido detectada en diversas tuberías de acero, independientemente de su grado, diámetro, espesor de pared o tipo de soldadura, lo que sugiere que no está relacionada con un método de manufactura específico. Sin embargo, la zona afectada por el calor (HAZ) adyacente a la soldadura de doble arco sumergido (DSAW) en aceros de baja aleación como el X70 es más susceptible al agrietamiento en un medio de pH casi neutro. La microestructura y composición química de los aceros dependen del procesamiento metalúrgico, pero no se ha encontrado una conexión sistemática con la susceptibilidad a la SCC. Aunque la microquímica puede tener un impacto limitado, agregar ciertos elementos como cromo, níquel o molibdeno puede mejorar la resistencia a la SCC. Una microestructura homogénea, como la bainítica de grano fino o la ferrita acicular, es más resistente al agrietamiento intergranular que la microestructura de ferrita-perlita. Sin embargo, algunos estudios han revelado que el tratamiento térmico genera un impacto variable en la susceptibilidad del acero a la SCC

g) Corrosión erosión.

Se produce cuando el metal se ataca por un movimiento entre un líquido o fluido corrosivo y su superficie. Por lo general, el líquido contiene partículas sólidas, que erosionan el metal y luego el medio corrosivo corroe el metal fresco. El daño puede manifestarse como valles, canales o formas onduladas.

Figura 15

Corrosión-erosión



Nota: La corrosión-erosión es un mecanismo esquemático. Los efectos de la corrosión-erosión son más evidentes en la figura, ya que la superficie metálica se reduce y se forman ondulaciones y huecos como resultado del movimiento del fluido. Tomado de (Lizarza, T., 2000).

La mayoría de los metales y aleaciones, especialmente aquellos con una película protectora como el aluminio, el plomo y el acero inoxidable, son susceptibles a la corrosión por esfuerzos. El flujo mecánico puede dañar o eliminar estas películas, lo que aumenta la susceptibilidad a la corrosión.

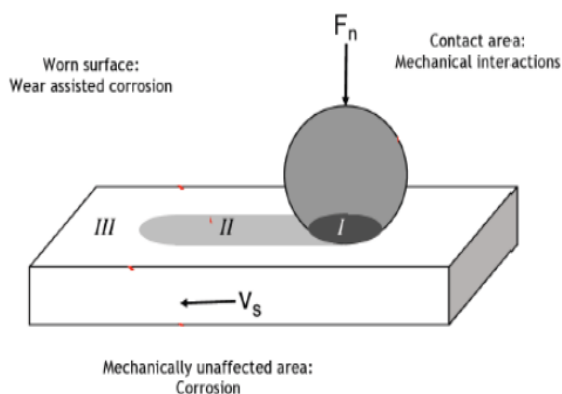
La corrosión de este tipo es particularmente común en los metales blandos, entre estos el Plomo y el cobre. Recientemente, se ha investigado la relación entre la corrosión y la erosión causada por la exposición a la atmósfera. Prato et al. Desarrollaron una investigación cuyo fin fue someter materiales de metal al fenómeno de la corrosion-erosión, analizando su comportamiento, utilizando placas y alambres de acero y cobre expuestos a la atmósfera durante doce meses. Se utilizaron métodos tradicionales para evaluar los cambios de la resistencia eléctrica y las modificaciones en el peso. Las ecuaciones cinéticas que evaluaron el comportamiento de la corrosión-erosión del cobre y del acero durante el primer año de exposición fueron creadas gracias a las mediciones de resistencia eléctrica. Para evaluar la erosión y la corrosión causadas por el impacto de partículas transportadas por el viento, se

evidenció que este método mostro mejores resultados que el convencional para evaluar la modificaciones de los pesos en los materiales.

La figura ilustra la acción combinada de desgaste y corrosión.

Figura 16

Fenómeno tribocorrosivo



Nota: Sistema de tribocorrosión. Imagen adaptada

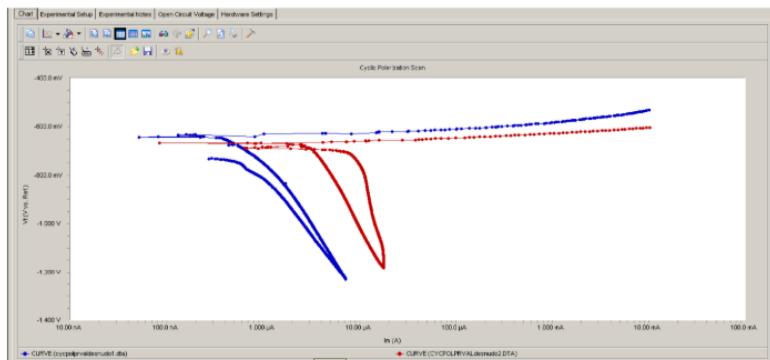
La "Zona I" es el lugar donde se produce el desgaste mecánico causado por la interacción de las partículas abrasivas en la parte de la superficie del material. El volumen perdido en esta zona se calcula únicamente mediante el proceso de desgaste mecánico si se realiza la medición del volumen perdido. En el sistema general de tribocorrosión, la zona II y el área despasivada sirven como ánodos, ya que la capa pasiva se retira por carga mecánica. En esta región se observa el fenómeno de pasivación-despasivación-repasivación, el cual se puede estudiar a través de la medición de la corriente. Finalmente, en el sistema de tribocorrosión, la zona III actúa

como cátodo. En este caso, la pérdida de volumen es mínima debido a la falta de despasivación debido a las bajas velocidades de corrosión. Sin embargo, se presenta el fenómeno de corrosión en esta zona.

Cárdenas (2021) estudió la evaluación experimental del deterioro por corrosión-erosión de los materiales utilizados. Esta curva muestra el potencial de corrosión de cada muestra y la zona catódica, también conocida como zona de inmunidad. Dado que el ensayo de corrosión solo se llevó a cabo hasta el potencial de corrosión, se puede observar una alta corriente anódica a partir de este punto. En este potencial, el material se disuelve activamente. Esto se debe al papel que desempeña el anodizado como recubrimiento.

Figura 17

Curva de polarización Aluminio.



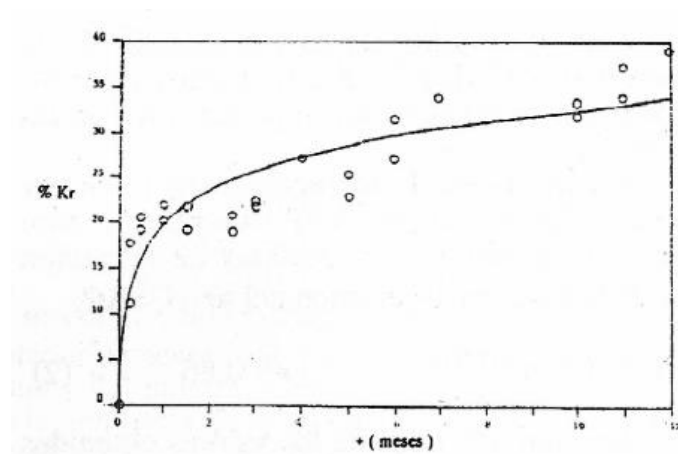
Nota: tomado de Cárdenas (2021)

Patro et al. (2019) realizaron un estudio que comparó la técnica de variación de resistencia eléctrica con la técnica tradicional de pérdida de peso para evaluar la corrosión en acero al carbono y cobre. Se expusieron alambres de acero y cobre a la atmósfera durante un año

y se evaluó el grado de corrosión. Los resultados mostraron que el acero experimentó una mayor corrosión que el cobre en un período de tiempo corto debido a los factores ambientales. No obstante, debido a la rugosidad y la variabilidad de la superficie, este método no resultó ser el óptimo para evaluar el comportamiento de la corrosión en tiempos cortos. El método de variación de resistencia eléctrica, por otro lado, es más apropiado para anticipar como actúan los materiales en ambientes con corrosión-erosión. La cinética del proceso corrosivo se puede estudiar de manera detallada con este método altamente sensible y no destructivo.

Figura 18

Representación de la pérdida de peso y el fenómeno de corrosión en el tiempo



Nota: Tomado de Patro, et., al. (2019)

En las primeras etapas de exposición, la reacción entre el metal y el medio ambiente domina el proceso de corrosión. Sin embargo, una vez que se forma la capa de productos de corrosión, las propiedades del metal, como la adherencia, la resistencia, la compactación y la

permeabilidad, controlan la velocidad del proceso corrosivo. La erosión causada por partículas de polvo en el aire también desempeña un papel crucial en la corrosión atmosférica. De igual manera, un material metálico expuesto a la atmósfera y protegido por una capa de productos de corrosión adherente, compacta y resistente presentará un buen desempeño en ese entorno, incluso en condiciones climáticas desfavorables

h) Erosión por cavitación.

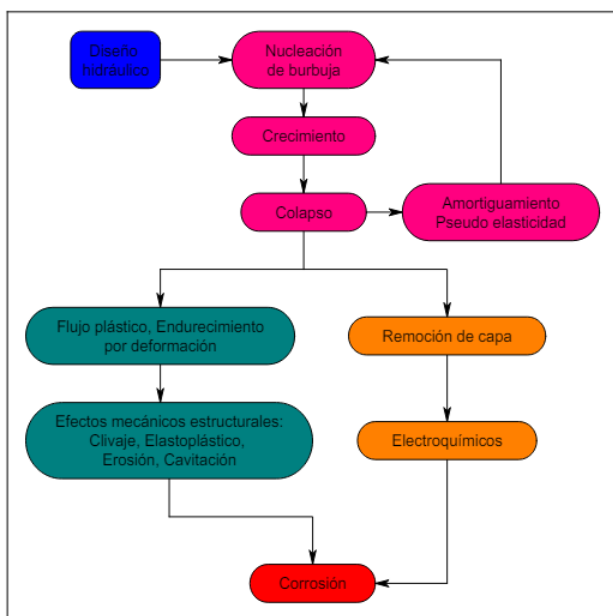
La cavitación-corrosión ocurre se genera cuando existe la formación de burbujas de vapor en la interfaz líquido-metal; esto causa la formación de picaduras y la descomposición del metal. Sólo después de una limpieza adecuada se puede ver el daño en el metal; los productos de corrosión terminan ocupando los espacios pequeños y las grietas (Lizarza, T., 2000). Esta forma de corrosión es el resultado de la combinación de la corrosión y la formación y colapso de burbujas en un líquido, lo que deteriora la superficie del metal. El colapso de las cavidades genera una onda de choque que elimina la capa protectora de óxido, formando un par galvánico entre la zona pasivada y la zona sin capa de óxido, lo que acelera la corrosión (Lizarza, T., 2000).

Para comprender como inicial la formación de las burbujas, podemos imaginar un pistón y un tubo con agua. La presión disminuye y el volumen aumenta cuando el pistón se mueve hacia el exterior, lo que hace que el agua alcance su punto de ebullición e inicie la formación de burbujas. Las burbujas empiezan a descender en los momentos en el que el pistón se dirige hacia adentro, porque la presión aumenta y el volumen disminuye. En turbinas e impulsores, este proceso se repite rápidamente, lo que provoca una rápida formación y colapso de burbujas (Muñoz, 2020).

La corrosión afecta la superficie metálica sin protección y la renovación de la capa que lo protege, mientras que, al irse formando las burbujas e iniciando el colapso, se genera un daño en la superficie que apenas empezaba a crearse. La repetición de este proceso puede provocar la falla del material. La cavitación también puede ocurrir en bombas cuando la entrada de fluido no es lo suficientemente rápida, lo que provoca la formación de burbujas de gas que colapsan bajo presión y dañan la superficie metálica con fluido de alta velocidad (Muñoz, 2020).

Figura 19

Corrosión por cavitación



Nota: El estado de conocimiento sobre el fenómeno de cavitación, desde la incepción-nucleación hasta la corrosión aparente de los materiales, se muestra en un diagrama.

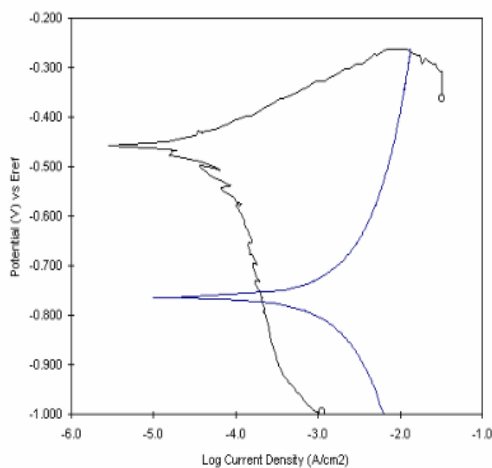
La eficiencia de la tubería disminuye cuando se forman burbujas de vapor, lo que disminuye el espacio donde el flujo se dispone. La cavitación también causa daños en los conductos de flujo, produce ruido y vibraciones molestas, y reduce la eficiencia del sistema. El

ruido producido es similar al sonido de las canicas que pasan a través de un conducto, por lo que algunos ingenieros emplean métodos básicos de audición para lograr identificar la cavitación (González, 2015).

Frecuencias elevadas en vibraciones produjeron patrones turbulentos en los flujos, lo que permitió observar cómo se creaban de burbujas y su implosión. Esto demostró que la superficie metálica puede experimentar deterioro por cavitación en solo 60 minutos de ensayo, lo que es consistente con los hallazgos de los ensayos electroquímicos de corrosión.

Figura 20

El acero inoxidable AISI 416 presenta la formación de una curva de polarización potenciodinámica cuando ocurre cavitación y corrosión

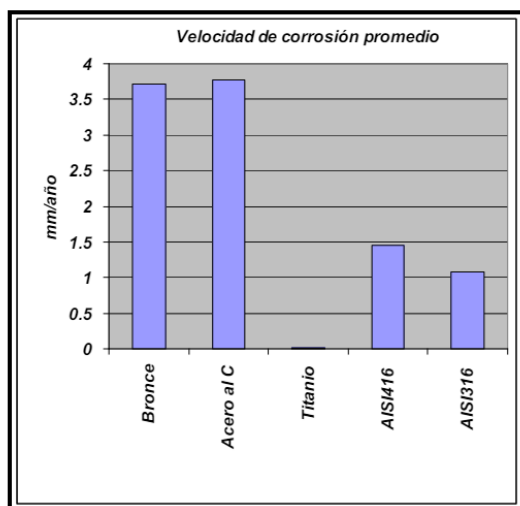


Nota: Tomado de (González, 2015)

Los estudios recientes sobre cavitación sugieren que la nucleación es el mecanismo clave que inicia el proceso de cavitación. Por lo tanto, se asume que incluso los líquidos más puros contienen contaminantes dispersos y/o microscópicos que actúan para la formación de burbujas (1). Los métodos fotoelásticos han permitido medir presiones elevadas, generadas por el colapso de burbujas, que pueden alcanzar los 1.500 MPa (18-26). Dado que la resistencia mecánica promedio de los cinco metales ensayados, comúnmente utilizados en la construcción de bombas, varía entre 350 y 700 MPa, es probable que estos metales sufran daños por cavitación. Esto hace que las aleaciones industriales sean vulnerables a este tipo de daño.

Figura 21

Velocidad de corrosión promedio producida por la cavitación inducida por vibración.



Nota: Tomado de (González, 2015)

El fenómeno de fatiga en cada una de las cavidades formadas se combinó con la deformación plástica en la superficie del metal, según los resultados de diferentes

investigaciones de cavitación, que implicaron el uso de 5 aleaciones en la industria con vibraciones. La superficie brillante y lisa que se descubrió al finalizar los estudios corrobora esta conclusión. La cavitación también puede afectar a los metales a nivel de los planos cristalinos; es decir, las ondas que colapsan generan una afectación significativa y localizada que, por medio de la deformación y la fatiga, pueden separar los planos cristalinos o las microfases de las aleaciones. Esto hace que el material que entra en contacto con la cavitación sea menos fuerte.

Capítulo 2. Factores Que Influyen En El Proceso De Corrosión

2.1 Inspección De Interior De Tubería

La inspección de interior de tubería (ILI) tiene como objetivo evaluar físicamente el estado de un ducto o una parte de él. Esta inspección detecta defectos como abolladuras, grietas, fisuras, corrosión y obstrucciones causadas por sedimentación de material sólido. Existen varios métodos para realizar esta inspección, pero el más común es el "marraneo" o pigging, que utiliza un dispositivo llamado "marrano" para recopilar información sobre el estado de cada sección del ducto (Szary, T, 2016). Respecto al objeto de medición y la resolución que se espere, los marranos suelen emplear sensores físicos o ultrasónicos. Los sensores ultrasónicos transmiten ondas que se reflejan de manera diferente según el estado del área examinada. Los sensores físicos pueden identificar barreras, grietas o modificaciones en el espesor de los ductos (Zúñiga, 2019).

Aunque las técnicas de ILI son precisas, requieren detener parcial o totalmente el flujo en la sección de tubería a evaluar, lo que implica pérdidas operativas y de producción. Por ello, las inspecciones se pueden efectuar de manera anual, o según las características del ducto objeto (Zúñiga, 2019).

2.1.1. Evaluación de Corrosión en Tuberías

Según las normas internacionales, se puede evaluar el estado de la tubería utilizando los datos de la inspección interior de la tubería (Zúñiga, 2019). La evaluación se realiza en tres niveles: 0, 1 y 2, cada uno con un nivel de precisión y detalle diferente. La información necesaria para completar la evaluación también varía en cada nivel. La descripción de cada nivel es la siguiente: la norma API 579 establece la descripción del nivel 0, por otra parte, la norma ASME B31G se encarga del nivel 1 y del 2 (Muñoz, 2020).

Nivel 0

Para el nivel 0, se requieren datos como el diámetro, espesor y profundidad de corrosión de la tubería. Con esta información, se puede calcular la longitud máxima permitida de corrosión. También es posible determinar la profundidad de corrosión aceptable si se conoce la longitud de la región corroída. Las tablas de la norma API 579 ofrecen profundidades y longitudes de corrosión para una variedad de combinaciones de espesores y diámetros de tuberías; este nivel se basa en ellas (Ortiz, 2002). Por ejemplo, si se evalúa una región corroída y se determina que la longitud de pérdida de material es aceptable si no supera el valor de las tablas, el nivel 0 produce valoraciones más conservadoras que los niveles 1 y 2, lo que indica que el tamaño aceptable de la región corroída será menor.

Nivel 1

Para el nivel 1, se utilizan ecuaciones para evaluar el estado de la tubería, relacionando características como el diámetro, espesor y profundidad de corrosión. Según Ortiz (2002), el esfuerzo de falla se calcula mediante una fórmula específica, que permite determinar la resistencia de la tubería ante la corrosión

$$SF = Sflow * \left(\frac{1 - 0,85 * \frac{d}{t}}{1 - \frac{0.85 \frac{d}{t}}{M}} \right)$$

M se define a partir del siguiente término

$$z = \frac{L^2}{Dt}$$

Donde para $z \leq 50$

$$M = 0.032 \cdot z + 3.3$$

El término *Sflow* se puede establecer de la siguiente manera:

$$Sflow * \left(\frac{Sy + Sut}{2} \right)$$

Nivel 2

La técnica de área efectiva es otro nombre para el nivel 2 de evaluación. Con el fin de determinar la profundidad de la zona desgastada o el espesor del ducto, este método es similar al del nivel 1. El esfuerzo de falla estimado, que se calcula de manera similar, es el criterio de evaluación, aunque en este caso se toma en cuenta la equivalencia del área original y el área que genera pérdida, así: (Ortiz, 2002):

$$SF = Sflow * \left(\frac{1 - \left(\frac{A}{Ao} \right)}{1 - \left(\frac{\bar{Ao}}{M} \right)} \right)$$

El término se calcula igual que la evaluación de nivel 1

Nivel 3

Los elementos finitos, las diferencias finitas y los elementos de frontera son herramientas computacionales avanzadas que se emplean en el nivel 3 de evaluación. En comparación con los análisis de nivel 0, 1 y 2, este enfoque ofrece resultados más precisos porque tiene en cuenta diversos factores que impactan el desarrollo de la corrosión (Muñoz, 2020).

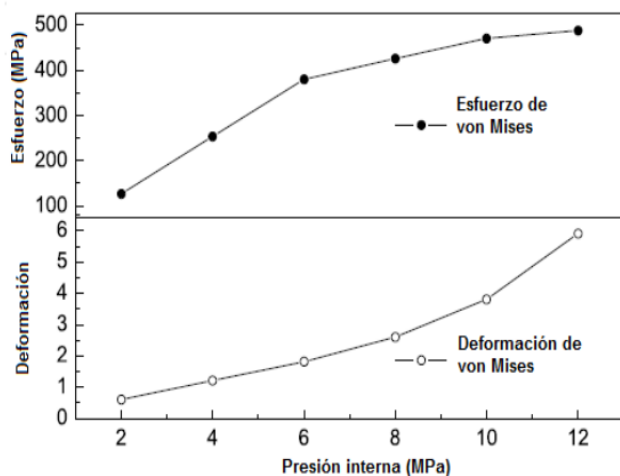
2.1.2 Estudio de corrosión en tuberías

"El progreso en el procesamiento de computadoras y el desarrollo de software especializado ha permitido avanzar en el estudio de la corrosión en ductos mediante

simulaciones de elementos finitos. Sin embargo, la mayoría de los estudios sobre corrosión se han realizado bajo condiciones estacionarias, es decir, sin considerar el cambio en el tiempo. En este tipo de simulaciones, se modela la tubería, incluyendo la zona corroída, y se somete a diferentes condiciones de presión y temperatura para analizar el estado de esfuerzos y la estructura del ducto. Por ejemplo, Yang, Liu y Zhang investigaron el estado de esfuerzos en una tubería con corrosión externa, calculando los coeficientes de concentración de esfuerzos en la región corroída para diferentes presiones de operación (2-12 MPa) utilizando el software ANSYS. Los resultados se muestran en una gráfica de contorno del esfuerzo de von Mises para una tubería con un defecto de 0.125 veces su espesor y una presión de operación de 8 MPa (Muñoz, 2020)."

Figura 11

Esfuerzo y deformación

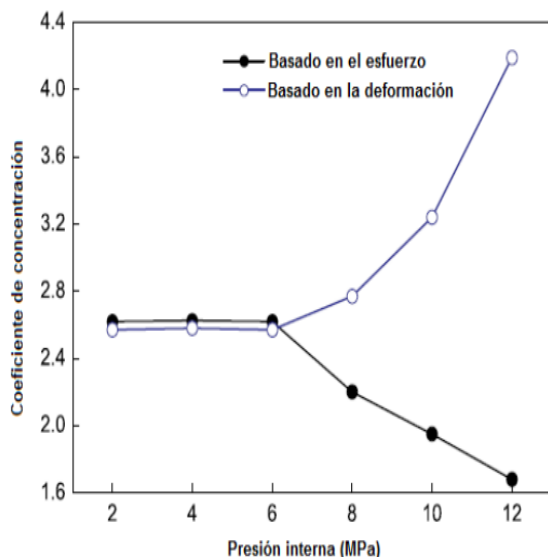


Nota: Esfuerzo y deformación de von Mises según la presión de la tubería interna.

El coeficiente de concentración se calcula con los datos obtenidos del esfuerzo y alteración de von Mises. La investigación de Yang, Liu y Zhang (Muñoz, 2020) detalla el proceso completo para calcular este coeficiente.

Figura 12

Coeficiente de concentración



Nota: El coeficiente de concentración basado en la presión interna del ducto.

2.1.1 Factores que influyen en el proceso de corrosión

Se deben tener en cuenta las características del material sobre el que incide y el entorno que lo rodea porque hay muchos factores que influyen en el proceso de corrosión. Las siguientes son algunas de las cosas que se consideran que tienen el mayor impacto en el proceso corrosivo.

2.1.2.1 Acidez de la solución

El pH de una solución mide la cantidad de iones de hidrógeno libres presentes en ella. Si el pH es menor que 7 ($\text{pH} < 7$), la solución se considera ácida, lo que indica una alta concentración de iones hidrógeno libres que buscan estabilizarse recibiendo electrones. Debido a esto, las soluciones ácidas son más corrosivas que las neutras ($\text{pH} = 7$) y alcalinas ($\text{pH} > 7$), ya que facilitan la reacción en la zona anódica al liberar electrones, lo que aumenta la corrosión

2.1.2.2 Sales disueltas

La acidez acelera la corrosión cuando se agregan sales ácidas a las soluciones electrolíticas, lo que reduce su pH. Cloruro de amonio, cloruro de hierro y cloruro de aluminio son ejemplos de sales ácidas (Charng y Lansing, 1982). Por otro lado, en algunos casos, las sales alcalinas pueden desempeñar el papel de inhibidores de la corrosión y elevan el pH. Las sales alcalinas incluyen carbonato de sodio, silicato de sodio, tetraborato de sodio y fosfato trisódico (Charng y Lansing, 1982).

Además, los fluidos producidos por pozos de petróleo y gas con frecuencia incluyen limo, arena y sólidos de los yacimientos geológicos, que a menudo se atrapan en los oleoductos o gasoductos de producción o transmisión. Los fluidos producidos se separan de la pared interior de la tubería a través de tales depósitos, lo que provoca diferencias en la composición química del agua cerca de la superficie de acero en comparación con los fluidos a granel. La corrosión bajo depósito (UDC) es el tipo de deterioro que resulta de esto. Debido a que se le atribuye al menos el 20% de los incidentes en la industria de petróleo, este tipo de imperfecciones en la industria representa una amenaza significativa. Esto ha llamado la atención de investigadores, tecnólogos de corrosión y analistas de fallas recientemente (Pitting Corrosion - Under deposit corrosion).

2.1.2.3 Capas protectoras

La presencia de capas protectoras en la superficie de un material puede disminuir su susceptibilidad a la corrosión. Estas capas pueden ser aplicadas intencionalmente mediante revestimientos o bien formarse naturalmente por pasividad, creando capas que actúan como barrera contra el avance de la corrosión (Charng y Lansing, 1982).

2.1.2.4 Concentración de oxígeno

Dependiendo de la naturaleza del material, la concentración de oxígeno en un medio electrolítico puede acelerar o retrasar el proceso de corrosión. En el caso de materiales ferrosos, el aumento de la concentración de dióxido de carbono provoca una mayor velocidad de corrosión debido a que el producto corrosivo no brinda protección al material. Además, es directamente proporcional, la concentración de dióxido de carbono y la capacidad para la formación de capas.

Temperatura

Debido a la difusión acelerada del oxígeno del ambiente al material objeto, incluso en presencia de las capas protectoras de pasivación, la corrosión se acelera con el aumento de la temperatura. Se ha comprobado según investigaciones que la tasa de corrosión aumenta aproximadamente el doble con un incremento de dos grados Celsius.

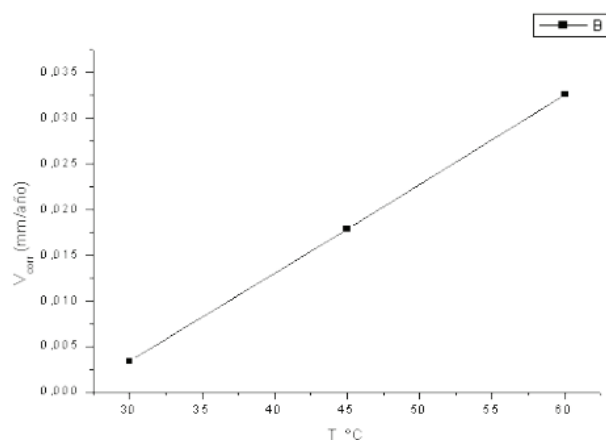
Es importante recordar que la temperatura juega un papel importante en este tipo de corrosión. Se cree que la corrosión por picadura puede ocurrir en aceros al carbono cuando la temperatura del ambiente supera los 60 a 70 °C, un umbral de temperatura crítico conocido como temperatura crítica de picadura (CPT). Es fundamental tener en cuenta que pueden existir diferencias significativas y diversas situaciones. Además, la presencia de agentes corrosivos en el petróleo crudo, que se clasifican como compuestos agresivos, puede reducir la temperatura crítica y acelerar la corrosión por picadura Modeling and Study Influence of the Temperature Parameter on Corrosion Factors in the Atmospheric Distillation Column of Crude Oil). Establecido por la norma G48-03 de la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM), la resistencia del material a la corrosión por picadura disminuye de manera significativa (Recent Advances in Nondestructive Method and Assessment of Corrosion Undercoating in Carbon–Steel Pipelines (chapter 1 - corrosion Kinds). Esto ocurre porque las

altas temperaturas aceleran los procesos corrosivos y facilitan la formación de picaduras en el material.

Según las regulaciones termodinámicas, el aumento de la temperatura durante un proceso acelera las reacciones químicas. El equilibrio químico necesario para precipitar óxidos e hidróxidos de hierro cambia a medida que aumenta la temperatura, lo que aumenta la probabilidad de que se depositen los productos de corrosión (LaQue 1975, Hartt et al. 1984).

Figura 22

La rapidez de corrosión del acero inoxidable austenítico 316L en medio salino está influenciada por la temperatura.



Nota: Tomado de Pacheco 1987, Guilarte 1994).

Es notable que los potenciales de corrosión (E_{corr}) y las densidades de corriente de corrosión (I_{corr}) aumenten con la temperatura, lo que conduce a una disminución en la resistencia de polarización y una mayor velocidad de corrosión (V_{corr}). Este incremento en V_{corr} se debe a la interacción de los iones en la solución, que activan la película de óxido al aumentar su colisión con la superficie de la muestra. Esto podría deberse a un mecanismo en el

que los iones cloruro penetran en la superficie desprotegida del material, reduciendo la región de pasividad del metal y acelerando la difusión del oxígeno hacia la superficie, lo que aumenta la velocidad de corrosión (Pacheco 1987, Guilarte 1994)

2.1.2.5 Velocidad de flujo

En los sistemas de transporte de fluidos, la velocidad de flujo del medio generalmente aumenta la tasa de corrosión debido a dos factores: (1) permite que las sustancias corrosivas ingresen y ataquen áreas que antes no habían sido impactadas; y (2) bloquea la creación de capas que protejan el material contra la corrosión, quedando vulnerable al efecto erosivo (Charng y Lansing, 1982).

2.1.2.6 Espesor de la pared de la tubería

El espesor de la pared de las tuberías transportadoras de petróleo crudo es crucial para garantizar que el petróleo crudo se transporte de manera segura y eficiente. La presión de diseño, el tipo de material de la tubería y las propiedades mecánicas del petróleo crudo que se transporta se toman en cuenta para calcular el espesor de la pared. Se utilizan principalmente principios básicos de la mecánica de fluidos porque la tubería debe estar diseñada para soportar la presión máxima a la que se someterá durante el transporte del petróleo crudo. Esta presión incluye la presión estática del fluido, que es la presión que ejerce el petróleo crudo debido a su peso y altura de la columna de fluido. Se puede encontrar esta presión utilizando la ecuación hidrostática (ecuación 1). La ecuación de Bernoulli (ecuación 2), que describe el comportamiento de un fluido en movimiento a lo largo de una corriente, se puede utilizar para calcular la presión dinámica debido al flujo. Las presiones descritas anteriormente son esenciales para determinar la presión máxima que se espera para seleccionar el espesor adecuado de la pared.

$$P(\text{est}) = p * g * h \quad (1)$$

$P(\text{est})$ = presión estática del fluido en psi o Pa

p = densidad del petróleo crudo, en unidades de masa por unidad de volumen, como kg/m^3 o lb/ft^3 .

g = Aceleración (aproximadamente 9.81 m/s^2 o 32.2 ft/s^2).

h = Altura de la columna de petróleo crudo en la tubería (en unidades de longitud).

Es importante recordar que la presión estática disminuye con la altura de la columna de petróleo en la tubería. La presión estática aumenta con la altura de la columna. La ecuación 2 indica que la presión dinámica es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo. Por lo tanto, la presión dinámica aumentará con la velocidad del petróleo crudo en la tubería. La expresión de la ecuación de Bernoulli es:

$$P(\text{din}) = 1/2 * p * V^2 \quad (2)$$

$P(\text{din})$ = Presión dinámica debido al flujo. En unidades de presión, como psi, Pa

p = Densidad del petróleo crudo en unidades de masa por unidad de volumen, como kg/m^3 , lb/ft^3

V = Velocidad del flujo del petróleo crudo en la tubería (en unidades de velocidad, como m/s , ft/s)

Existe una variedad de estándares de diseño de tuberías, como el criterio ASME B31.4 y el criterio API 5L, que se utilizan en la industria para medir el espesor de las tuberías. Estos estándares tienen enfoques y aplicaciones ligeramente diferentes. principalmente para los cálculos de espesor. El ASME B31.4 utiliza fórmulas (ecuación 3) que toman en cuenta características específicas de los fluidos transportados y condiciones operativas. API 5L, por otro

lado, expresa adicionalmente el espesor mínimo requerido por presión interna a través de la ecuación 5 El espesor mínimo de presión externa especificado por API 5L. En general, se puede decir que la normativa API especifica las dimensiones y propiedades mecánicas del material de la tubería, pero no proporciona fórmulas específicas para calcular los espesores basados en presión.

$$t = \sqrt{\left(\frac{P.D}{2.S.F}\right)^2 + \frac{P_{int}.D_{int}}{2.S_{int}.F}}^2 \quad (3)$$

$$t = \frac{P.D}{2.S} \quad (4)$$

$$t = \frac{P.D}{2.S.F} \quad (5)$$

En donde,

P = Presión de diseño externa máxima (en unidades de presión).

S = Esfuerzo admisible del material de la tubería (en unidades de presión).

F = Factor de diseño (generalmente un valor mayor o igual a 1).

2.1.2.7 Química del agua

El agua, conocida como "salmuera" en los yacimientos petrolíferos, es agua con una concentración de cloruro de sodio (NaCl) superior al 5%. También es fundamental para el proceso de corrosión.

Algunos de los gases en el petróleo crudo que pueden ser altamente corrosivos al mezclarse con salmuera son el (CO₂) y el (H₂S). Los ácidos orgánicos suelen estar en el hidrocarburo, y el ácido acético (CH₃ COOH) puede empeorar el problema de la corrosión.

Estos gases corrosivos pueden estar presentes en diversas proporciones en el petróleo crudo y pueden provocar la corrosión.

La Tabla 4 incluye una lista de las reacciones químicas más frecuentes que deben tenerse en cuenta cuando se trata de la química de la salmuera.

Tabla 4

Reacciones químicas para tener en cuenta

	Reaction	Equilibrium constant
Dissolution of carbondioxide	$C_{O_2}(g) \rightarrow C_{O_2}$	$K_{sol} = C_{CO_2}/P_{CO_2}$
Water dissociation	$H_2O \xrightarrow{K_{bwa}^{fwa}} H^+ + OH^-$	$K_{wa} = C_H + C_{OH^-}$
Carbondioxide hydration	$C_{O_2} + H_2O \xrightarrow{K_{bhy}^{fhy}} H_2CO_3$	$K_{hy} = C_{H_2CO_3}/C_{CO_2}$
Carbonic acid dissociation	$H_2CO_3 \xrightarrow{K_{bca}^{fca}} H^+ + HCO_3^-$	$K_{ca} = C_H + C_{HCO_3^-}/C_{H_2CO_3}$
Bicarbonate anion dissociation	$HCO_3^- \xrightarrow{K_{bbi}^{fbi}} H^+ + CO_3^{2-}$	$K_{bi} = C_H + C_{CO_3^{2-}}/C_{HCO_3^-}$
Acetic acid dissociation	$HA_c \xrightarrow{K_{bac}^{fac}} H^+ + AC^-$	$K_{HAc} = C_H + C_{AC^-}/C_{HAc}$
Hydrogen sylphate anion dissociation	$HSO_4^- \xrightarrow{K_{bHSO_4}^{fHSO_4}} H^+ + SO_4^{2-}$	$K_{HSO_4^-} = C_H + C_{SO_4^{2-}}/C_{HSO_4^-}$

Nota: Es importante tener en cuenta que las constantes de equilibrio pueden variar según las condiciones de temperatura y presión, así como la composición específica de la salmuera en cada campo de petróleo y gas. Estas constantes de equilibrio proporcionan información sobre la dirección en la que se desplaza la reacción y la concentración de productos y reactivos en equilibrio. Tomado de ASME B31.4.

Capítulo 3: Estrategias De Control Y Prevención De La Corrosión En Las Líneas De Transporte De Crudo

3.1 Métodos De Control De La Corrosión

Debido a las graves implicaciones económicas, de seguridad y de conservación de materiales que conlleva la corrosión (Schweitzer, 2010), se han desarrollado diversas estrategias para controlar la corrosión y lograr la protección de materiales. La primera opción es seleccionar materiales que resistan la corrosión, pero esto no siempre es factible debido a restricciones ambientales, dimensionales, geométricas o de costos. En tales casos, se deben explorar otras alternativas.

A continuación, se presentan algunas técnicas comerciales para controlar la corrosión y proteger los materiales afectados

3.1.1 *Inhibidores*

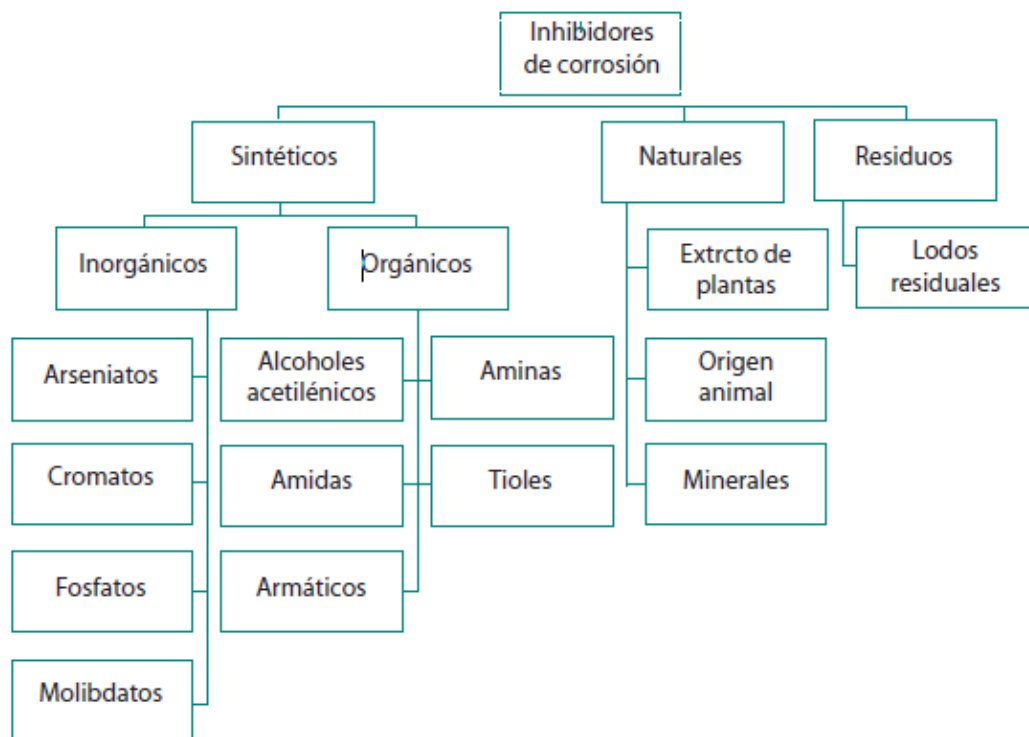
Los inhibidores de corrosión son sustancias químicas que, al agregarse a un medio corrosivo, reducen la velocidad de corrosión. Existen variedades de inhibidores, siendo las anódicas y catódicas las más conocidas. Aunque la corrosión es difícil de evitar, puede controlarse mediante el uso de inhibidores efectivos para prevenir daños en tuberías, tanques y superficies metálicas (Finšgar y Jackson, 2014).

Debido a su practicidad y rentabilidad, los inhibidores son ampliamente aceptados. Un inhibidor adecuado puede disminuir significativamente los costos ya que es posible emplear acero en lugar de carbono (Finšgar y Jackson, 2014). Al aumentar la polarización anódica y/o catódica, la difusión de iones baja y a su vez la resistencia eléctrica empieza a subir significativamente, los inhibidores disminuyen la corrosión (Satri, 2011). Su efectividad puede

verse afectada por las variaciones que puedan darse en la solución o la aleación, pero su eficacia depende del material metálico y de las condiciones particulares.

Figura 23

Tipos de inhibidores de corrosión



Nota: tomado de (Raja et al., 2013).

La selección y cantidad de inhibidor de corrosión dependen de diversos factores. La temperatura máxima admisible es crucial, ya que algunos componentes pueden descomponerse térmicamente y perder su efectividad. Aunque la industria y la comunidad científica han estudiado los inhibidores, aún no se comprende completamente su mecanismo de acción, lo que hace difícil predecir su eficacia. En conclusión, los inhibidores son efectivos si contienen componentes ferrosos solo en un rango de temperaturas entre 121 y 149 °C.

3.1.1.1 Inhibidores anódicos (pasivadores)

Los inhibidores anódicos, también conocidos como pasivadores, son sustancias oxidantes, generalmente inorgánicas, que mejoran el potencial electroquímico del material que se protege, haciéndolo más noble (Revie, 2011).

3.1.1.2 Inhibidores catódicos

Los inhibidores catódicos evitan las reacciones de reducción regulando el pH del medio corrosivo. Estos protegen a los iones de hidrógeno de ser reducidos a partículas de hidrógeno o a iones de oxígeno en ambientes alcalinos.

En la mayoría de los casos, la corrosión de las tuberías se controla mediante el uso de protección catódica combinada con un recubrimiento dieléctrico adecuado. Según Bradford (2000), el sistema de protección catódica implica aplicar una corriente de protección a la superficie exterior de la tubería de acero. Esto expone a los suelos adyacentes y a las fallas del sistema de revestimiento (Bradford, 2000).

El sistema de revestimiento reduce significativamente la cantidad de corriente de protección necesaria durante el uso del ducto. El control de la corrosión debe tenerse en cuenta desde el inicio del diseño de un oleoducto, durante la construcción y durante toda la vida útil de la tubería (Bradford, 2000).

3.1.1.3 Inhibidores ecológicos

La corrosión es un problema común en diversas industrias como la química, petrolera, naval, de construcción civil, transporte y comunicaciones. Aunque se utilizan inhibidores de corrosión, muchos de ellos pueden generar impactos negativos en el ambiente y la salud humana. Por lo tanto, es necesario desarrollar inhibidores económicos y respetuosos con el medio

ambiente. Alternativas renovables y amigables con el ambiente como compuestos químicos son los extractos de plantas, con gran potencial como inhibidores, ya que son biodegradables y no tóxicos. Estos inhibidores naturales son abundantes, no tóxicos y biodegradables. Algunos extractos empleados con frecuencia son las semillas, flores, entre otros, que han demostrado una reducción significativa en la velocidad de corrosión. Los compuestos químicos presentes en los extractos de plantas, especialmente los heterocíclicos, son efectivos en la inhibición, ya que se absorben y forman capas para proteger de la corrosión al material.

Los inhibidores orgánicos actúan principalmente a través de la adsorción en la interfaz metal-solución, desplazando moléculas de agua y formando una película compacta que actúa como barrera. La adsorción depende de factores como la naturaleza y carga de la superficie del metal, el tipo de electrolito, la temperatura y la estructura química del inhibidor. Las interacciones específicas entre grupos funcionales, la superficie del metal y heteroátomos como nitrógeno, oxígeno, azufre y fósforo son cruciales en la inhibición.

Algunas plantas empleadas como inhibidores de corrosión en diversas investigaciones son: Tagetes erecta, Neem, Adenopus breviflorus, patilla, coco, Aniba rosaeodora en metales como el acero dulce (Umoren et al., 2014); el aloe vera para acero inoxidable (Mehdipour et al., 2014); Neolamarckia cadamba, Albaricoque en acero al carbono (Kamal y Sethuraman, 2012).

3.1.1.4 Inhibición de corrosión del acero dulce

Se han llevado a cabo investigaciones exhaustivas sobre el uso de inhibidores naturales en el acero. Por ejemplo, investigaciones han empleado la conocida flor amarilla en ácido sulfúrico al 0,5 M, utilizando técnicas como gravimetría. Los resultados han evidenciado que esta especie tiene un impacto en la corrosión, actuando como inhibidor mixto, es decir, tanto catódico como anódico, y se adsorbe físicamente en la superficie del metal. Otro estudio utilizó

el extracto de corteza de patilla para prevenir la corrosión del acero dulce en soluciones de ácido clorhídrico y ácido sulfúrico, encontrando que actúa como inhibidor con una mayor eficacia en ácido clorhídrico que en ácido sulfúrico.

En una solución de ácido sulfúrico al 0,5 M, en un rango de temperatura que oscila entre 30 y 60 °C, se examinó el papel que cumple como inhibidor el extracto de coco y la acetona en medios etílicos en corrosión del acero dulce. El extracto etanólico es el más efectivo, aunque ambos extractos retrasan la disolución del acero. Indicando un mecanismo de adsorción física directamente proporcional, es decir, se evidenció que su eficiencia se eleva cuando la concentración usada de coco y acetona son mayores y elevadas, sin embargo, descienden con las variaciones de la temperatura.

Por otra parte, se estudió el efecto inhibitorio del extracto alcaloide de Rauvolfia serpentina también se estudió en la corrosión del acero dulce en soluciones de HCl y H₂SO₄; se descubrió que la eficiencia de inhibición se dio a concentraciones de 50ppm y era del 95% y del 96%, (Raja, et. Al, 2010). Finalmente, se descubrió que todos los componentes del extracto tienen la capacidad de inhibir; además, algunos de ellos fue la anulación del oxígeno. La friedelina, el lupenol, el β -sitosterol, los dímeros fenólicos, las aminas aromáticas y los flavonoides son algunos de los compuestos que componen el extracto. Con la temperatura, la eficiencia de inhibición disminuyó, pero con la concentración del extracto aumentó. No se descomponen los componentes del extracto a 80 °C (Satapathy et al., 2009).

3.1.1.5 Inhibición de corrosión del acero al carbono

Para evitar la corrosión en aceros compuestos por cantidades elevadas de carbono, se han llevado a cabo numerosas investigaciones. Para evaluar la capacidad de un surfactante derivado del aceite de semilla de Adenopus breviflorus para prevenir la corrosión del acero en ácido

clorhídrico al 0,5 M, se empleó el método de pérdida de peso. Los resultados mostraron que el surfactante es un inhibidor efectivo de la corrosión, y se descubrió que actúa mediante adsorción en la superficie del metal. Además, se utilizó la técnica de pérdida de peso para investigar la corrosión del acero al carbono en una solución de ácido fosfórico al 1,0 M (Yaro et al., 2013)

Se investigó la efectividad de los extractos de *Euphorbia falcata* L., *Spirulina platensis*, *Olea europaea* L. (olivo) y *Neem* como inhibidores de la corrosión del acero al carbono en diferentes soluciones ácidas. Los resultados mostraron que estos extractos son buenos inhibidores de la corrosión y que su eficacia aumenta con la concentración.

Los estudios de polarización e impedancia indicaron que los extractos son inhibidores de tipo mixto y que la inhibición se controla principalmente por un proceso de fisisorción. Además, se encontró que el complejo de cafeato de calcio se forma y se adsorbe en la superficie del acero, inhibiendo la corrosión al envenenar los núcleos cristalinos. Estos estudios demuestran el potencial de los extractos naturales como inhibidores de la corrosión del acero al carbono en diferentes entornos ácidos. Se estudiaron las propiedades de inhibición y adsorción del extracto de etanol de *Heinsia crinata* y otros extractos vegetales en la corrosión del acero al carbono en soluciones ácidas. Los resultados mostraron que estos extractos tienen propiedades inhibidoras y que su eficacia depende de factores como la concentración, el tiempo de inmersión y la temperatura. Además, se encontró que la presencia de compuestos como alcaloides, saponinas y taninos contribuye a sus propiedades inhibidoras. En otros estudios, se evaluó el efecto inhibitorio de extractos de *Aniba rosaeodora* y otros vegetales en la corrosión del acero al carbono en soluciones ácidas y se encontró que son inhibidores de tipo mixto que aumentan su eficacia con la concentración. También se investigó el efecto inhibitorio de extractos de hojas de rábano y comino negro en la corrosión del acero al carbono en presencia de aguas industriales y

se encontró que el extracto de comino negro fue más efectivo. Estos estudios demuestran el potencial de los extractos vegetales como inhibidores de la corrosión del acero al carbono en diferentes entornos ácidos.

3.1.1.6 Inhibición de corrosión del acero inoxidable

Se evaluó el efecto inhibitorio del extracto de hojas de *Silybum marianum* y aloe vera en la corrosión del acero inoxidable 304 en soluciones ácidas. Los resultados de las curvas de polarización potenciodinámicas indicaron que el extracto de *Silybum marianum* actúa como un inhibidor de tipo mixto, mientras que los resultados de polarización lineal y espectroscopia de impedancia electroquímica demostraron que la eficacia del extracto de aloe vera aumenta con la concentración. Ambos estudios demuestran el potencial de los extractos vegetales como inhibidores de la corrosión del acero inoxidable en diferentes entornos ácidos.

3.1.1.7 Inhibición de corrosión de otros metales y aleaciones

Se investigó el efecto inhibitorio de varios extractos vegetales en la corrosión de diferentes metales en medios ácidos y neutros. Los resultados mostraron que los extractos redujeron significativamente la velocidad de corrosión y aumentaron la eficiencia de inhibición con el tiempo de inmersión y la concentración. La adsorción de los inhibidores en la superficie metálica creó una capa protectora que evitó la corrosión. Los estudios demostraron que los extractos de *Camellia sinensis*, *Mansoa alliacea*, *Coriandrum sativum* L., *Spondias mombin* L. y aceite de jojoba actúan como inhibidores de tipo mixto y tienen un potencial significativo para prevenir la corrosión de metales en diferentes entornos.

3.1.2 Recubrimientos orgánicos

Los recubrimientos orgánicos son capas protectoras que se aplican a los materiales para prevenir la corrosión y la degradación. Pueden funcionar como una barrera que evita la

penetración de oxígeno y agua, o bien, pueden inhibir la corrosión al aumentar la resistencia eléctrica y iónica, lo que detiene el proceso de corrosión.

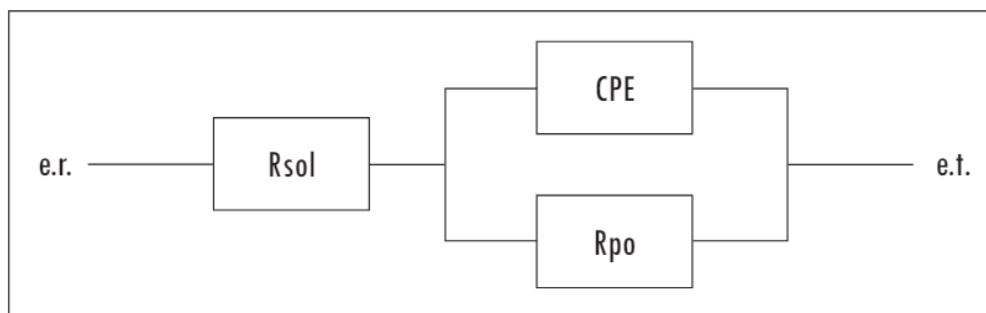
La corrosión frente a un medio corrosivo es principalmente controlada por un recubrimiento. Teniendo en cuenta el mecanismo de la corrosión, es evidente que una pintura protectora efectiva debe cumplir con ciertos requisitos.

1. Defender el entorno exterior al que está sometido.
2. No permitas que la humedad, el agua y el vapor de agua pasen.
3. Evitar que los iones se muevan.
4. Proteger la entrada de oxígeno.
5. Fijarse firmemente a las superficies.

Olaya (2012) empleó pruebas (EIS) para analizar la resistencia a la corrosión de ciertos recubrimientos, siguiendo las pautas de la norma ASTM G5. Los resultados mostraron valores de impedancia superiores a $10^{10} \Omega \cdot \text{cm}^2$, lo que indica una excelente protección según Lee y Mansfeld (1999). Esto se debe probablemente a la alta resistencia dieléctrica de los recubrimientos, que impide el acceso de iones a través de la capa. La corrosión puede ocurrir debido a la difusión de iones a través de áreas débiles del recubrimiento o defectos como poros o burbujas de aire, lo que forma sitios anódicos y catódicos en el sustrato y acelera las reacciones de corrosión. Los circuitos eléctricos equivalentes pueden ser utilizados para analizar los datos de impedancia del sistema recubrimiento-sustrato.

Figura 24

Circuito equivalente para recubrimiento epóxido



Nota: Tomado de (Martin, et. Al, 2006)

En muchos estudios de pinturas, se utilizan potenciales positivos en lugar (CPE) con la finalidad de evaluar el comportamiento electroquímico (Martin, et. Al, 2006). Los elementos de fase constante, por otro lado, permiten una mejor comprensión del recubrimiento intercalado cuando se tienen dos sustratos distintos. Los valores de resistencia a la polarización, que varían entre 10^{10} y $10^{11} \Omega \cdot \text{cm}^2$ y permanecen estables con el tiempo sin cambios de temperatura, son muy coherentes, según los hallazgos de la investigación de (Hu et al., 2009).

3.1.3 Recubrimientos metálicos

Utiliza un metal más resistente a la corrosión para proteger el material. El electroplataado y el galvanizado son dos métodos populares para realizar estos recubrimientos (Revie y Uhlig, 2008).

- **Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas**

Aplicar protección a base de recubrimientos anticorrosivos es necesario para prevenir o controlar los efectos de la corrosión en la superficie de la tubería y aumentar la seguridad de las tuberías. Se deben cumplir los requisitos de calidad y propiedad que precisan las leyes tanto nacionales como internacionales (ASM, 1987).

Los sistemas genéricos de recubrimientos que se emplean con frecuencia son:

- Alquitrán de hulla
- Epóxidos en polvo combinados por fusión
- Polietileno de tres capas
- Polipropileno de tres capas.
- Cintas de poliolefina
- Cintas cálidas y mangas retráctiles.

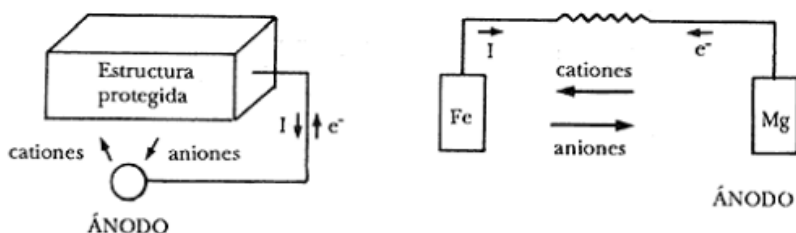
Estos materiales se utilizan comúnmente en la industria para proteger superficies metálicas y no metálicas de la corrosión, el desgaste y otros factores ambientales. Si necesitas más información sobre alguno de estos materiales, no dudes en preguntar

3.1.4 *Recubrimientos no metálicos*

La protección de materiales mediante recubrimientos no metálicos es una técnica efectiva para prevenir la corrosión. El anodizado es un método popular que implica aplicar una corriente eléctrica al material para crear una capa de pasivación en la superficie. Esto se logra mediante la pasivación del material, que hace que el potencial electroquímico del sistema lo haga comportarse de manera anódica, produciendo una capa protectora que evita la corrosión

3.1.5 *Protección catódica*

Reduce en gran medida el potencial electroquímico del material que se protege de capas, convirtiéndolo en un cátodo. A menudo se utiliza en sistemas sumergidos. Esto puede llevarse a cabo de dos formas: mediante el uso de una corriente o empleando un ánodo que haga de sacrificio (Uhlig, 2008)

Figura 25*Modelo de protección catódica*

Nota: Tomado de (Manual básico de corrosión para ingenieros, 2010).

Un material anódico efectivo debe cumplir con las siguientes características:

1. Potencial de disolución: Debe ser lo suficientemente negativo ($-0,80\text{ V}$) para polarizar la estructura de acero, pero no demasiado negativo ($-0,95\text{ V}$ a $-1,7\text{ V}$) para evitar el gasto innecesario de corriente.
2. Alto sobre potencial para la formación de hidrógeno: Debe evitar la formación de películas pasivantes protectoras.
3. Capacidad de drenaje de corriente
4. Vida útil: La duración del ánodo depende del peso del ánodo, no del número de ánodos colocados, y se puede calcular, considerando la intensidad, peso, capacidad de la corriente, el rendimiento y factor de utilización."

Tabla 5

Ánodos y su vida útil. Valores para su cálculo.

Metal anódico	Rendimiento %	Factor de utilización	Capacidad corriente teórica (A-año/kg)
Zinc (Zn)	90	85	0.094
Aluminio (Al)	90	85	0.340
Magnesio (Mg)	50	85	0.251

Nota: Tomado de (Manual básico de corrosión para ingenieros, 2010).

El factor de uso puede alcanzar el 85 %, ya que una vez que se consume un ánodo, es necesario reemplazar este porcentaje debido a que el material disponible no es suficiente para garantizar la corriente que se necesita y que suministra el ánodo $V = C \times P \times R \times F / I$ (Manual básico de corrosión para ingenieros, 2010).

3.1.6 Tratamientos térmicos

Los tratamientos térmicos son procesos que alteran la estructura cristalina de los metales sin cambiar su composición química, con el objetivo de mejorar sus características mecánicas. Estos procesos involucran el calentamiento y enfriamiento controlado de los metales y aleaciones.

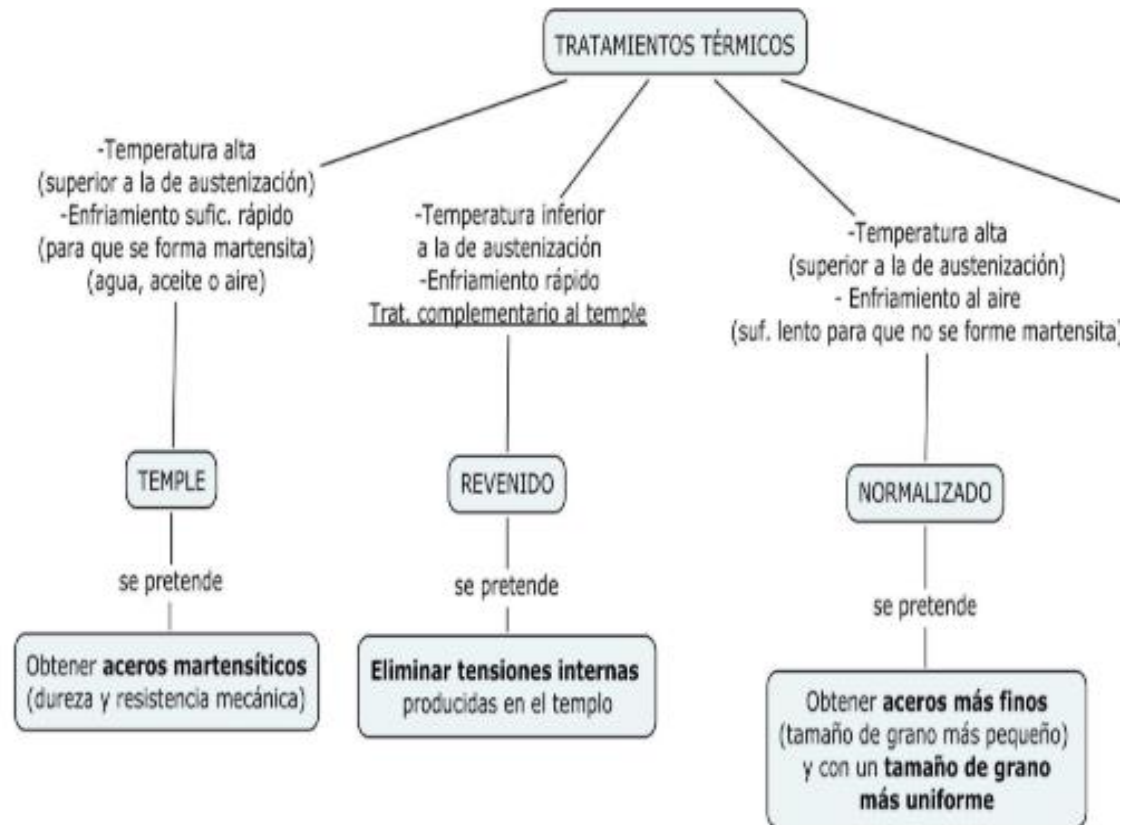
El temple es un tratamiento térmico común para los aceros, que implica:

1. Calentamiento: hasta una temperatura superior a la de austenización.
2. Enfriamiento rápido: en un medio de temple adecuado (agua, aceite o aire) para obtener una estructura martensítica.

Los aceros martensíticos resultantes se caracterizan por su alta resistencia mecánica y dureza. La velocidad de enfriamiento varía según el medio utilizado, siendo el agua el más rápido y severo, seguido del aceite y luego el aire.

Figura 26

Tratamientos térmicos



Nota: Tomado de ECCA (2011)

3.1.7 *Tratamientos termoquímicos*

Los tratamientos termoquímicos combinan el calentamiento y enfriamiento de metales con la adición de nuevos elementos a la superficie, alterando su composición química. El objetivo es obtener piezas duras en la superficie y blandas en el centro, aumentando su resistencia.

Los procedimientos más comunes incluyen:

1. Cementación: Agregar carbono a la superficie del metal para aumentar su resistencia. Se somete la pieza a una temperatura específica (900°C para aceros) en una atmósfera con carbono.

2. Nitruración: Incorporar nitrógeno para endurecer superficialmente el acero. Se somete la pieza a una corriente de amoníaco en un horno a 500°C.

La nitruración se diferencia de la cementación en:

- Temperatura más baja, evitando distorsiones en el núcleo de la pieza.
- Formación de nitruros submicroscópicos insolubles en aceros aleados, en lugar de introducir nitrógeno en forma de solución sólida.

Ambos tratamientos producen piezas con propiedades mejoradas, como mayor dureza y resistencia en la superficie, y mayor tenacidad en el centro."

4. Conclusiones

Por lo tanto, la corrosión se puede definir como un proceso metalúrgico inverso como resultado de la regresión al estado natural del material, lo que reduce su nivel de energía, o como un mecanismo de degradación o destrucción al que se someten los materiales metálicos. Además, la corrosión puede manifestarse de forma localizada o uniformemente en superficies visibles o no visibles, siendo esta última la más difícil de reconocer, lo que resulta en accidentes industriales y pérdidas económicas. Adicionalmente, hay una variedad de variables que tienen un impacto en el proceso de corrosión.

Uno de los factores más influyentes en los procesos de corrosión de los ductos de petróleo es la temperatura, ya que la temperatura aumenta como resultado de las reacciones químicas, lo que aumenta exponencialmente la velocidad de oxidación de los materiales. A menos que la temperatura aumente, la oxidación en la línea no aumentará de velocidad, por lo que el aumento súbito de la temperatura provocará oxidación en los conductos. Además, la presencia de impurezas puede aumentar la velocidad de oxidación de varios materiales porque provocan cambios en la energía potencial, lo que permite que los electrodos produzcan corrosión visible en la superficie de los ductos. Cuando ocurre este último efecto, la corrosión puede no ser un riesgo alto porque es visible, lo que facilita que el personal de control la identifique y controle, lo que puede resultar en inversiones económicas.

Las organizaciones enfrentan el desafío de abordar el problema de la corrosión en los ductos petroleros, ya que se busca garantizar la revisión diaria y mensual del desgaste que se produce como resultado de las picaduras y el desprendimiento de los recubrimientos en las tuberías que transportan el hidrocarburo. La corrosión es un componente crucial en la duración de las líneas de producción y puede afectar negativamente la producción, obstaculizando la

necesidad de hidrocarburos producidos en los sectores petroleros. Después de eso, las compañías petroleras deberán fortalecer los programas de prevención y mantenimiento de equipos para reducir los problemas causados por la corrosión en los ductos de hidrocarburos.

Por lo tanto, la administración de la corrosión surge como una alternativa de valoración para la prevención y control de la corrosión en ductos o líneas de petróleo en tres etapas: la primera etapa busca identificar el problema, su impacto y su magnitud, incluyendo su caracterización y cuantificación del mecanismo de corrosión; la segunda etapa realiza el monitoreo del ducto y evalúa su estado; y, finalmente, se garantiza la alternativa de manejo.

5. Recomendaciones

Se les recomienda a las compañías petroleras considerar las capacitaciones del personal en cuanto a la gestión de mantenimiento y control de la corrosión. De esta manera, se debe asegurar la identificación de puntos críticos de corrosión, principalmente por dióxido de carbono y picaduras, que son las más comunes en los ductos de hidrocarburos porque el material localizado en la línea se desprende debido a la corrosión externa de CO₂. Es importante destacar que la corrosión de ductos ha reducido el 65% de los problemas operativos de las empresas petroleras, lo que ha reducido los costos de inversión en mantenimiento, control y operación, lo que indica una mayor rentabilidad y garantía de satisfacción de las demandas requeridas por diversos sectores.

Las corrosiones mencionadas anteriormente causan daño al recubrimiento de la tubería desde la boca del ducto hasta la superficie. Esto hace que la línea no funcione correctamente. Por lo tanto, se recomienda usar un inhibidor o un aditivo químico para proteger la tubería como medida preventiva. Estas técnicas se han demostrado efectivas en una variedad de aplicaciones, incluidas las superficies de los ductos que facilitan el transporte de hidrocarburos.

Para reducir o evitar la corrosión en los ductos, se recomienda utilizar materiales más resistentes a este fenómeno, ya que son la opción más económica para las empresas petroleras. Otra opción es hacer un diseño adecuado de la forma, geometría y tamaño de las piezas, aunque este puede resultar complejo. Se deben buscar alternativas para el control o la prevención, como el recubrimiento de superficies o capas de ductos; filtrar soluciones o eliminar partículas en suspensión, tratando de reducir las temperaturas del proceso hasta elegir una protección catódica. Además de representar un gasto económico para las empresas petroleras, la corrosión también puede representar un riesgo para el equipo de trabajo y la indiferencia de las personas.

Referencias

- Aircraft Accident Report--Aloha Airlines, Flight 243, Boeing 737-200, N73711, near Maui, Hawaii, April 28, 1988
- ALVAREZ Alejandro, RÉQUIZ Roberto y LIRA-OLIVARES Joaquín. (2024). “La corrosión atmosférica y su relación con el mantenimiento anticorrosivo en aleaciones de aluminio aeronáutico 2024-T3 y 7075-T6” Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales Volumen 10, 1990, p 59-61.
- Artola, G., Aldazabal, J. and Fernández, A., 2018. Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno de aceros de alta resistencia: comportamiento en ambientes marinos y modelización de patrones de agrietamiento. Doctorado. Universidad de Navarra autónoma de occidente, facultad de ingeniería departamento de energética
- ASME B31.4 – Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos
<https://www.asme.org/getmedia/6e15e85e-63aa-4ed1-be3c-59c05d822061/32797.pdf>
- Bardal E. (2004). Different Forms of Corrosion Classified based on Appearance. Corrosion and Protection. Engineering Materials and Processes. Springer, London. Pp91.
https://doi.org/10.1007/978-1-85233-845-9_7
- Bearing Failure RCA: Fretting. Bearing-News.com. 17 de marzo de 2020. <https://www.bearing-news.com/bearing-failure-rca-fretting/>
- Bolívar, Gabriel. 2019. Corrosión galvánica: mecanismos, ejemplos, protección [en línea]. Estado del Carabobo, Venezuela. Disponible en: <https://www.lifeder.com/corrosion-galvanica/>

Cesar Augusto Tovar, estudio del efecto de la corrosión en el proceso de soldadura

Chaparro, W. Aperador. Evaluation for Corrosion-Erosion in Austenitic and Martensitic Steels.

En: Scientific Electronic Library Online SciELO [en línea]. Universidad Francisco de Paula Santander, San José de Cúcuta, Colombia. Disponible en

http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-74882015000100003

Chang T. y Lansing F. (1982). Review of Corrosion causes and corrosion control in a technical facility. NASA Technical Reports, TDA Progress Report 42-69, pp. 145-156. de aceros inoxidables mediante las técnicas smaw, gmaw y gtaw gomez, universidad

ECCA (2011). The Basics of Corrosion. TechnicalPaper. Obtenido desde:

<https://prepaintedmetal.eu/repository/downloads/1.%20The%20Basics%20of%20Corrosion.pdf>

Erosion Corrosion Failure, Seawater intake in the Arabian Gulf. Corrosion doctors.2019.

<https://corrosion-doctors.org/Forms-Erosion/erosion-failure.htm>

Esparta Zuñiga, Benjamin. Evaluación de inhibidores de corrosión en medio ácido amargo.

Trabajo de grado para optar como Ingeniero de Ciencias de los Materiales. Pachuca de Soto, Hidalgo: Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. Facultad Ciencias Básicas e Ingeniería, 2019. Disponible en

<http://dgsa.uaeh.edu.mx:8080/bibliotecadigital/bitstream/handle/231104/1713/Evaluaci%C3%B3n%20de%20inhibidores%20de%20corrosi%C3%B3n%20en%20medio%20%C3%A1cido%20amargo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Fuentes, Carmelo. Prediction of CO₂ + H₂S Corrosion on Carbon Steel Pipelines. Scientia et

Technica Año XIII, No 36, septiembre de 20018. Universidad Tecnológica de Pereira.

Disponible en

<https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/5147/2325>

I.Balducci, M.C. Pereira, C.A.M. Dutra, E.N. Codaro, R.Z. Nazakato. “Estudo Corrosao de Ligas 7XXX-T7 em Meio Salino”, Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales Volumen 21, 2001, p 25-29.

J.S. Carlton, Chapter 27 - Propeller Maintenance and Repair, Editor(s): J.S. Carlton, Marine Propellers and Propulsion (Fourth Edition), Butterworth-Heinemann, 2019, Pages 569-576, ISBN 9780081003664,

https://unita.unam.mx/fi_papime_pe1000720/pdfs/corrosion.pdf

Javaherdashti R. (2008). Microbiologically Influenced Corrosion - An Engineering Insight. Springer London. DOI:10.1007/978-1-84800-074-2.

Jeanette Hernández, Diagrama de Pourbaix herramienta termodinámica aplicada a los problemas de corrosión. Revista Digital de Investigación y Postgrado, ISSN-e 2244-7393, Vol. 2, N°. 4, 2012, págs. 297-306

López, Genaro. Prevención de la corrosión. Primera Unidad: La energía y las reacciones químicas. Disponible en http://qmc604unidad1.blogspot.com/2017/10/125-prevencion-de-la-corrosion_19.html

Muñoz Portero, María José (2020), Características y usos de los diagramas de Pourbaix, Departamento Ingeniería Química y Nuclear Centro Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, universidad politécnica de valencia. p.p 5

Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. México p.p. 2.12

- Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. México p.p. 2.13
- Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. spp 4.15
- Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. spp 3.27
- Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. México. Págs. 3.8
- Ortiz, Armando. Corrosión. Facultad de Ingeniería, México. 2002. México. Págs. 3.33-3.49
- Ovejero, D. J. (2009, 1 enero). Una mirada a daño por hidrógeno en materiales metálicos. ieds, 1(1). <https://www.cnea.gov.ar/ieds>
- Perez N. (2004) Forms of Corrosion. Electrochemistry and Corrosion Science. Springer, Boston, MA. Pp 6. https://doi.org/10.1007/1-4020-7860-9_1
- Revie R. W. (2011). Uhlig's Corrosion Handbook. Wiley & Sons, Inc: USA.
- Revie R. W. y Uhlig H. H (2008). Corrosion and Corrosion Control – An Introduction to Corrosion Science and Engineering. Wiley & Sons, Inc: USA.
- Salazar-Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de la corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). Revista Tecnología en Marcha, 28(3), Pp 130. <https://doi.org/10.18845/tm.v28i3.2417>
- Sankara Papavinasam, Chapter 28-Pitting Corrosion. A.M. El-Sherik,2017, Pages 663-688, ISBN 9780081011058, <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101105-8.00028-0>.
- Sankara Papavinasam, Chapter 5 - Mechanisms, Editor(s): Sankara Papavinasam, Corrosion Control in the Oil and Gas Industry, Gulf Professional Publishing, 2014, Pages 249-300, ISBN 9780123970220, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00005-4>.

Schweitzer, P. A. (2006). *Paints and Coatings – Applications and Corrosion Resistance*. Taylor y Francis Group, LLC: USA.

Schweitzer, P. A. (2010). *Fundamentals of Corrosion – Mechanisms, Causes and Preventive Methods*. Taylor & Francis Group, LLC: USA.

Technical Reports, TDA Progress Report 42–69, pp. 145–156.

Turnbull, A. (2016). *Stress Corrosion Cracking in Metals – Mechanisms*. Reference Module in Materials Science and Materials Engineering. doi:10.1016/b978-0-12-803581-8.03064-2

Turnbull, A. (2016). *Stress Corrosion Cracking in Metals – Mechanisms*. Reference Module in Materials Science and Materials Engineering. doi:10.1016/b978-0-12-803581-8.03064-2