

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Análisis de fallas operativas en centros de procesamiento de gas: estrategias preventivas y correctivas para la integridad mecánica de gasoductos frente a corrosión

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Emmanuel de la Fuente Huerta

DIRECTOR DE TESINA

M.C. Ubaldo Romero Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026

PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANALISIS DE FALLAS OPERATIVAS EN CENTROS DE PROCESAMIENTO DE GAS: ESTRATEGIAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS PARA LA INTEGRIDAD MECANICA DE GASODUCTOS FRENTE A CORROSION que presenté para obtener el titulo de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



EMMANUEL DE LA FUENTE HUERTA
Número de cuenta: 317188963

Agradecimiento

A mi familia, gracias por su apoyo incondicional, por su paciencia y por acompañarme en cada paso de este camino, aun cuando las circunstancias no fueron fáciles.
Durante todo este proceso, su ayuda, su orientación y su presencia han sido mi mayor fortaleza y el motivo de seguir adelante, incluso en los momentos más difíciles.

En especial, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi mamá y a mis abuelitos, por nunca dejarme solo(a), por su amor, su paciencia y su ejemplo de fortaleza.
Ellos han sido mi refugio, mi motivación y mi mayor inspiración para no rendirme, siempre creyendo en mí aun cuando yo dudaba.
Gracias por su entrega silenciosa, por sus palabras de aliento y por mantenerme en pie con su apoyo constante.

A mis hermanos, por estar presentes en cada momento importante, por su apoyo, su complicidad y su ánimo incondicional.

En estas líneas queda mi agradecimiento más sincero a quienes, con su amor, su sacrificio y su apoyo, han hecho posible que hoy pueda presentar este trabajo.
Este logro también es de ustedes, y por eso lo dedico con todo el corazón a mi familia y a las personas más cercanas, que han estado conmigo en cada paso de este camino.

Contenido

Índice figuras ……IX

Índice tablas……X

Nomenclatura……...XI

Unidades……....XII

Resumen……...XIV

Abstract……..XV

Justificación……16

Hipótesis……..17

Objetivo General……17

Objetivos particulares……18

Capítulo 1: Introducción……..19

1.1 Definición de yacimiento……19

1.1.1 Roca generadora……..20

1.1.2 Roca almacén……20

1.1.3 Roca sello……...20

1.1.4 Trampa geológica ..……20

1.1.5 Rocas de sobrecarga……20

1.2 Clasificación de yacimientos……..21

1.2.1 Clasificación geológica o estructural……21

1.2.2 Clasificación según el tipo y estado de fluido……..21

1.2.3 Clasificación por grado de saturación……...22

1.2.4 Clasificación por mecanismo de producción……22

1.2.5 Clasificación adicional según tipo de roca y porosidad……..22

1.3 Yacimientos de Aceite……22

1.3.1 Yacimientos de aceite liviano (aceite ligero)……22

1.3.2 Yacimientos de aceite mediano……..23

1.3.3 Yacimientos de aceite pesado……23

1.3.4 Yacimientos de aceite extrapesado y bitumen……23

1.4 Yacimientos de gas……..23

1.4.1 Según el comportamiento del fluido y composición……24
1.4.2 Según su origen geológico y estructura……24
1.4.3 Según el estado de los fluidos presentes……24
1.5 Tipos de yacimientos de gas……24
1.5.1 Yacimientos de gas seco……24
1.5.2 Yacimientos de gas húmedo……25
1.5.3 Yacimientos de gas condensado……25
1.5.4 Yacimientos de petróleo volátil……26
1.6 Importancia del gas natural a nivel mundial……26
1.7 Provincias petroleras en México……28
1.7.1 Cuenca de Burgos……28
1.7.2 Sabinas-Burro-Picachos……29
1.7.3 Cuenca de Veracruz……29
1.7.4 Tampico-Misantla……30
1.7.5 Cuencas del Sureste……30
Capítulo 2: Gases presentes en un yacimiento……31
2.1 Principales gases……31
2.1.1 Metano……31
2.1.2 Etano……31
2.1.3 Propano……31
2.1.4 Butano……31
2.1.5 Pentano……32
2.2 Propiedades físicas de los gases……32
2.2.2 Densidad……32
2.2.3 Comportamiento termodinámico……32
2.2.4 Inflamabilidad……33
2.2.5 Solubilidad y viscosidad……33
2.2.6 Poder calorífico y energía……33
2.2.7 Conductividad térmica y difusión……33
2.3 Transporte……34
2.4 Gases y Condensados transportados……35

2.4.1 Gas natural……35
2.4.2 Gas de lutita……...36
2.4.4 Gas asociado……36
2.4.5 Gas no asociado……36
2.4.6 Gas amargo……36
2.4.11 Condensados……..36
2.5 Especificaciones del gas natural..……37
Capítulo 3: Centros de procesamiento de gas (CPG). ……39
3.1 Centros de Procesamiento de Gas en México……39
3.1.1 CPG Burgos……...40
3.1.2 CPG Arenque……40
3.1.3 CPG Poza Rica……41
3.1.4 CPG La Venta……41
3.1.5 CPG Matapionche……42
3.1.6 CPG Nuevo Pemex……..42
3.1.7 CPG Cd. Pemex……43
3.1.8 CPG Cactus……...44
3.2 Procesos Industriales en los Centros de Procesamiento de Gas……44
3.2.1 Endulzamiento de gas……..45
3.2.2 Endulzamiento de líquidos……..46
3.2.3 Recuperadora de azufre……..46
3.2.4 Criogénico……..47
3.3 Fundamentos de los procesos industriales……..47
3.3.1 Procesos criogénicos……48
3.3.2 Turbo expansión……48
3.3.3 Efecto Joule-Thompson (J-T) ……48
3.3.4 Refrigeración……..49
3.4 Principales problemas en los Centros de Procesamiento de Gas……...49
3.5 Tecnologías aplicables a plantas criogénicas……51
3.5.1 Proceso de Subenfriamiento de gas (GSP)……..51
3.5.2 Proceso de Reflujo de Residuo Frio (CRR) ……52

3.5.3 Proceso de Recirculación del Separador de Vapor (RSV)……53
Capítulo 4: Corrosión……55
4.1 Clasificación de corrosión……55
4.1.1 Corrosión electroquímica……55
4.1.2 Corrosión química……56
4.1.3 Corrosión microbiológica……57
4.2 Tipos de corrosión……58
4.2.1 Corrosión por espacios confinados……58
4.2.2 Fragilización por hidrógeno……59
4.2.3 Corrosión general……60
4.2.4 Corrosión localizada……61
4.2.5 Corrosión atmosférica……61
4.2.6 Corrosión galvánica……61
4.2.7 Agrietamiento por tensocorrosión……61
4.2.8 Corrosión por grietas (Crevice corrosión) ……62
4.3 Corrosión combinada con un fenómeno físico……63
4.3.1 Corrosión- erosión……63
4.3.2 Corrosión- tensión……63
4.3.3 Corrosión- fatiga……64
4.4 Grados de Corrosión……64
4.5 Parámetros que aceleran la corrosión……66
4.5.1 Temperatura……66
4.5.2 Sales disueltas……67
4.5.3 Concentración de oxígeno……67
4.5.4 Velocidad de flujo……68
4.5.5 PH……68
4.5.6 Presión……69
4.5.7 Material……69
4.6 Control de la corrosión……71
4.6.1 Inhibidor de corrosión……71
4.7 Componentes de un inhibidor……72

4.8 Tipos de inhibidores de corrosión……..73
4.8.1 Inhibidores tradicionales……..73
4.8.2 Inhibidores volátiles……..74
4.8.3 Inhibidores de corrosión de reacción……74
4.9 Control de Calidad de Inhibidores de corrosión……..74
4.10 Factores que afectan la eficiencia de inhibición……...76
4.10.1 Concentración del inhibidor……...76
4.10.2 Entorno……76
4.10.3 Factores relacionados con el metal……77
4.11 Clasificación de Recubrimientos……78
4.12 Sistemas de protección anticorrosiva……80
4.13 Recubrimientos para el control de corrosión. ……...88
4.13.1 Recubrimientos orgánicos……88
4.13.6 Protección anódica……89
Capítulo 5: Caso de estudio. ……90
5.1 Posibles causas……...95
5.1.2 Ciclo de vida de ducto……..95
5.1.3 Presencia de corrosión en las unidades de aminas……97
5.2 Otras posibles causas……98
5.2.1 Consecuencias del uso de químicos anticorrosivos e inhibidores……...98
5.2.3 Correcta limpieza del área (preparación) de la superficie para protección anticorrosiva y aplicación de recubrimientos. ……101
Capítulo 6: Determinar el sistema de protección anticorrosiva……...103
6.1 Uso de la tabla de selección de sistemas de protección anticorrosiva……105
6.1.1 Instrucciones detalladas……106
6.1.2 Árbol de decisión……106
6.1.3 Ejemplo detallado usando el árbol de decisión……108
Capítulo 7: Conclusiones……113
Apéndices ……115
Bibliografía……122

Índice figuras

Figura 1.1: Mapa Provincias petroleras en México 28

Figura 2.1: Ejemplos sobre la presencia de gasoductos y ductos en distintos escenarios (Modificada de NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos) Véase más en el apéndice A. 35

Figura 3.1: Mapa Centros de procesamiento de gas en México 39

Figura 3.2: Diagrama de los Procesos industriales en los Centros de Procesamiento de gas (Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013). 45

Figura 3.3: Diagrama general del Endulzamiento de gas (Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013). 45

Figura 3.4: Diagrama general del endulzamiento de líquidos Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013). 46

Figura 3.5: Diagrama general de la recuperadora de azufre (Modificada de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013). 47

Figura 3.6: Proceso de turbo expansión (Modificada de SUNNYDA Ultimate Guide to Refrigeration Systems,2023) 48

Figura 3.7: Esquema ciclo de Carnot (Modificada de SUNNYDA, 2023) 49

Figura 3.8: Proceso de subenfriamiento de gas (Modificada de SUNNYDA, 2023) 52

Figura 3.9: Proceso de reflujo de residuo frío (Modificada de SUNNYDA, 2023) 53

Figura 4.1: Imagen Tubería con corrosión por dióxido de carbono (CO_2) (Rosas, 2019) 57

Figura 4.2: Imagen Corrosión por bacterias en tubo de planta petroquímica (Groysman, 2017) 58

Figura 4.3: Esquema del mecanismo de daño por H_2S (INSPENET, 2024) 59

Figura 4.4: Esquema representativo del proceso de fragilización por hidrógeno (INSPENET, 2024) 60

Figura 4.5: Imagen Agrietamiento por tenso corrosión (INSPENET Yolanda Reyes, 2023) . 62

Figura 4.6: Imagen Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería (Lund, Enning & Lee, 2017) 62

Figura 4.7: Diagrama sobre la corrosión combinada con fenómenos físicos (Amine Gas Treatment,2020) 64

Figura 4.8: Imagen Cambios físicos del metal ante la presencia de corrosión (Modificado de Graco, Explicación de las normas para la preparación de superficies: SSPC/NACE e ISO 8501). 66

Figura 4.9: Grafica con los cambios en la tasa de corrosión en base a la velocidad del fluido (Modificado Flow-Assisted Corrosion in Power Plants, 1998). 68

Figura 4.10: Grafico Efectos del pH sobre la tasa de corrosión del hierro (Modificado de Lund, Enning & Lee, 2017). 69

Figura 4.11: Zona de descomposición de la soldadura en función de la temperatura de soldadura de acero (Modificado de Roberge, 2007). 70

Figura 4.12: Diagrama sobre las principales áreas de corrosión 70

Figura 5.1: Grafico sobre el caso de estudio graficando periodicidad contra concentración para analizar los cambios y observaciones. 95

Figura 6.1: Mapa de decisiones de integridad y protección de tuberías. Ejemplo detallado usando el árbol de decisión. 108

Figura 6.2: Diagrama de flujo para la selección del sistema anticorrosivo del caso de estudio. 111

Figura 6.3: Diagrama de flujo para la selección del sistema anticorrosivo del caso de estudio con corrosión severa. 112

Índice tablas

Tabla 2.1: Especificaciones del gas natural 37

Tabla 4.1: Grados de Corrosión (Modificada de la NRF-053-PEMEX-2006) 64

Tabla 4.2: Control de calidad de inhibidores (Modificacada de la Norma NRF005 PEMEX) 75

Tabla 4.3: Comparativa de eficacia de diversos inhibidores 77

Tabla 4.4: Clasificación y descripción de los recubrimientos más utilizados (Modificada, adaptada de la NRF-053-PEMEX-2006) 78

Tabla 4.5: Sistemas de protección anticorrosiva (Modificada, adaptada de la NRF-053-PEMEX-2006) 81

Tabla 5.1: Ciclo de vida del Ducto (Gasoducto) 96

Tabla 5.2: Periodos programados de mantenimiento (Modificada de la NRF-005-PEMEX-2009) 99

Tabla 5.3: Principales método, aplicaciones y restricciones de cada técnica. 101

Tabla 6.1: Determinar el sistema de protección anticorrosiva 103

Nomenclatura

API: American Petroleum Institute

BRS: Brote de bacterias reductoras de sulfato

CCUS: Sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono

CH_4: Metano

C_2H_6: Etano

C_3H_8: Propano

C_4H_{10}: Butano

C_5H_{12}: Pentano

cm^2: centímetro cuadrado

CO_2: Dióxido de Carbono

CPG: Centro de Procesamiento de Gas o Complejo Procesador de Gas

CRR: Proceso de Reflujo de Residuo Frio

$FeCO_3$: Carbonato Ferroso

FeS: Sulfuro de hierro

H_2S: Ácido sulfhídrico

I: corriente total que fluye en cualquier punto a cualquier tiempo a un potencial aplicado.

GPS: Proceso de Subenfriamiento de gas

LDAR: Programas de detección y reparación de fugas

LGN: Liquido del Gas Natural

min: minutos

NRF: Norma de Referencia

pH: Potencial de Hidrogeno

RPG: Relación gas-petróleo

RSV**:** Proceso de Recirculación del Separador de Vapor

s: segundos

SCC: Agrietamiento por tenso corrosión

TEG: trietilenglicol

z: Valencia de transferencia

μm: micrómetros

°C: Grados Celsius

°K: Grados Kelvin

E_{corr}=Potencial a circuito abierto para el sistema

β_a y β_C=Constantes de proporcionalidad de las reacciones anódicas (oxidación) y catódica (reducción).

Unidades

$\frac{kg}{m^3}$: kilogramo por metro cúbico

$\frac{kcal}{m^3}$: kilo caloría por metro cúbico

$\frac{MJ}{m^3}$: mega Joules por metro cúbico

$\frac{mg}{m^3}$**:** miligramos por metro cúbico

%vol: porcentaje de volumen

$\frac{g}{cm^3}$**:** Gramo por centímetro cúbico

Pa*s: Pascal por segundo

$\frac{\mathrm{g}}{\mathrm{ml}}$: gramo por mililitro

s: segundo

Resumen

Esta tesina estudia las fallas operativas vinculadas con la corrosión interna acelerada en ductos y equipos de Centros de Procesamiento de Gas del sureste de México, debido a su impacto en la seguridad, la continuidad operativa y los costos de mantenimiento. La investigación se justifica por la elevada incidencia de corrosión en sistemas que transportan gas húmedo y amargo con H_2S, CO_2, agua y cloruros, condiciones que favorecen el deterioro de la infraestructura.

El documento se organiza en capítulos que abordan, primero, el contexto geológico y la importancia del gas natural; después, los gases presentes en un yacimiento y sus propiedades; posteriormente, los Centros de Procesamiento de Gas y sus procesos; y, finalmente, la corrosión, sus mecanismos y métodos de control.

Con base en ese análisis, se desarrolla un caso de estudio y se proponen criterios para seleccionar sistemas de protección anticorrosiva más eficaces.

Abstract

This thesis examines operational failures associated with accelerated internal corrosion in pipelines and equipment at Gas Processing Centers in southeastern Mexico, due to its impact on safety, operational continuity, and maintenance costs. The research is justified by the high incidence of corrosion in systems that transport wet and sour gas containing H_2S, CO_2, water, and chlorides, conditions that promote infrastructure deterioration.

The document is organized into chapters that address, first, the geological context and the importance of natural gas; then the gases present in a reservoir and their properties; later, the Gas Processing Centers and their processes; and finally, corrosion, its mechanisms, and control methods.

Based on this analysis, a case study is developed and criteria are proposed for selecting more effective anticorrosive protection systems.

Justificación

Se realizó el presente trabajo debido a la alta incidencia de corrosión interna acelerada en ductos y equipos de Centros de Procesamiento de Gas en México, que genera paros no programados, pérdidas económicas millonarias y riesgos ambientales y de seguridad.

Las razones principales de la justificación son problemas operativos crítico elevando la tasa de corrosión de 1.2 a 3.6 mm/año.

Su importancia económica y estratégica de la red de ductos en México tiene más de 20,000 km de gasoductos terrestres y marinos que transportan gas húmedo/amargo con H_2S, CO_2 y cloruros corrosivos. Los CPG Burgos, Poza Rica, Nuevo Pemex, Cactus procesan gas de Cuencas del Sureste, vital para autosuficiencia energética (24% matriz energética global). Y costos de paros no programados más el mantenimiento representa costos mayores a $50M anuales por corrosión.

Esta tesina responde a una necesidad industrial urgente en México, donde la cadena de gas natural se ve amenazada por la corrosión. Proporciona herramientas prácticas para optimizar la gestión de integridad, reducir costos y garantizar seguridad operativa.

Hipótesis

La corrosión interna acelerada observada en ductos y equipos de Centros de Procesamiento de Gas del sureste de México durante el primer trimestre de 2025 se ve influenciada por la variación en la dosificación sistemática y variabilidad operativa en la gestión de inhibidores, neutralizadores de acidez, bactericidas no oxidantes, antiespumantes y trietilenglicol utilizado para deshidratación, más que por la ausencia de normativas técnicas o fallas en el diseño de los sistemas anticorrosivos, por lo que sería posible reducir la tasa de corrosión hasta en un 70% mediante la implementación de un esquema sistemático de selección de recubrimientos protectores, calibración continua de dosificadores automáticos, programación rigurosa de mantenimiento preventivo y monitoreo integrado del ciclo de vida completo del ducto conforme a las normas NRF-005-PEMEX y NOM-027-SESH-2010.

Objetivo General

Proponer, desarrollar y validar un esquema metodológico integral para la selección y gestión continua de sistemas combinados de protección anticorrosiva mediante el uso de recubrimientos orgánicos o metálicos y programas de inhibición química diferenciados por punto de inyección. Lo anterior tiene la finalidad de optimizar la integridad mecánica y operativa de ductos de acero al carbono y equipos asociados tales como separadores trifásicos, compresores centrífugos, intercambiadores de calor y válvulas de control en Centros de Procesamiento de Gas (CPG) nacionales que manejan gas húmedo y amargo con alta concentración de ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), cloruros y humedad residual, permitiendo así la reducción significativa de la tasa de corrosión, la minimización de paros no programados, la optimización de los costos de mantenimiento y el estricto cumplimiento normativo de seguridad industrial y protección ambiental a lo largo del ciclo de vida completo de la infraestructura.

Objetivos particulares

Analizar el caso de estudio de corrosión interna acelerada en CPG del sureste mexicano (2025), identificando las fallas específicas en dosificación química que provocaron el incremento de la tasa de corrosión de 1.2 mm/año a 3.6 mm/año.

Desarrollar tablas sistemáticas de selección de recubrimientos.

Programas optimizados de inhibición los cuales podrían reducir el riesgo de fallas similares hasta en un 70% extendiendo la vida útil de ductos de 25 a 35 años mediante gestión integrada del ciclo de vida completo del sistema anticorrosivos.

Capítulo 1: Introducción.

Los centros de procesamiento de gas y condensados tienen una función crucial, que es la purificación y separación de los componentes del gas natural antes de que se realice su transporte y distribución.

En las operaciones de transporte de gases y condensados a través de ductos, surge la necesidad de controlar tanto la corrosión interna como externa, que es consecuencia de la naturaleza corrosiva de los gases. Para abordar esto, se han establecido programas preventivos que incluyen la evaluación y protección interior de los ductos mediante el uso de inhibidores de corrosión, lo cual ayuda a mitigar significativamente los problemas relacionados.

No obstante, previo a su tratamiento, el gas en los gasoductos puede contener sustancias altamente corrosivas y debe cumplir con ciertas especificaciones de calidad como el contenido de licuables, un límite máximo de humedad, poder calorífico mínimo, cantidad total mínima de azufre y un contenido máximo permitido para $CO_2 + N_2$.

Este gas consiste en una mezcla principalmente compuesta por metano junto con otros hidrocarburos más pesados. La integridad estructural de los gasoductos puede verse comprometida por estos componentes, lo que afecta la seguridad operativa y genera considerables costos en mantenimiento y reparaciones.

1.1 Definición de yacimiento

Un yacimiento es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, alojada en rocas con poros o fracturas. En estas formaciones se encuentra aceite, gas natural o una mezcla de ambos, atrapados por capas impermeables que evitan que migren hacia la superficie. (Craft, B. C., & Hawkins, M. 2014)

Un yacimiento petrolero se compone fundamentalmente de los siguientes elementos geológicos:

1.1.1 Roca generadora

Es la formación rocosa donde se origina el petróleo y el gas a partir de la materia orgánica sometida a altas presiones y temperaturas durante millones de años. Sin esta roca, no se produce hidrocarburo (Schlumberger, 2020; Servicio Geológico Mexicano, 2017; Universidad Nacional Autónoma de México [UNAM]).

1.1.2 Roca almacén

Consiste en una roca porosa y permeable (usualmente arenisca o carbonato) que sirve como espacio de acumulación del petróleo y el gas. La porosidad permite alojar los fluidos y la permeabilidad facilita su movimiento dentro de la formación (Servicio Geológico Mexicano, 2017; Schlumberger, 2020; UNAM).

1.1.3 Roca sello

Es una roca impermeable (como lutita, evaporita o sal) que impide el escape de los hidrocarburos desde la roca almacén hacia otras formaciones o la superficie. Define los límites superiores y laterales del yacimiento y garantiza la acumulación (Schlumberger, 2020; UNAM; Servicio Geológico Mexicano, 2026).

1.1.4 Trampa geológica

Corresponde a la estructura (como anticlinales, fallas o discordancias) que da lugar al almacenamiento del petróleo y gas en la roca almacén y lo protege con roca sello. Las trampas pueden ser estructurales, estratigráficas o combinadas (Schlumberger, 2020; UNAM; Universidad de Los Andes).

1.1.5 Rocas de sobrecarga

Son las formaciones que proveen sepultamiento y presión suficiente para la madurez de la roca generadora y afectan la geometría de las trampas y vías de migración.

En el interior de los yacimientos, los fluidos se distribuyen de forma típica: el gas ocupa la zona superior, seguido por el petróleo, y el agua salina se localiza en la parte más profunda del depósito.

La formación de un yacimiento requiere que la materia orgánica, depositada y enterrada durante largos períodos, se transforme por efecto de la presión y temperatura en hidrocarburos que migran desde la roca madre hasta la roca almacén. Esta migración finaliza en una trampa geológica que retiene los hidrocarburos, formando el yacimiento.

Los yacimientos pueden ser primarios (cuando el hidrocarburo permanece en la roca donde se formó) o secundarios (cuando el hidrocarburo migra y se acumula en otra ubicación) y varían en tamaño, forma y profundidad.

1.2 Clasificación de yacimientos

Las clasificaciones completas y principales tipos de yacimientos se pueden organizar en las siguientes categorías:

1.2.1 Clasificación geológica o estructural

Yacimientos estructurales: Formados por deformaciones tectónicas como pliegues, domos, anticlinales, fallas o diaclasas que crean espacios para acumular hidrocarburos.
Yacimientos estratigráficos: Se originan por cambios en la litología o permeabilidad a lo largo de un estrato, como lentes de arena o variaciones facies.
Yacimientos mixtos o combinados: Resultantes de la combinación de procesos tectónicos y sedimentarios, como discordancias.

1.2.2 Clasificación según el tipo y estado de fluido

Esta clasificación se describe más adelante de forma detallada; sin embargo, a grandes rasgos los yacimientos se dividen en:

Yacimientos de gas húmedo: Contienen hidrocarburos líquidos ligeros junto con gas.
Yacimientos de gas condensado: Se caracteriza por la condensación retrógrada en el yacimiento, generando líquidos al bajar la presión.
Yacimientos de petróleo volátil: Con grados de volatilidad intermedios.
Yacimientos de petróleo negro: Poseen crudos pesados, con alto contenido de hidrocarburos pesados y menor volatilidad.

1.2.3 Clasificación por grado de saturación

Yacimientos saturados: La presión del yacimiento es igual o menor que la presión en punto de burbuja, con coexistencia de fases líquida y gaseosa.
Yacimientos subsaturados: La presión del yacimiento es mayor a la presión de saturación, con hidrocarburo principalmente en fase líquida y sin gas libre.

1.2.4 Clasificación por mecanismo de producción

Volumétricos: No tienen acuíferos activos, el volumen de hidrocarburo es constante.
No volumétricos: Presentan acuíferos que afectan la presión y volumen durante la producción.

1.2.5 Clasificación adicional según tipo de roca y porosidad

Yacimientos convencionales: Son acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en rocas con buena porosidad y permeabilidad, lo que permite que el petróleo o gas fluya con relativa facilidad hacia un pozo. Normalmente, estos hidrocarburos migraron desde la roca generadora hasta una roca almacén y quedaron atrapados por una roca sello.
Yacimientos no convencionales: Contienen hidrocarburos atrapados en formaciones de muy baja permeabilidad o en la misma roca donde se generaron. Por eso, su extracción es más compleja y requiere técnicas especiales, como fracturamiento hidráulico o perforación horizontal, para permitir que el fluido pueda producirse.

1.3 Yacimientos de Aceite

Los yacimientos de aceite pueden clasificarse principalmente según la densidad API, volatilidad y composición del crudo, cada uno con características operativas y físicas particulares. A continuación, se describen los tipos más relevantes

1.3.1 Yacimientos de aceite liviano (aceite ligero)

Contiene aceite con densidad API generalmente mayor a 31° y baja viscosidad. El aceite es relativamente volátil y tiene una buena movilidad en el yacimiento, lo que facilita su extracción mediante métodos convencionales. Estos yacimientos suelen tener una relación gas-aceite moderada a alta y pueden liberar gas libre formando capa

de gas durante la producción (Servicio Geológico Mexicano, 2017; Schlumberger, 2020; UNAM).

1.3.2 Yacimientos de aceite mediano

Tienen gravedad API entre aproximadamente 22° y 31°. Su viscosidad es mayor que la del aceite liviano, pero aún así permiten flujo razonable dentro del yacimiento bajo condiciones naturales de presión y temperatura. La volatilidad y la relación gas-aceite son intermedias, y se requiere un manejo cuidadoso para evitar pérdida prematura de aceite y optimizar la recuperación.

1.3.3 Yacimientos de aceite pesado

Su densidad API va entre 10° y 22°, estos crudos tienen mayor densidad y viscosidad, lo que dificulta su movilidad y extracción. La recuperación primaria es generalmente baja y la producción suele requerir técnicas mejoradas como inyección de vapor, dilución, o métodos químicos para facilitar el flujo del aceite.

1.3.4 Yacimientos de aceite extrapesado y bitumen

Incluye crudos con gravedad API menor a 10°, alta viscosidad y consistencia similar a la brea o asfalto. Se caracterizan por su escasa volatilidad, casi nula relación gas-aceite, y requieren tecnologías avanzadas como extracción térmica en sitio o minería para su recuperación.

1.4 Yacimientos de gas

Un yacimiento de gas es una formación subterránea natural en la que se ha acumulado gas natural dentro de los poros o fracturas de rocas que permiten su almacenamiento y circulación, como areniscas o calizas. Estas rocas se encuentran cubiertas por capas impermeables que actúan como un sello, evitando que el gas se escape hacia otras zonas del subsuelo o la superficie. (Craft & Hawkins, 1991)

El gas que se encuentra en estos yacimientos proviene de la descomposición de materia orgánica que, durante millones de años, fue sometida a grandes presiones y altas temperaturas en el interior de la Tierra. Con el paso del tiempo, este proceso dio

lugar a la formación de hidrocarburos gaseosos que quedaron atrapados en cavidades naturales bajo tierra.

Los yacimientos se clasifican según diversos criterios, entre los cuales destacan:

1.4.1 Según el comportamiento del fluido y composición

Según su composición y comportamiento termodinámico, los yacimientos de gas pueden ser secos, húmedos o condensados. Los secos contienen principalmente metano y casi no producen líquidos; los húmedos generan gas con líquidos ligeros; y los condensados forman líquidos en el yacimiento cuando desciende la presión.

1.4.2 Según su origen geológico y estructura

Yacimientos convencionales: localizados en formaciones rocosas de alta porosidad y permeabilidad que facilitan la extracción.

Yacimientos no convencionales: el gas se encuentra en rocas compactas con baja permeabilidad, requiriendo técnicas especiales como fracturación hidráulica.

1.4.3 Según el estado de los fluidos presentes

Yacimientos asociados: donde el gas se encuentra junto al petróleo.

Yacimientos no asociados: en los que solo existe gas natural.

1.5 Tipos de yacimientos de gas

A continuación, se presenta una descripción detallada sobre los tipos de yacimientos de gas natural, abarcando su composición, comportamiento termodinámico, propiedades físicas, implicaciones operativas y estrategias de manejo**.**

1.5.1 Yacimientos de gas seco

Composición y características moleculares: Contienen básicamente metano (>90%) con trazas de otros gases. La fracción de hidrocarburos pesados (C_2+) es insignificante (<1% mol), haciendo que la mezcla sea casi pura de metano y otros gases ligeros como nitrógeno y dióxido de carbono en bajos porcentajes.

Condiciones de presión y temperatura: Se localizan en rangos de presión y temperatura superiores al punto cricondentérmico, lo que impide la formación de fases líquidas en el sistema.

Presión-temperatura (P-T): Describe la disminución de presión durante la producción no intersecta la región de dos fases, es decir, el gas permanece siempre en fase gaseosa.

Implicaciones de producción y procesamiento: La ausencia de líquidos simplifica considerablemente las instalaciones en superficie, reduciendo costos de separación y tratamiento. Sin embargo, la alta relación de (RGP) gas-petróleo en gas asociado puede implicar presión y flujo elevados.

Porosidad y permeabilidad del yacimiento: Usualmente asociados a formaciones areniscas o carbonatadas con buena permeabilidad, que facilitan el flujo de gas.

Ejemplos y aplicaciones: Son fuentes principales de gas natural utilizado para consumo residencial, industrial y generación eléctrica.

1.5.2 Yacimientos de gas húmedo

Composición: Contienen metano en proporción dominante, pero con cantidades importantes (5-15%) de (LGN) Liquido del Gas Natural como etano, propano, butano y pentanos.

Condiciones termodinámicas: Se ubican en presiones y temperaturas donde la mezcla tiende a producir líquidos cuando se reduce la presión hasta condiciones de superficie.

Diagramas de fase: El sistema se aproxima o entra en la zona bifásica durante el descenso de presión, permitiendo la presencia de líquidos condensables durante la extracción.

Proceso de producción: Requieren instalaciones de procesamiento especializadas para separar y recuperar los líquidos valiosos, que al ser condensados se comercializan como gas licuado, combustibles o materia prima petroquímica.

Características operacionales: Requiere monitoreo microscópico y análisis de composición para conservar la integridad de los fluidos y maximizar la rentabilidad.

1.5.3 Yacimientos de gas condensado

Composición detallada: La mezcla incluye una mayor proporción de hidrocarburos pesados (más de 15% C_5+), con una composición que puede asemejarse a crudos livianos cuando se condensan.

Fisiología del yacimiento: Al inicio están por arriba del punto de rocío, pero durante la producción la presión desciende bajo ese nivel, generando la condensación retrógrada.

Condensación retrógrada: Fenómeno donde el gas originalmente en fase gaseosa produce líquidos dentro del yacimiento debido a la caída de presión. Estos líquidos (condensados) se acumulan en poros cercanos a los pozos y pueden obstaculizar el flujo, disminuyendo la permeabilidad relativa y reduciendo la productividad.

Diagrama presión-temperatura: Muestra una curva que cruza la envolvente de dos fases, pasando a región bifásica en presión intermedia, y retornando a gas monofásico en condiciones de superficie.

Estrategias de producción: Mantener presión para evitar condensación es deseable, pero en caso contrario se emplean técnicas de inyección de gas retro inyectado para mantener la presión, o se diseñan complementos minimizando el efecto bloqueador.

Importancia económica: El condensado extraído representa un producto de alto valor, similar al petróleo ligero, que se comercializa aparte del gas.

1.5.4 Yacimientos de petróleo volátil

Gravedad y volatilidad del crudo: Contienen petróleo con gravedad API alta y volatilidad moderada a alta. Estos fluidos liberan gas asociado significativo durante la producción.

Dinámica del yacimiento: Existe formación de gas libre (capa de gas) sobre el petróleo, lo cual afecta la presión y distribución del fluido.

Implicaciones: La producción debe controlarse para evitar una caída excesiva de presión, que podría generar regulación prematura del gas, impactando la eficiencia del barrido y recuperación.

1.6 Importancia del gas natural a nivel mundial

Los yacimientos de gas natural constituyen un componente estratégico en la matriz energética global, aportando aproximadamente el 24% de la energía primaria consumida a nivel mundial de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021). El gas natural es valorado por su alta eficiencia energética y su impacto ambiental relativamente bajo en comparación con otros combustibles fósiles,

emitiendo entre un 50% y 60% menos dióxido de carbono con respecto al carbón y alrededor de un 30% menos que el petróleo, así como menores concentraciones de contaminantes como óxidos de azufre, nitrógeno y partículas suspendidas.

Desde el punto de vista operacional, el gas natural se emplea ampliamente para generación eléctrica en plantas de ciclo combinado que ofrecen alta eficiencia y menor tiempo de respuesta ante fluctuaciones en la demanda energética. Además, es un combustible clave en la calefacción residencial e industrial y un insumo fundamental en la industria petroquímica para la producción de fertilizantes, plásticos y otros productos químicos.

El gas natural también juega un papel crucial como combustible de transición en los procesos de descarbonización, sirviendo como una fuente adaptable para complementar el suministro energético intermitente generado por las fuentes renovables como la solar y eólica. Su capacidad para aumentar o reducir rápidamente la generación eléctrica facilita la estabilidad de las redes eléctricas y la integración de energías limpias. La distribución geográfica diversa de los yacimientos —localizados en regiones como América del Norte, Rusia, Medio Oriente y otras áreas— contribuye a la seguridad energética mundial, mitigando riesgos asociados con dependencia de fuentes únicas y promoviendo un suministro más estable y resiliente.

Económicamente, la explotación de yacimientos de gas natural impulsa el fortalecimiento de economías locales y nacionales por medio de la creación de empleos directos e indirectos en actividades de exploración, perforación, producción, procesamiento y distribución. Asimismo, fomenta la innovación tecnológica y la inversión en infraestructura, incluyendo redes de gasoductos, plantas de licuefacción y terminales de regasificación, que no solo abastecen mercados locales, sino que permiten la exportación a nivel global. En términos geopolíticos, el acceso y control sobre estos recursos energéticos resultan fundamentales, influyendo en la configuración de alianzas estratégicas, acuerdos comerciales y dinámicas internacionales que afectan la estabilidad política y económica global.

A pesar de sus beneficios, la industria del gas natural enfrenta importantes desafíos ambientales. Entre ellos, destaca la gestión de emisiones fugitivas de metano, un gas

con un potencial de calentamiento global considerablemente mayor que el CO_2 en horizontes de tiempo cortos. La mitigación de estas emisiones se ha convertido en una prioridad, impulsando la adopción de tecnologías avanzadas para la detección y reparación de fugas (LDAR) y el desarrollo de sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) que minimicen el impacto ambiental durante la extracción y el procesamiento. Además, la mejora continua en la eficiencia operativa contribuye a reducir la huella ecológica del sector.

1.7 Provincias petroleras en México

Las provincias petroleras más relevantes en la producción de gas natural en México presentan características geológicas, históricas y operativas distintas (**figura 1.1**). A continuación, se detalla cada una:



Figura 1.1: Mapa Provincias petroleras en México

1.7.1 Cuenca de Burgos

Ubicación: Se extiende por Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila.

Tipo de gas: Principalmente gas seco no asociado.

Régimen geológico: Formaciones del Cretácico y Jurásico superior, muchas trampas estructurales y campos convencionales y no convencionales.

Campos destacados: Margo, Santa Anita, Palma Sola.
Infraestructura: Es la región con más infraestructura de compresión, procesamiento y gasoductos del país.
Importancia: Burgos aporta la mayor cantidad de gas natural producido en México, con yacimientos tanto convencionales como de shale gas y tight gas, y es la base para la autosuficiencia nacional en este recurso. Concentra más del 50% del gas seco no asociado nacional. Su pico productivo se alcanzó entre 2006 y 2012, pero sigue siendo el mayor referente en desarrollo no convencional.
Extensión: Abarca más de 80,000 km², con más de 400 campos identificados y una gran red de gasoductos que conectan con el norte de México y Texas, facilitando exportación e importación de gas.

1.7.2 Sabinas-Burro-Picachos

Ubicación: Norte de Coahuila y parte de Nuevo León.
Tipo de gas: Gas seco y condensado, tanto asociado como no asociado.
Régimen geológico: Yacimientos en estructuras del Jurásico y Cretácico.
Campos destacados: Región con yacimientos explorados por PEMEX con potencial para desarrollo de shale gas.
Características operativas: Presencia de trampas estructurales profundas y condiciones favorables para técnicas de exploración y explotación avanzadas.

1.7.3 Cuenca de Veracruz

Ubicación: Veracruz y parte de Puebla.
Tipo de gas: Fundamentalmente gas asociado y no asociado.
Campos destacados: Ixachi (uno de los descubrimientos más importantes del último lustro), Tierra Blanca, Poza Rica.
Características operativas: Zonas terrestres y marinas con actividad de extracción y desarrollo continuo.
Geología: Estratos del Cretácico y Terciario con buen potencial de acumulación de hidrocarburos.

1.7.4 Tampico-Misantla

Ubicación: Entre Veracruz y Tamaulipas.

Tipo de gas: Principalmente gas asociado a la producción petrolera.

Campos históricos: Ebano, Topila, Cerro Azul.

Importancia: Es una de las regiones pioneras en la industria mexicana del petróleo y cuenta con abundante infraestructura y experiencia operativa.

1.7.5 Cuencas del Sureste

Ubicación: Abarca Tabasco, Campeche y Chiapas.

Tipo de gas: Gas natural asociado a la producción de crudo, con campos terrestres y marinos de gran tamaño.

Campos destacados: Cantarell (offshore), Ku-Maloob-Zaap, Cactus, Ciudad Pemex.

Geología: Estructuras profundas y someras con alta productividad y reservas significativas.

Infraestructura: Cuenta con los mayores complejos petroleros y de procesamiento del país (Cactus), además de ser un eje central en la economía petrolera nacional.

Capítulo 2: Gases presentes en un yacimiento.

En los yacimientos de hidrocarburos, los gases se encuentran naturalmente atrapados en las formaciones geológicas junto con el petróleo y el agua de formación, y su composición varía de acuerdo con el tipo de yacimiento y las condiciones de presión y temperatura.

2.1 Principales gases

Los gases presentes en los yacimientos, especialmente metano, etano, propano, butano y dióxido de carbono, son determinantes en la dinámica termodinámica del sistema y en la viabilidad operativa de su explotación.

2.1.1 Metano ($\mathbf{CH_4}$)

Es el principal componente del gas natural. Es un gas incoloro, inodoro e inflamable que cuando se encuentra en concentraciones moderadas y altas puede tener efectos adversos en la salud y en la seguridad de las instalaciones (ASEA,2018).

2.1.2 Etano ($\mathbf{C_2H_6}$)

Gas que en su estado natural es incoloro, inodoro e insípido, ligeramente más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a presión normal es de -88.6°C. Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Se usa como materia prima para la fabricación de etileno (Messer, 2019; Grupo PCC, 2024).

2.1.3 Propano ($\mathbf{C_3H_8}$)

Gas incoloro e inodoro en su estado puro, más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a la presión atmosférica normal es -42.5°C; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.4 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente (Messer, 2019; Grupo PCC, 2024).

2.1.4 Butano ($\mathbf{C_4H_{10}}$)

Gas que cuando es puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire; su temperatura de ebullición a la presión atmosférica normal es -0.5°C; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.1 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente (chemicalsafety, 2003).

2.1.5 Pentano ($\mathbf{C_5H_{12}}$)

Hidrocarburos saturados de los cuales son posibles tres isómeros. Líquidos incoloros, inflamables; solubles en hidrocarburos y éteres e insolubles en agua. Existen en las fracciones de más bajo punto de ebullición de la destilación del petróleo (INSST; Grupo Comsurlab, 2024; Wikipedia, 2004).

2.2 Propiedades físicas de los gases

El gas natural posee un conjunto de propiedades físicas que son fundamentales para su extracción, procesamiento, transporte y utilización. Estas características permiten optimizar su manejo y maximizar su eficiencia energética, además de garantizar la seguridad en su uso. A continuación, se detallan las principales propiedades físicas que definen el comportamiento y las aplicaciones del gas natural

2.2.1 Estado físico

El gas natural es un hidrocarburo gaseoso a temperaturas y presiones estándar (0 °C, 1 atmósfera). Es completamente incoloro, inodoro e insípido en su forma pura; por seguridad, se le agrega un odorante (mercaptano) para facilitar la detección de fugas.

2.2.2 Densidad

Valor típico: Entre 0.7 y 0.8 kg/m³ en condiciones normales.
Relación con el aire: Es menos denso que el aire (densidad del aire ≈ 1.29 kg/m³), por lo que tiende a elevarse y dispersarse con rapidez al ambiente en caso de fuga, minimizando riesgos de acumulación explosiva.

2.2.3 Comportamiento termodinámico

Bajo condiciones habituales de presión y temperatura, el gas natural presenta un comportamiento cercano al de un gas ideal, lo que permite aproximarlo mediante la ecuación de estado del gas ideal presentada a continuación.

$$PV = nRT \quad \text{.....2.1}$$

Su punto de ebullición (CH_4): El metano, componente principal, hierve a -161.5 °C. Por ello, el gas natural puede licuarse a temperaturas extremadamente bajas para su transporte y almacenamiento como GNL.

2.2.4 Inflamabilidad

Presenta un rango de explosividad en aire entre 5% y 15% de concentración volumétrica. La temperatura de autoignición del metano es de aproximadamente 650 °C.

2.2.5 Solubilidad y viscosidad

El gas natural es poco soluble en agua, lo que facilita su transporte y almacenamiento en redes de distribución y evita problemas significativos de corrosión. La viscosidad es muy baja, permitiendo el flujo eficiente por ductos y sistemas de conducción con pérdidas mínimas de presión.

2.2.6 Poder calorífico y energía

Varía entre 9,000 y 10,300 kcal/ m³ (35–38 MJ/ m³), en función de la proporción de metano y otros gases ligeros. Este valor representa su capacidad para producir energía durante la combustión y lo posiciona como un energético eficiente para aplicaciones industriales, eléctricas y domésticas. El índice Wobbe del gas natural está típicamente entre 46 y 54 MJ/ m³, por lo que es compatible con la mayoría de quemadores y equipos para combustión.

2.2.7 Conductividad térmica y difusión

Su conductividad térmica es baja en comparación con líquidos y sólidos, lo que exige cierto aislamiento en tuberías y sistemas industriales para evitar pérdidas de calor significativas. Gracias a su baja densidad, el gas natural se dispersa rápidamente en ambientes abiertos, favoreciendo la seguridad y minimizando el riesgo de acumulación explosiva o tóxica.

El gas natural tratado comercialmente presenta puntos de rocío bajos, lo que asegura que no se condensen líquidos durante su transporte por gasoductos. Generalmente se

encuentra como gas seco o húmedo, dependiendo de la presencia de otros hidrocarburos pesados; el gas seco es predominante en muchas regiones productoras.

2.3 Transporte

Los ductos para recolección y transporte de hidrocarburos, situados en zonas marinas están expuestos a condiciones ambientales y operativas que pueden dañarlos como la corrosión interna o externa y daños producidos por agentes externos, entre los que se encuentran las abolladuras, muescas, grietas, rayones y laminaciones. Todo esto puede afectar su resistencia frente a la presión interna de trabajo.

Es indispensable evaluar la resistencia remanente del sistema para definir medidas de mantenimiento preventivo y correctivo que permitan recuperar el factor de seguridad requerido, con base en criterios de probabilidad de falla aceptados por la industria petrolera internacional. De esta manera, se preserva la integridad mecánica del ducto durante toda su vida útil y se asegura la aplicación sistemática de los programas de inspección, evaluación y mantenimiento establecidos para ductos submarinos conforme a la NRF-014 de 2013 (Mantenimiento de Ductos Submarinos NRF-014, 2013).

Por lo que se ha mencionado, llevar a cabo programas de mantenimiento, inspección y evaluación de los ductos submarinos ha sido una actividad constante en las áreas de mantenimiento e inspección en los distintos escenarios que se muestran en la **Figura2.1**.Esto se hace con el propósito de que el sistema de ductos funcione continuamente y con seguridad durante toda su vida útil.

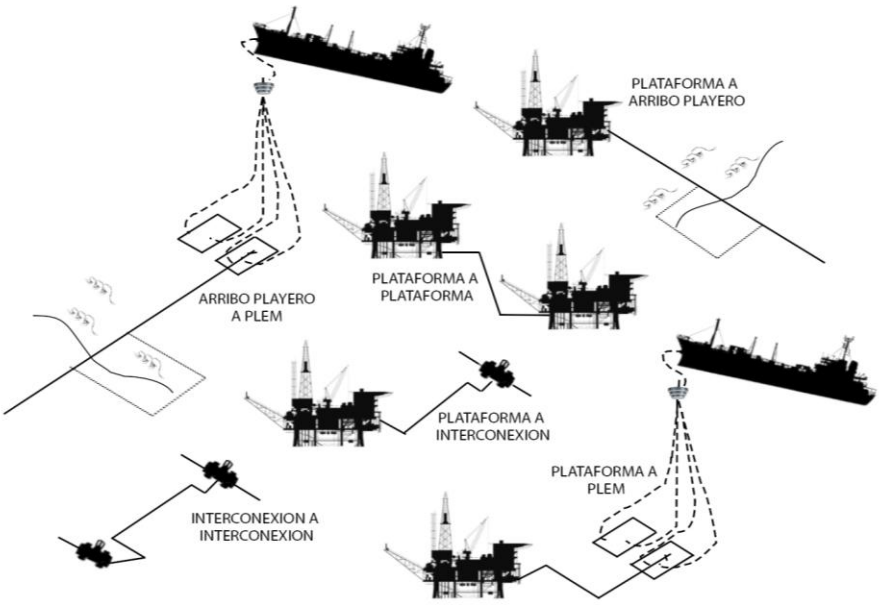


Figura 2.1: Ejemplos sobre la presencia de gasoductos y ductos en distintos escenarios (Modificada de NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos) Véase más en el apéndice A.

2.4 Gases y Condensados transportados

Estos fluidos, que se generan de manera natural en los yacimientos petroleros y gasíferos, presentan características físicas y químicas que dependen directamente de su origen geológico y del tipo de yacimiento del que provienen.

El conocimiento de su origen permite seleccionar los métodos de transporte más adecuados o sistemas de compresión y separación, y facilita el diseño de estrategias de manejo, seguridad y procesamiento que garanticen la integridad de la infraestructura y el aprovechamiento óptimo de estos recursos energéticos, clasificándose en los siguientes:

2.4.1 Gas natural

Una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible. El metano es el componente principal de la mayor parte del gas natural

(constituye un 85% de algunos gases naturales), con cantidades menores de etano , propano, butano y pentano.

2.4.2 Gas de lutita

También conocido como *shale gas*, es un gas natural no convencional atrapado en rocas sedimentarias de grano fino y muy baja permeabilidad, lo que dificulta su migración y exige técnicas de fractura hidráulica para su extracción. Su composición es predominantemente metánica, con contenidos de metano que pueden alcanzar entre 95% y 99%, y suele encontrarse a profundidades de aproximadamente 3,000 a 5,000 metros, dependiendo de la cuenca y las condiciones geológicas.

2.4.3 Gas asociado

Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como: etano, propano, butano y naftas. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

2.4.4 Gas no asociado

Es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo. El componente mayoritario del gas no asociado es el metano, alcanzando concentraciones entre el 95% y el 98%, se considera “gas seco” porque tiene bajos niveles de hidrocarburos pesados, lo que contrasta con el gas asociado al petróleo, que contiene mayor proporción de etano, propano y butano.

2.4.5 Gas amargo

Gas natural que contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros) y dióxido de carbono. El gas amargo suele contener H_2S en concentraciones superiores a 4 partes por millón por volumen.

2.4.6 Condensados

Son una fase de hidrocarburo líquido de alta gravedad API y baja densidad, que existe por lo general en asociación con el gas natural. Su presencia como una fase líquida depende de las condiciones de temperatura y presión existentes en el yacimiento, que

permiten la condensación del líquido a partir del vapor. El gas producido en asociación con el condensado se denomina gas húmedo. La gravedad API del condensado oscila habitualmente entre 50 grados y 120 grados. (SLB, 2026)

Con el propósito de complementar la clasificación de los gases transportados, en el apartado siguiente se presentan las especificaciones técnicas que debe cumplir el gas natural, las cuales constituyen un referente fundamental para garantizar su calidad, seguridad operativa y viabilidad comercial.

2.5 Especificaciones del gas natural

El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que sea entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios debe cumplir con las especificaciones que se indican en la **tabla 2.1** basada en la Norma (NOM-001-SECRE-2010, ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL).

Tabla 2.1: Especificaciones del gas natural (Modificado de la Secretaría de Energía 2010)

Propiedad	**Unidades**	**Zona Sur**			**Resto del País**
		2010	**2012**	**2013**	
Metano (CH_4)-Min.	% vol.	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O_2)-Max.	% vol.	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO_2)-Max.	% vol.	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N_2)-Max.	% vol.	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol.	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO_4 y N_2)-Max.	%vol.	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol.	14,00	12.00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2)	271,15 (-2)	271,15 (-2)
Humedad (H_2O)-Max.	mg/m^3	110,00	110,00	110,00	110,00

Poder calorífico superior-Min.	MJ/m^3	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m^3	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m^3	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m^3	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H_2S)--Max.	mg/m^3	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m^3	150,00	150,00	150,00	150,00

Capítulo 3: Centros de procesamiento de gas (CPG).

Son instalaciones industriales especializadas donde se recibe el gas natural proveniente de los yacimientos para someterlo a diversos procesos que garantizan la calidad necesaria para su distribución y consumo. Estos complejos cuentan con instalaciones modernas y sistemas auxiliares que permiten manejar grandes volúmenes de gas húmedo o amargo, transformándolo en gas dulce, seco y en productos líquidos valiosos.

Tienen como objetivo separar el gas de acuerdo con su composición y condición, la fase gaseosa obtenida está compuesta principalmente de metano y etano, mientras que en la fase líquida se obtienen los hidrocarburos más pesados.

Generalmente los sistemas de procesamiento de gas se pueden clasificar en dos etapas:

- Tratamiento de gas y acondicionamiento (Remoción de gas ácido y vapor de agua)
- Procesamiento de gas (Fraccionamiento de C_2 + y Recuperación de C_2 +)

3.1 Centros de Procesamiento de Gas en México

En México, los principales centros de procesamiento de gas natural se ubican en regiones estratégicas donde la extracción es más intensa y la infraestructura permite atender las necesidades industriales y de distribución nacional. En la **figura 3.1** se muestran los centros más importantes, así como su ubicación.



Figura 3.1: Mapa Centros de procesamiento de gas en México

3.1.1 CPG Burgos

El CPG Burgos, situado cerca de Reynosa, Tamaulipas, es una de las instalaciones principales para el tratamiento de gas natural en el noreste de México. Su estrategia está orientada a maximizar el aprovechamiento del gas extraído en la Cuenca de Burgos, que destaca por ser la región con mayor producción de gas no asociado del país.

Este centro juega un papel esencial en la industria energética, ya que recibe grandes volúmenes de gas húmedo provenientes de múltiples campos cercanos. Una vez recibido, el gas pasa por procesos industriales donde se le extraen líquidos como etano, propano y butano, así como otras fracciones de alto valor comercial. Además, el gas tratado se ajusta a los estándares de pureza y calidad para su distribución tanto en redes nacionales como para el sector industrial, eléctrico o doméstico.

El complejo cuenta con tecnología avanzada, incluyendo sistemas criogénicos y módulos de fraccionamiento, lo que permite no solo cumplir con las metas de procesamiento diario, sino también adaptarse a variaciones en la composición del gas crudo que recibe. Estos procesos reducen emisiones y optimizan los recursos mediante la valorización de los subproductos.

En términos de infraestructura, Burgos se integra eficientemente con ductos y plantas de almacenamiento, lo que lo posiciona como un punto clave para asegurar el suministro confiable y continuo de gas en la zona norte y el resto del país.

3.1.2 CPG Arenque

El CPG Arenque se encuentra ubicado en Ciudad Madero, Tamaulipas, dentro del corredor industrial Tampico-Madero-Altamira y cercano a la Refinería Francisco I. Madero. Esta instalación comenzó operaciones en 2003 y está diseñada para aprovechar el gas producido en los campos de Arenque y Constituciones de Tamaulipas.

En el complejo se realizan procesos industriales como el endulzamiento de gas húmedo amargo, la recuperación de licuables (etanos, propanos y butanos) y la recuperación de azufre. Estas actividades permiten separar y eliminar contaminantes

del gas natural, así como obtener productos como gas seco, gasolinas naturales y líquidos criogénicos. El gas residual seco se entrega en la estación de regulación, mientras que los licuables y la gasolina natural se integran en procesos posteriores de refinación.

La planta criogénica tiene capacidad para procesar hasta 33 millones de pies cúbicos diarios, la planta endulzadora hasta 34 millones de pies cúbicos diarios y la planta recuperadora de azufre hasta 13 toneladas diarias.

3.1.3 CPG Poza Rica

El CPG Poza Rica, localizado en la ciudad de Poza Rica, Veracruz, es una instalación industrial que juega un papel clave en el procesamiento y acondicionamiento del gas natural extraído en la región. Con una superficie aproximada de 84.6 hectáreas, este complejo fue pionero en la recuperación de azufre en México, contando con una primera planta que inició operaciones en 1951 y que ha sido actualizada con tecnología moderna para mejorar su eficiencia y desempeño ambiental.

En sus instalaciones, se recibe principalmente gas natural húmedo que requiere ser tratado para eliminar contaminantes como ácido sulfhídrico y dióxido de carbono. A través de procesos industriales, el gas se "endulza" para hacerlo apto para su transporte y consumo. Además, el centro se especializa en la recuperación y fraccionamiento de hidrocarburos líquidos tales como etano, propano y butano, que son productos valiosos para la industria petroquímica y otros sectores.

El complejo también presta servicios complementarios relacionados con la gestión y tratamiento del agua utilizada en procesos industriales, como el agua que se inyecta en yacimientos para apoyar la extracción de hidrocarburos.

3.1.4 CPG La Venta

El CPG La Venta está ubicado en el municipio de Huimanguillo, en el estado de Tabasco, al sureste de México. Ocupa una superficie aproximada de 71 hectáreas y fue diseñado inicialmente para procesar gas húmedo dulce proveniente principalmente de los yacimientos de Agua Dulce y El Plan.

Inició operaciones con una planta de absorción en 1963, destinada al tratamiento de gas húmedo; posteriormente se incorporó una planta para deshidratar el crudo asociado. Debido al crecimiento en la producción y al descubrimiento de nuevos campos en Chiapas y Campeche, fue necesario ampliar el complejo con una planta criogénica que comenzó a funcionar en 1972, lo que permitió procesar grandes volúmenes de gas húmedo dulce de origen regional y de otros complejos como Ciudad Pemex y Cactus.

El complejo realiza procesos como la separación por criogenia, recuperación de líquidos (etano, propano y pesados), eliminación de agua salada y tratamiento del gas para cumplir con especificaciones de calidad.

3.1.5 CPG Matapionche

El CPG Matapionche está localizado en el suroeste del estado de Veracruz, cerca de la ciudad y puerto de Veracruz, en el municipio de Cotaxtla. Ocupa una extensión aproximada de 48 hectáreas y fue construido para aprovechar el gas natural y los recursos hidrocarburos extraídos de los campos de Matapionche, Mecayucan, Miralejo y Cópite, ubicados en la cuenca del Papaloapan.

Este complejo inició operaciones en 1981 como planta endulzadora de gas y recuperadora de azufre con una capacidad de procesar 23 millones de pies cúbicos diarios y posteriormente, en 1992, se convirtió en una planta criogénica modular capaz de procesar hasta 125 millones de pies cúbicos diarios, incrementando también su presión de operación para optimizar la eficiencia.

Matapionche procesa gas húmedo dulce, eliminando contaminantes y recuperando componentes valiosos como gas natural seco, gas licuado, naftas y azufre líquido, productos que posteriormente se distribuyen a diversas empresas productivas subsidiarias y al Complejo Petroquímico de Coatzacoalcos (DOF.GOB, 2006).

3.1.6 CPG Nuevo Pemex

El CPG Nuevo Pemex es una extensa instalación industrial situada al sur de Tabasco. Este complejo ocupa una superficie de aproximadamente 464 hectáreas y fue diseñado para atender los grandes volúmenes de gas natural asociados extraídos en

los campos petroleros terrestres de Tabasco y Chiapas, así como los campos marinos de la Sonda de Campeche, en una zona estratégica para la industria energética nacional. Su principal objetivo es transformar el gas natural extraído de los campos cercanos, que suele contener altos niveles de impurezas, en productos adecuados para su distribución y consumo.

Esta instalación se destaca por la capacidad de procesar grandes volúmenes de gas diariamente, lo que le permite atender tanto la demanda interna como proveer insumos a sectores industriales clave. El proceso de endulzamiento es esencial en Nuevo Pemex, ya que elimina compuestos corrosivos como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono. Adicionalmente, el complejo está equipado para separar y aprovechar componentes como etano, propano, butano y naftas, que se destinan a la petroquímica y otros usos energéticos.

El complejo dispone, además, de sistemas avanzados de recuperación de azufre y de una planta de cogeneración eléctrica de 300 MW, que aprovecha gases residuales para generar energía destinada al autoconsumo. De este modo, optimiza el uso de sus recursos y obtiene como productos principales gas seco, gas dulce, licuables y azufre.

3.1.7 CPG Cd. Pemex

El CPG Ciudad Pemex, localizado en Macuspana, Tabasco. Esta instalación forma parte importante del sistema energético nacional y ha evolucionado desde su creación en la década de 1950. Con una extensión cercana a 200 hectáreas, este complejo alcanzó su mayor auge entre las décadas de 1970 y 1980, cuando contribuía con casi el 30% de la producción nacional de gas natural.

Su función central es transformar el gas húmedo y amargo, recibido de diversos campos del sureste, en productos aptos para distribución y consumo. Para ello, cuenta con varias unidades industriales, entre ellas las dedicadas a eliminar gases contaminantes y recuperar compuestos valiosos como azufre y líquidos del gas (por ejemplo, etano y propano). Además, la planta dispone de sistemas avanzados para ajustar la composición del gas, tales como módulos que eliminan nitrógeno y mejoran la calidad del suministro energético.

El complejo sobresale por su capacidad de procesar grandes volúmenes de gas diariamente, lo que le permite abastecer no solo a la región, sino también a otros centros de producción y a redes que conectan con estados de la zona centro. Los subproductos obtenidos sirven de materia prima para la industria petroquímica, la generación eléctrica y el suministro residencial e industrial.

3.1.8 CPG Cactus

El CPG Cactus está situado en el municipio de Reforma, en el estado de Chiapas, y ocupa una superficie aproximada de 270 hectáreas. Este centro es uno de los más grandes y estratégicos en México para el tratamiento del gas natural, especialmente para manejar el gas húmedo y amargo producido en campos petroleros de la región sureste como Tabasco y Chiapas.

El complejo cuenta con un total de 10 plantas endulzadoras que tienen la capacidad combinada de procesar más de 56,000 metros cúbicos de gas por día. También dispone de 4 plantas criogénicas para el tratamiento de gas líquido, con una capacidad total de más de 36,000 metros cúbicos diarios. Para la recuperación de azufre tiene 5 plantas, capaces de procesar alrededor de 1,600 toneladas por día, y una planta fraccionadora que puede manejar hasta 104,000 Mbd de etano.

3.2 Procesos Industriales en los Centros de Procesamiento de Gas

Estos complejos llevan a cabo una serie de procesos industriales en los que se eliminan impurezas, se separan y recuperan componentes valiosos, y se transforman los hidrocarburos en productos con especificaciones técnicas que garantizan su calidad y seguridad operativa, a continuación, en la **figura 3.3** se describen los principales procesos industriales.

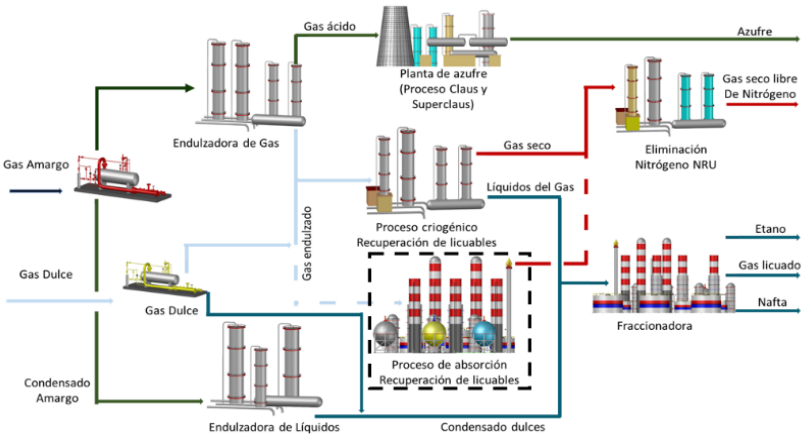


Figura 3.2: Diagrama de los Procesos industriales en los Centros de Procesamiento de gas (Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013).

3.2.1 Endulzamiento de gas

Consiste en remover los contaminantes, H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (dióxido de carbono), del gas húmedo amargo que proviene de pozos productores. En la **figura 3.3** se represente este proceso que consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización (PEMEX, Gas y Petroquímica Básica, 2013).

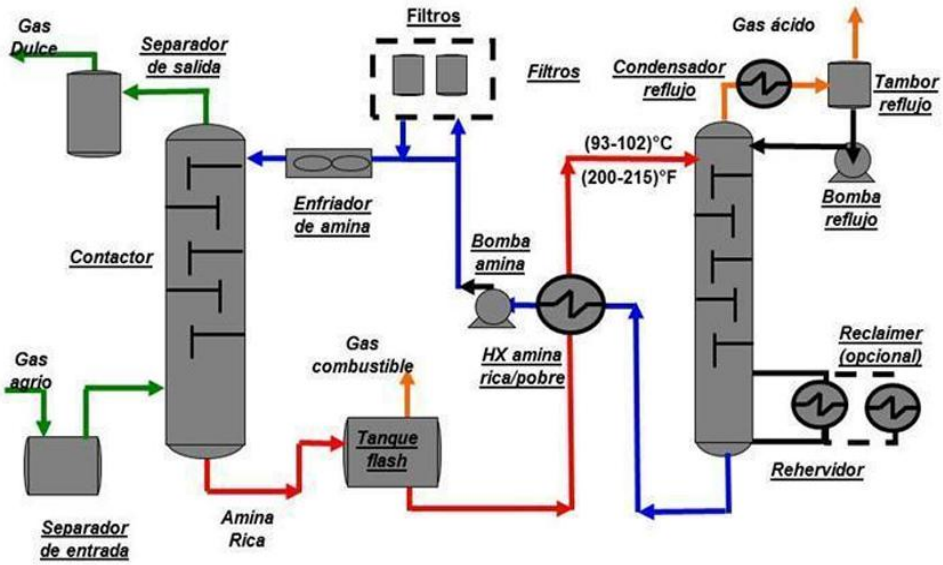


Figura 3.3: Diagrama general del Endulzamiento de gas (Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013).

3.2.2 Endulzamiento de líquidos

El endulzamiento de líquidos consiste en la remoción selectiva de gases ácidos e impurezas presentes en una corriente de condensado amargo proveniente de los pozos productores. Para ello, se emplea una solución acuosa de aminas en un sistema cerrado de circulación continua, donde los contaminantes son absorbidos y posteriormente removidos mediante regeneración para permitir su reutilización. El condensado tratado, denominado condensado dulce, constituye el principal producto enviado a las fraccionadoras. Como subproducto, se genera una corriente de gas ácido rica en H_2S y CO_2, la cual se dirige al proceso de recuperación de azufre, estos procesos se ven representado en la **figura 3.4** (PEMEX, Gas y Petroquímica Básica, 2013).

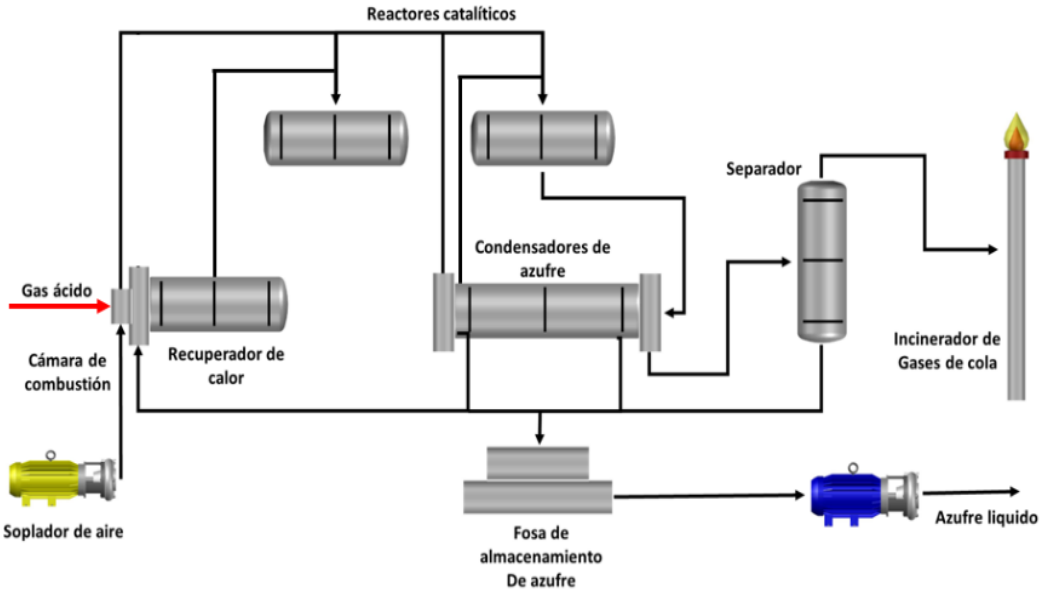


Figura 3.4: Diagrama general del endulzamiento de líquidos Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013).

3.2.3 Recuperadora de azufre

El gas acido proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, para finalmente lograr la conversión del H_2S en azufre elemental, como se muestra en la **figura 3.5**. Finalmente, el azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido. (PEMEX, Gas y Petroquímica Básica, 2013).

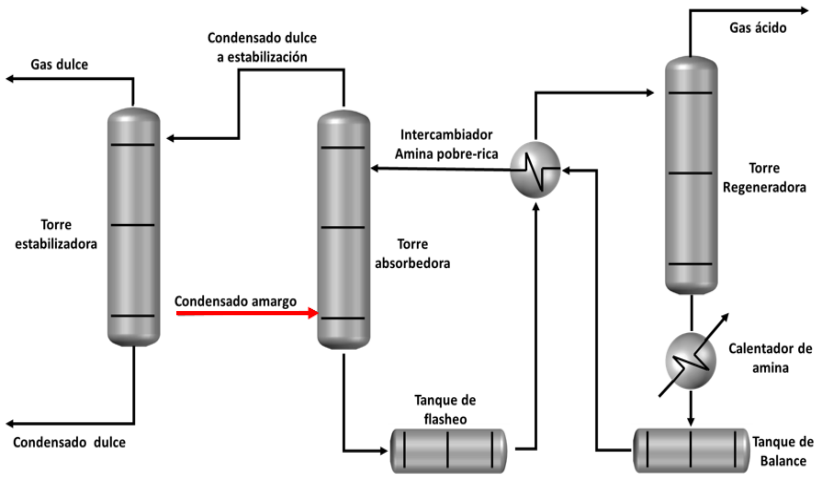


Figura 3.5: Diagrama general de la recuperadora de azufre (Modificada de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, 2013).

3.2.4 Criogénico

El gas dulce húmedo proveniente de las plantas endulzadoras, o en ocasiones directamente de los campos productores, ingresa a una etapa de deshidratación donde se elimina prácticamente toda el agua. Luego se enfría mediante corrientes frías del propio proceso y un sistema de refrigeración mecánica externo. Este enfriamiento, combinado con la alta presión del gas, permite la condensación de hidrocarburos pesados, que se separan y dirigen a la torre desmetanizadora para su rectificación.

El principal resultado de esta planta es el gas residual (compuesto mayoritariamente por metano, apto para su venta), que se inyecta al Sistema Nacional de Ductos para su distribución o se emplea en ciertos sitios como bombeo neumático. Además, se obtiene el líquido del gas natural, una corriente líquida de hidrocarburos licuables que alimenta las plantas fraccionadoras. (PEMEX, Gas y Petroquímica Básica, 2013).

3.3 Fundamentos de los procesos industriales

Estos procesos engloban una serie de operaciones físicas, químicas y mecánicas que, mediante el uso de maquinaria especializada y técnicas organizadas, las principales se enlistan a continuación:

3.3.1 Procesos criogénicos

Dentro de los procesos criogénicos relacionados con la industria petroquímica para separar hidrocarburos se pueden mencionar los siguientes:

3.3.2 Turbo expansión

Consiste en enfriar la corriente de gas seco dulce por medio de intercambiadores de calor. Posteriormente esta corriente se expande a través de una turbina y es enviada hacia una torre desmetanizadora donde se lleva a cabo la separación de hidrocarburos. El gas residual es obtenido por el domo de la torre, y por el fondo de ella se obtienen los hidrocarburos condensables (Loyo,2008)., dicho proceso se representa en la **figura 3.6**.

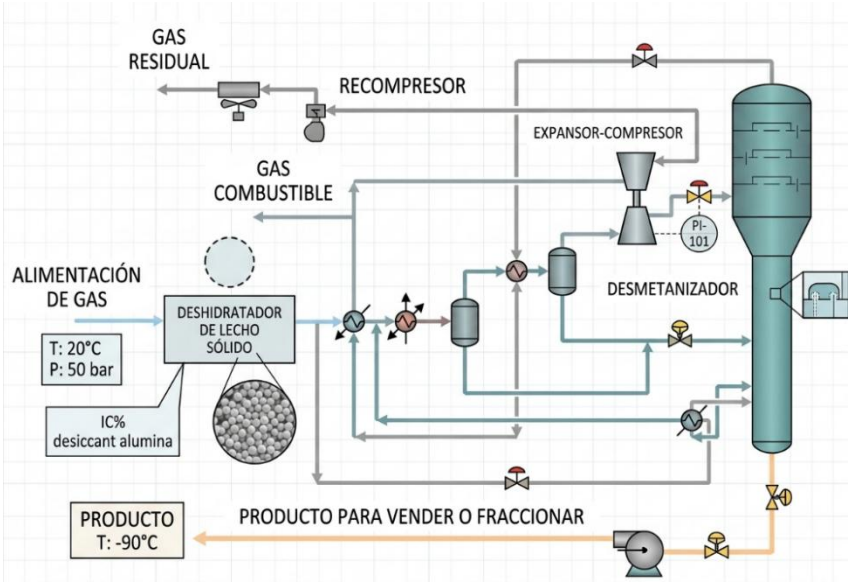


Figura 3.6: Proceso de turbo expansión (Modificada de SUNNYDA Ultimate Guide to Refrigeration Systems,2023)

3.3.3 Efecto Joule-Thompson (J-T)

Método más simple para licuar un gas y con el cual se describen las isotermas de Andrews, el gas pasa de un sistema de alta presión a un sistema de baja presión como consecuencia de la disminución de temperatura. El gas es comprimido con un compresor mecánico e inmediatamente se expande a través de un tubo que termina

en boquilla fina. Si este proceso se repite, la temperatura disminuye cada vez hasta que se hace menor que la temperatura crítica produciendo la licuefacción del gas. Generalmente es utilizado en los refrigeradores y heladeras, un uso industrial es la obtención de gases licuados.

3.3.4 Refrigeración

Proceso para reducir y mantener la temperatura de un sistema por debajo de la temperatura ambiente, para ello es retirado el calor de un sistema a otro, mecanismo que se presenta bajo el esquema del ciclo de Carnot en la **figura 3.7**, donde se detalla el comportamiento del refrigerante en las etapas de expansión, evaporación, compresión y condensación del sistema mecánico.

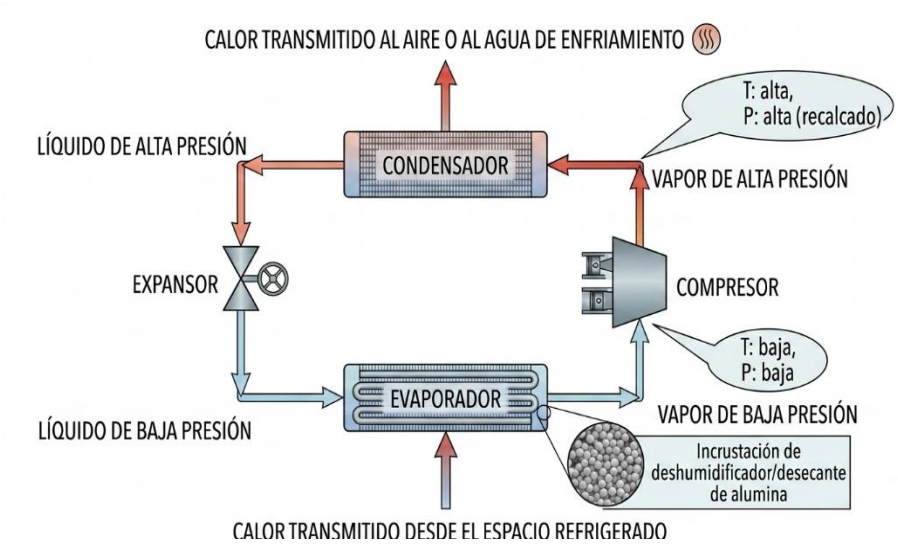


Figura 3.7: Esquema ciclo de Carnot (Modificada de SUNNYDA, 2023)

Las plantas instaladas durante los últimos 30 años están basadas en el proceso de turbo-expansión, debido a los factores económicos del proceso, incluyendo el costo del equipo y la flexibilidad de operación.

3.4 Principales problemas en los Centros de Procesamiento de Gas

La corrosión es una de las principales causas que afectan la integridad y la seguridad en oleoductos y gasoductos. Se manifiesta en varias formas, tanto internas como externas, y su control es esencial para evitar fallas catastróficas que puedan desencadenar fugas, explosiones o daños ambientales severos.

En cuanto a la corrosión interna, esta ocurre dentro de las tuberías debido a la presencia de sustancias agresivas como sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), agua y sales disueltas que generan ambientes químicos corrosivos. Este tipo de corrosión puede presentarse como deterioro uniforme, picaduras profundas, corrosión bajo tensión o influenciada por microorganismos que aceleran el desgaste metálico. Además, la velocidad del flujo de los líquidos o gases puede provocar erosión-corrosión, un fenómeno donde el desgaste mecánico se combina con la acción química para degradar el material.

La corrosión externa afecta la superficie externa de las tuberías, especialmente en ambientes enterrados o expuestos a condiciones adversas como alta humedad, variación térmica, suelo contaminado o presencia de microorganismos. Los recubrimientos protectores aplicados en la superficie externa pueden deteriorarse con el tiempo, facilitando la acción corrosiva y la formación de grietas o perforaciones.

Para controlar la corrosión es fundamental entender sus causas y mecanismos, que incluyen el contacto entre diferentes metales, la acción de fuerzas mecánicas y químicas conjuntas y la actividad biológica. También influyen factores como la temperatura, presión, composición química del gas o líquido, y la condición del ambiente externo.

Además de la corrosión, las fallas en soldaduras son otro peligro importante. Los defectos durante la fabricación, como soldaduras incompletas, presencia de poros, grietas o inclusiones, y uniones mal hechas, debilitan la integridad estructural de los oleoductos. Estos defectos pueden agravarse bajo condiciones de alta presión y ciclos térmicos, aumentando el riesgo de rupturas repentinas que comprometen la seguridad operacional.

Los impactos físicos externos; como excavaciones cercanas, movimientos sísmicos, deslizamientos o la acción de maquinaria, también representan amenazas significativas. Estos daños pueden deformar, romper o desgastar las tuberías, generando puntos críticos susceptibles a fugas.

En las estaciones de compresión, donde se aumenta la presión para facilitar el transporte del gas, existen riesgos particulares. Las fugas de gas en estos puntos pueden formar mezclas explosivas con el aire, y si se combinan con fuentes de ignición, pueden desencadenar explosiones de graves consecuencias. Fallos mecánicos en compresores, acumulación no controlada de presión y deficiencias en sistemas de seguridad aumentan aún más el riesgo de accidentes.

La supervisión y control constante mediante sistemas modernos son claves para detectar anomalías como fugas, variaciones inadecuadas de presión o temperatura, y para tomar acciones oportunas. Sin embargo, la falta de tecnología avanzada o su obsolescencia puede dejar sin protección a instalaciones críticas.

3.5 Tecnologías aplicables a plantas criogénicas

Se denomina tecnología al arreglo o configuración de un proceso. Estas tecnologías buscan disminuir los costos de inversión y maximizar la recuperación de productos. Adicionalmente deben cumplir con una flexibilidad de operación, permitiendo cambiar rápidamente la recuperación en algún producto en específico.

Actualmente los diseños de estas plantas se pueden clasificar en dos categorías:

- Eliminación de contaminantes
- Recuperación de licuables

Dependiendo de la composición del gas de alimentación y la eficiencia de los equipos es posible conocer el porcentaje de recuperación de los productos. Es por ello por lo que la selección de la tecnología depende de las condiciones operativas y económicas. A continuación, se desarrollan las tecnologías existentes, sus ventajas, desventajas y configuraciones:

3.5.1 Proceso de Subenfriamiento de gas (GSP)

Mejor conocido como GSP (*Gas Subcooled Process*), este proceso consiste en condensar y subenfriar la corriente de gas de alimentación proveniente de un tren de enfriamiento; posteriormente es flasheada a la presión de operación de la torre

desmetanizadora debido a que una parte del gas de alimentación es expandido a una presión más baja mediante un turbo-expansor. La alimentación de la torre se da por una o más corrientes de vapor provenientes de dicho expansor, tal como se ilustra en el diagrama de flujo de la **figura 3.8**, donde se aprecia la separación y el trayecto del producto para venta o fraccionamiento.Ventajas:

- Este proceso es recomendado cuando la alimentación del gas contiene cantidades significativas de CO_2.
- Las altas concentraciones de licuables fríos ayudan a reducir la concentración de CO_2.

Desventajas:

- Debido a la alta concentración de propano (presente en la alimentación superior), se ve afectada la eficiencia de recuperación de propano.

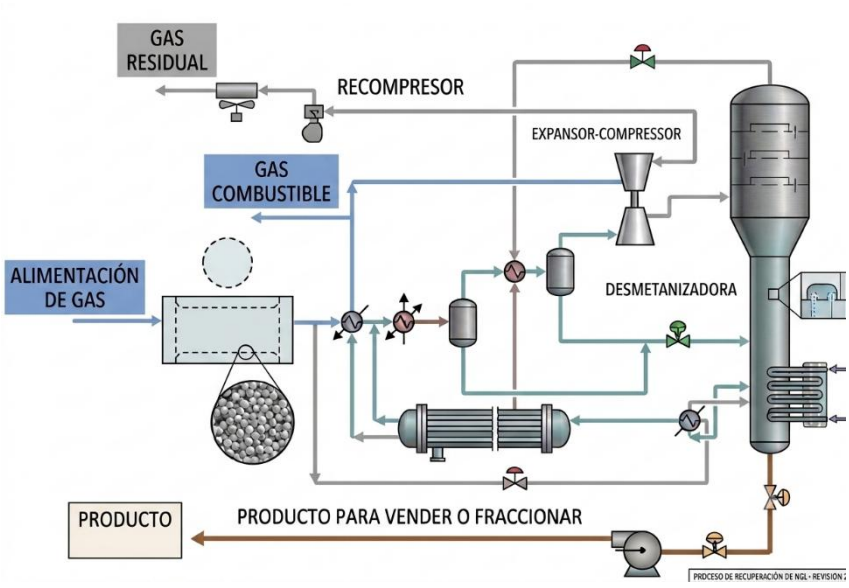


Figura 3.8: Proceso de subenfriamiento de gas (Modificada de SUNNYDA, 2023)

3.5.2 Proceso de Reflujo de Residuo Frio (CRR)

También conocido como CRR (*Cold Residue Reflux*), este arreglo dispone de una corriente de flujo adicional en la parte superior de la torre, permitiendo rectificar con mayor eficiencia los vapores de la desmetanizadora al contener metano casi puro,

logrando así una cantidad más alta en la recuperación de condensados. En la **figura 3.9** se describe analíticamente esta configuración, identificando el papel del subenfriador y la trayectoria de la corriente adicional impulsada por el compresor hacia el cabezal de la torre.

Ventajas:

- Este arreglo puede recuperar hasta el 99% de etano, utilizando la misma potencia de recompresión del diseño GSP.

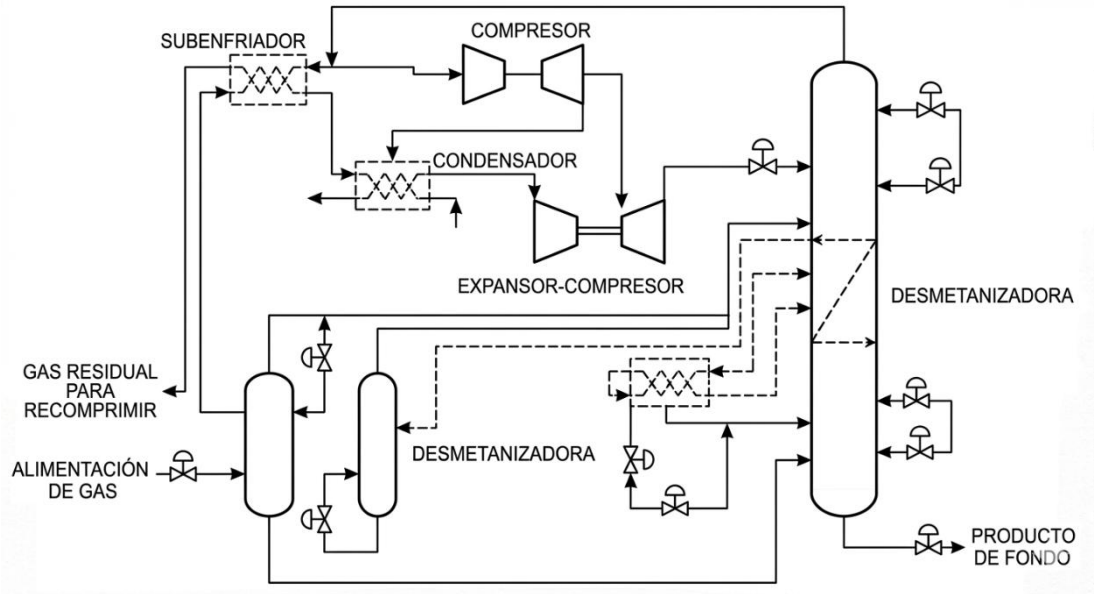


Figura 3.9: Proceso de reflujo de residuo frío (Modificada de SUNNYDA, 2023)

3.5.3 Proceso de Recirculación del Separador de Vapor (RSV)

También llamada (Recycle Split-Vapor). En términos de recuperación esta configuración tiene una eficiencia similar a la configuración CRR. La corriente de reflujo retira una pequeña cantidad de gas residual comprimido, posteriormente es condensada, subenfriada y flasheada a presión de operación de la torre, siendo alimentada en la parte superior de la misma. Debido a que la presión de la corriente de metano es más alta con respecto a la configuración del CRR, permite que este sea alimentado directamente de la parte superior de la torre.

Ventajas:

- Puede ser operado en modo GSP por discontinuidad de reflujo, esto permitiría operar a altos volúmenes de alimentación y niveles reducidos de recuperación de etano.
- Tolera más cantidades de CO_2 en comparación con el diseño GSP para el mismo nivel de recuperación de etano.

Capítulo 4: Corrosión.

La Corrosión es un término que se utiliza para describir el proceso de deterioro de materiales metálicos (incluyendo metales puros, como aleaciones de estos), mediante reacciones químicas y electroquímicas (Revie y Uhlig, 2008)

El fenómeno de la corrosión ocurre debido a que, con el tiempo, dichos materiales tratan de alcanzar su estado natural, el cual constituye un estado energético de menor potencial, lo que les permite estabilizarse termodinámicamente (Javaherdashti, 2008).

En algunas ocasiones el ataque químico va acompañado por un deterioro físico el cual se describe como corrosión-erosión.

En termodinámica, la corrosión puede verse como una liberación de energía almacenada que ocurre espontáneamente, una tendencia natural de los materiales a volver a su estado termodinámico más estable a través de su reacción con el medio (Abdallah, 2013).

Podemos encontrar fenómenos de corrosión de tipo localizado como: picaduras, corrosión galvánica que es generada por el contacto de metales diferentes y corrosión microbiológica inducida por microorganismos de diversos tipos.

4.1 Clasificación de corrosión

La corrosión es un fenómeno complejo cuya comprensión requiere distinguir los distintos mecanismos que la provocan y los ambientes donde ocurre, lo que permite su clasificación en tres grandes categorías fundamentales: corrosión electroquímica, corrosión química y corrosión microbiológica. Esta diferenciación es esencial para el análisis de la degradación de metales en instalaciones petroleras.

4.1.1 Corrosión electroquímica: La mayoría de procesos de corrosión involucran reacciones de reducción-oxidación (reacciones electroquímicas), para que se desarrollen estos procesos, se necesita la existencia de tres constituyentes: electrodos (un ánodo y un cátodo), un electrolito como medio conductor, que en la mayoría de casos corresponde de una solución acuosa, y una conexión eléctrica entre los electrodos (ECCA, 2011).

La corrosión química puede explicarse así: en el ánodo, un ion metálico se desprende de la superficie del metal y pasa a la solución, que actúa como electrolito conductor de iones, mientras deja electrones en la superficie. Esto provoca la oxidación del metal, es decir, la pérdida de electrones en el ánodo, y con ello se manifiesta la corrosión. Una reacción anódica típica corresponde justamente a este proceso. La solución conduce los iones metálicos desde el ánodo hasta el cátodo; por lo general, estos electrolitos son líquidos. Un electrolito está formado por dos clases de iones: aniones y cationes, y mientras mayor sea su concentración iónica, mejor será su capacidad conductora. Cuando están presentes los tres elementos necesarios para que ocurra la corrosión, la velocidad de la reacción anódica es igual a la de la reacción catódica (UDIATEM, 1995)

4.1.2 Corrosión química

La corrosión química ocurre en ambientes no electrolíticos, principalmente gases. Este tipo de corrosión ocurre por la presencia de las siguientes sustancias: (Brondel,1994): Sulfuro de hidrógeno, polisulfuros y ácidos sulfhídricos (H_2S): Al estar disueltos en agua son un ácido débil y por lo tanto son una fuente de iones de hidrógeno y son corrosivos; Las consecuencias son mayores en pozos profundos debido a la reducción del pH por la presión. El sulfuro de hierro (FeS), forma una película que a bajas temperaturas puede actuar como una barrera contra la corrosión, pero a altas temperaturas ocurre todo lo contrario, acelerando la corrosión.

Dióxido de carbono (CO_2): Es un gas ligeramente ácido que adquiere carácter corrosivo al disolverse en agua. El producto de este tipo de corrosión es una película de siderita, un material no conductor. La turbulencia suele ser un factor decisivo en la formación o permanencia de estas películas protectoras. Además, el (CO_2) puede provocar fragilidad y, como consecuencia, agrietamiento por corrosión bajo tensión, como se presenta en la **figura 4.1.**

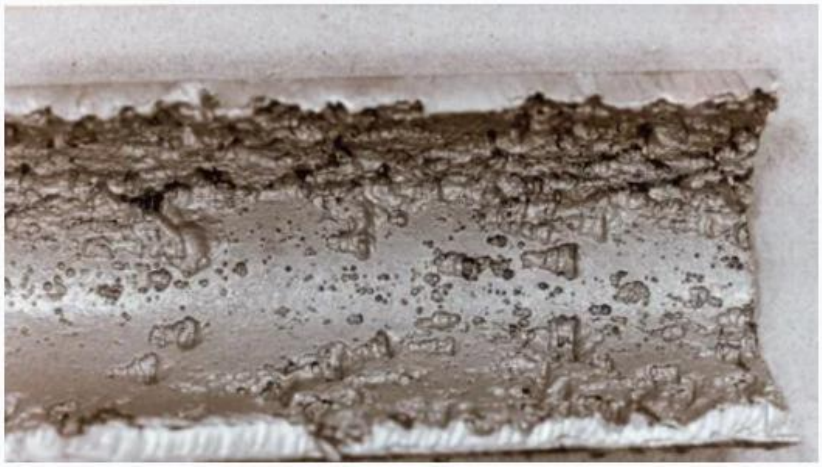


Figura 4.1: Imagen Tubería con corrosión por dióxido de carbono (CO_2) (Rosas, 2019).

Salmueras: las salmueras densas de haluros con cationes de calcio y zinc se emplean en ocasiones para controlar las presiones de formación. Pueden resultar corrosivas por el oxígeno disuelto o el aire incorporado, así como por la acidez que se genera debido a la hidrólisis de los iones metálicos.

Ácidos fuertes: La inyección de ácidos fuertes, comúnmente ácido clorhídrico, permite estimular la producción al incrementar la permeabilidad de la formación en las proximidades del pozo. El control de la corrosión en este tipo de escenarios se logra mediante el uso de inhibidores por un periodo de tiempo que va de 2 a 24 horas.

4.1.3 Corrosión microbiológica

Es un fenómeno que favorece la aparición de otros procesos corrosivos. En este caso, las bacterias son los microorganismos más relevantes, por lo que también se le llama corrosión bacteriana. Suele presentarse en sistemas de transporte de líquidos y contribuye al desarrollo de corrosión por picaduras. La composición del líquido transportado favorece que las bacterias se acumulen y se multipliquen, formando aglomeraciones que generan condiciones como cambios en la concentración de sales y oxígeno, lo que a su vez impulsa otros tipos de corrosión, como la picadura (Redalyc, 2015). En la **figura 4.2** se ejemplifica el daño severo por actividad bacteriana en el interior de una tubería de planta petroquímica, donde se aprecia la acumulación de

biopelículas y tubérculos de óxido que propician celdas de aireación diferencial y picaduras profundas en el acero.



Figura 4.2: Imagen Corrosión por bacterias en tubo de planta petroquímica (Groysman, 2017)

4.2 Tipos de corrosión

Dentro de los mecanismos más relevantes se encuentra la corrosión por espacios confinados, donde el sulfuro de hidrógeno (H_2S) es responsable de acelerar la corrosión ácida en hierro y acero, mediante la formación de productos como el ácido sulfhídrico y depósitos de sulfuros de hierro. Tales depósitos pueden originar corrosión localizada, presentando picaduras y grietas; además, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, estos productos actúan como barreras protectoras temporales que ralentizan la progresión del daño, se describirán algunos tipos de corrosión a continuación.

4.2.1 Corrosión por espacios confinados

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas agresivo que, en contacto con un medio acuoso, forma un ácido débil, el ácido sulfhídrico, provocando corrosión ácida por sulfuro de hidrógeno y acelerando los procesos de corrosión, particularmente en materiales basados en hierro y acero. Este gas reacciona con diferentes óxidos de hierro para formar sulfuros de hierro, los cuales precipitan y forman depósitos de productos de corrosión, generando corrosión localizada, como picaduras o grietas. Los

depósitos de corrosión, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, pueden actuar como barrera o capa protectora que aísla al metal del medio agresivo, retardando el proceso de corrosión; dicho mecanismo de interacción iónica y precipitación de sulfuro ferroso (FeS) sobre la superficie metálica expuesta a la corriente de hidrocarburos se encuentra esquematizado en la **figura 4.3** (INSPENET, 2024).

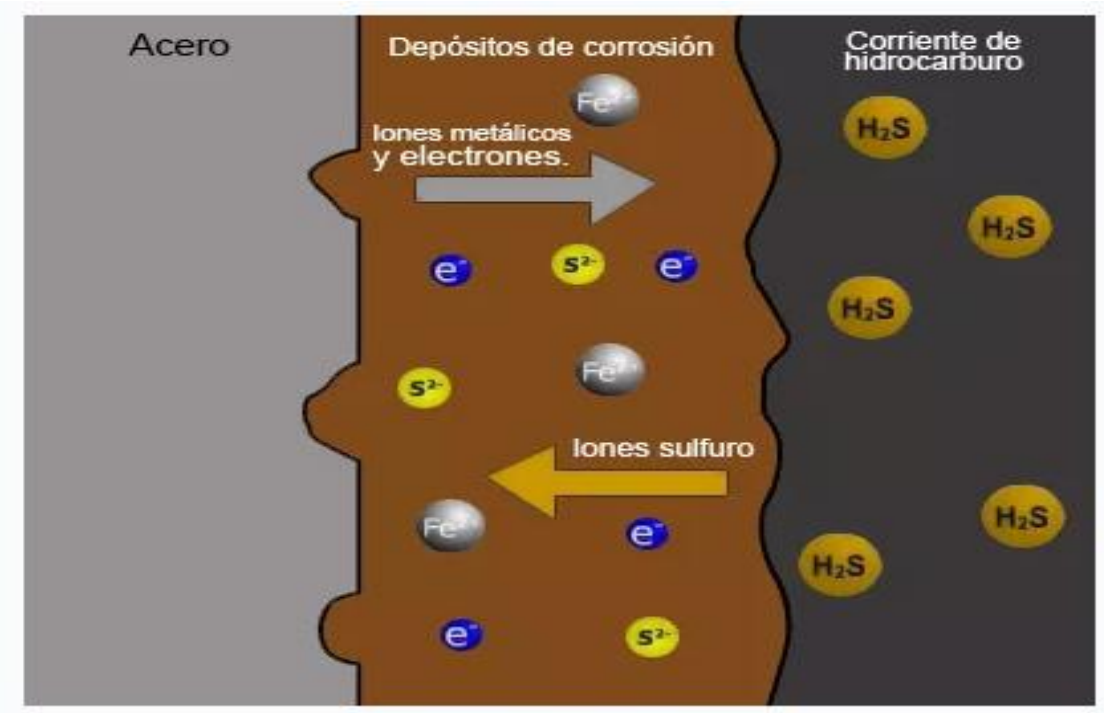


Figura 4.3: Esquema del mecanismo de daño por H_2S (INSPENET, 2024)

4.2.2 Fragilización por hidrógeno

Los átomos de hidrógeno generados en el proceso de corrosión permean a través de la superficie metálica y se acumulan en los defectos metalúrgicos de la tubería, lo que puede provocar la fragilización del acero y el inicio de grietas. Los iones de hidrógeno en forma iónica (H+) se reducen en la superficie del metal hasta convertirse en hidrógeno atómico(H), el cual penetra en el interior del material y luego se recombina para formar hidrógeno molecular (H2). Este proceso genera acumulación de gas, ampollas y una elevada presión interna. Dichas ampollas suelen aparecer en zonas

con impurezas, sobre todo en los límites de grano, lo que disminuye la ductilidad del material.

La fragilización por hidrógeno es una forma de deterioro asociada a procesos corrosivos, en la que el hidrógeno entra en un componente y reduce su ductilidad y su capacidad para soportar carga. Como consecuencia, pueden originarse grietas y fracturas frágiles y repentinas, incluso bajo esfuerzos menores al límite elástico de materiales sensibles, como se muestra en la **figura 4.4**.

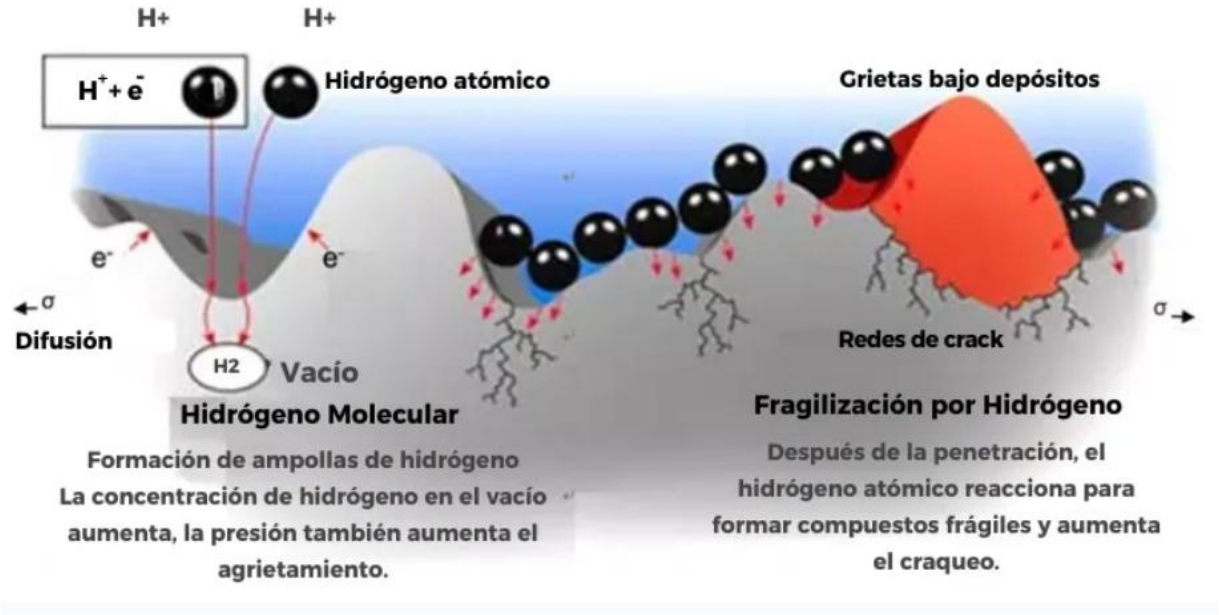


Figura 4.4: Esquema representativo del proceso de fragilización por hidrógeno (INSPENET, 2024)

4.2.3 Corrosión general

También es conocida como corrosión uniforme, ocurre sobre toda la superficie del material de forma homogénea, deteriorándolo completamente. Es el que mayor pérdida de material provoca, pero es relativamente fácil de predecir y controlar (Revie, 2011).

Se puede observar comúnmente en materiales, sobre todo en la industria de la construcción, a base de hierro con metales inoxidables, como el níquel y el cromo.

4.2.4 Corrosión localizada

Su detección resulta complicada, ya que aparece únicamente en áreas específicas del material, definidas por su composición, su geometría y las condiciones del entorno al que está expuesto. Los tipos de corrosión localizada más comunes son la galvánica, por fisuras, la por picaduras, ocasionada por cavitación y de origen microbiológico (RiUJAP,2020).

4.2.5 Corrosión atmosférica

Proceso electroquímico complicado que se lleva a cabo en celdas de corrosión. Estas consisten en una base de metal, productos de corrosión metálicos, electrolitos superficiales y la atmósfera. Otros aspectos que influyen son la humedad, la temperatura, el polvo, impurezas en el aire, la localización geográfica e incluso la posición del material expuesto. Debido a que es un proceso electroquímico, un electrolito debe estar presente en la superficie del metal para que la corrosión tenga lugar (Nervión.; ILCE.; SciELO, 2015; Alsimet.).

4.2.6 Corrosión galvánica

Ocurre cuando existe una unión, física o eléctrica, entre metales de diferente naturaleza, lo cuales, en la presencia de un electrolito, forman una celda electroquímica, donde el material de menor potencial electroquímico es el que se corroe (Revie, 2011).

4.2.7 Agrietamiento por tensocorrosión (SCC)

También conocida como Stress Corrosión Cracking, resulta de los efectos combinados de las tensiones aplicadas y los entornos corrosivos. Los diferentes tipos de tensiones mecánicas presentes en un entorno corrosivo, como las vibraciones, las tensiones de tracción y las tensiones circunferenciales, aceleran el crecimiento de grietas en un material susceptible y, potencialmente su fallo Los ambientes que pueden causar el agrietamiento (cracking) pueden diferir para los distintos tipos de aceros inoxidables, representado en la **figura 4.5**.



Figura 4.5: Imagen Agrietamiento por tenso corrosión (INSPENET Yolanda Reyes, 2023)

4.2.8 Corrosión por grietas (Crevice corrosión)

Ocurre dentro o adyacente a espacios estrechos o aberturas formadas por el contacto metal-metal o metal-no metal. Puede ser resultado de diferencias locales en las concentraciones de oxígeno, depósitos en la superficie del metal, grietas, etc. La corrosión por grietas puede tener lugar en cualquier metal y en cualquier ambiente corrosivo, sin embargo, metales como el aluminio y aceros inoxidables que dependen de su película de óxido superficial para resistir la corrosión, son particularmente propensos a este tipo de corrosión, representado en la **figura 4.6** (Schweitzer, 2007).



Figura 4.6: Imagen Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería (Lund, Enning & Lee, 2017)

4.3 Corrosión combinada con un fenómeno físico

Este tipo de corrosión ocurre cuando el deterioro del material no se presenta de manera aislada, sino en combinación con un fenómeno físico que actúa como detonante o acelerador del proceso corrosivo. Dicho fenómeno puede ser el flujo de un fluido a alta velocidad, la acción abrasiva de partículas sólidas, la cavitación, la fatiga mecánica o la presencia de esfuerzos mecánicos en el material, los cuales dañan la película protectora superficial y dejan expuesto el metal al medio agresivo.

En estos casos, el fenómeno físico rompe, desgasta o debilita la superficie del metal, facilitando que el ambiente corrosivo entre en contacto directo con el material base. Esto favorece la formación de celdas de corrosión y acelera la pérdida de espesor, la aparición de picaduras, grietas o desgaste localizado. Por ello, la corrosión combinada con fenómenos físicos suele observarse en tuberías, bombas, equipos sometidos a flujo turbulento, sistemas con partículas en suspensión o componentes expuestos a vibración y esfuerzos mecánicos continuos.

4.3.1 Corrosión- erosión

Se observa en sistema de transportes de fluidos hechos con materiales pasivados, donde existen partículas de mayor dureza que la capa de pasivación. Estas partículas al estar en movimiento, erosionan la capa pasivada, permitiendo que el proceso de corrosión se desarrolle. (Javaherdashti, 2008).

4.3.2 Corrosión- tensión

Un material, sometido a esfuerzo de tensión, ya sea de forma interna o externa, se forman pequeñas fisuras, que dan inicio al proceso de corrosión. El material que permanece en ambos fenómenos, se deteriora con mayor rapidez que si estuviese bajo el efecto individual de cada uno, ya que la corrosión debilita el material, lo cual permite que la tensión tenga mayor impacto, fracturando en mayor medida el material, lo cual a su vez incita a que la corrosión se propague en un área mayor, y así, sucesivamente. (Revie, 2011)

4.3.3 Corrosión- fatiga

Se desarrolla en materiales, sujetos a esfuerzos externos, similar al de tensión, con la diferencia de que estos esfuerzos son cíclicos o fluctuantes. De igual forma que con el proceso de tensión, el material se deteriora en mayor medida mediante la combinación de los dos fenómenos, comparado a cada uno por separado. (Revie, 2011).

Estos fenómenos físicos y sus posibles condiciones se resumen en el diagrama de la **figura 4.7.**

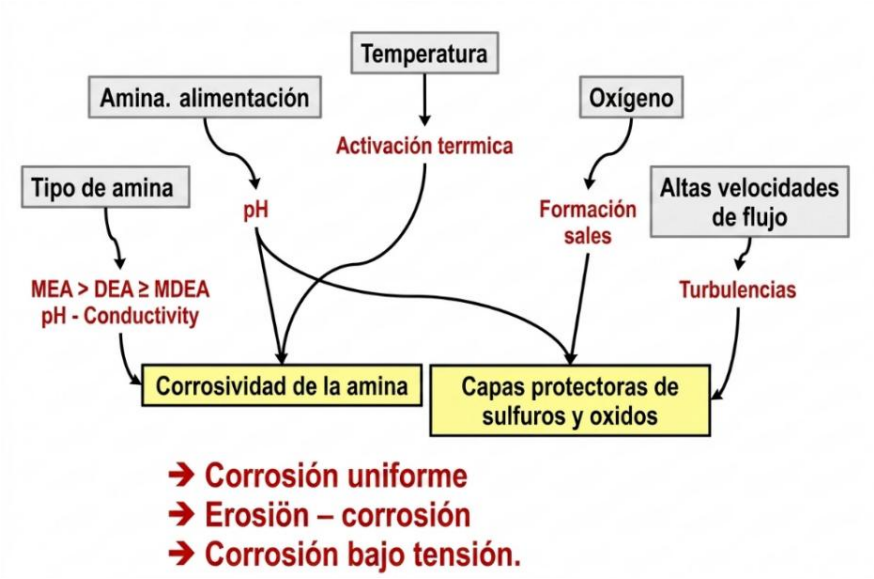


Figura 4.7: Diagrama sobre la corrosión combinada con fenómenos físicos (Amine Gas Treatment,2020)

4.4 Grados de Corrosión

Antes de la preparación de la superficie, todos los metales de acero, pueden encontrarse en cualquiera de las condiciones de oxidación equivalente. Existen cambios físicos del metal ante la presencia de corrosión **figura 4.8**. Además, se listan los grados en corrosión según la norma ISO-8501-1-3 y SSPC- VIS en la **tabla 4.1.**

Tabla 4.1: Grados de Corrosión (Modificada de la NRF-053-PEMEX-2006)

Condición	**ISO 8501-1-3**	**SSPC-VIS 1**
Grados de corrosión de superficies de acero sin pintar.		

Grado A	Superficie de acero recubierta en gran medida por cascarilla de laminación adherida, pero con poco o nada de óxido.	Superficie de acero recubierta completamente con escama de laminación, con corrosión no visible.
Grado B	Superficie de acero con óxido incipiente, en la que ha empezado a exfoliarse la cascarilla de laminación.	Superficie de acero cubierta con escama de laminación con óxido.
Grado C	Superficie de acero cuya cascarilla de laminación ha desaparecido por la acción del óxido, o que puede eliminarse raspando, pero con algunas picaduras visibles a simple vista.	Superficie de acero cubierta con óxido y picaduras no visibles a simple vista.
Grado D	Superficie de acero cuya cascarilla de laminación ha desaparecido por la acción del óxido y en la que se ven a simple vista numerosas picaduras.	Superficie de acero cubierta con óxido y picaduras visibles.
Grados de condiciones en superficies de acero pintadas.		
Grado E	Superficie de acero previamente pintada, pintura ligeramente decolorada aplicada sobre una superficie tratada con abrasivo a presión; pintura casi intacta.	
Grado F	Superficie de acero previamente pintada, con aplicación de primario a base de zinc sobre una superficie tratada con abrasivo a presión; sistema de pintura ligeramente envejecida, la mayor parte intacta.	
Grado G	Sistema de pintura aplicado sobre una superficie de acero con pequeñas escamas, pero limpia. – sistema fuertemente intemperizado, ampollado y decolorado.	

Grado H	Sistema de pintura, aplicado sobre acero. – sistema de pintura totalmente intemperizado, ampollado, decolorado y con desprendimiento de capas.

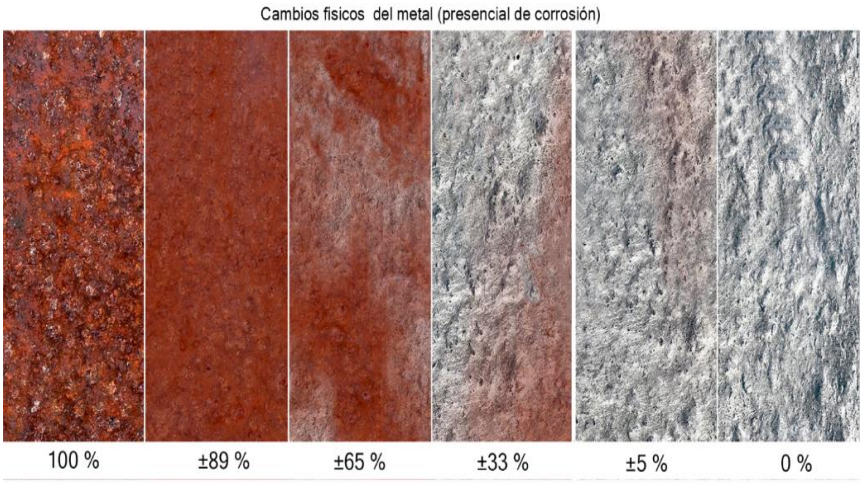


Figura 4.8: Imagen Cambios físicos del metal ante la presencia de corrosión (Modificado de Graco, Explicación de las normas para la preparación de superficies: SSPC/NACE e ISO 8501).

4.5 Parámetros que aceleran la corrosión

Existen varios factores que influyen dicho proceso de corrosión, se deben tomar a cuenta las características del metal y el medio que los rodea. Se mencionarán algunos factores que impactan en el proceso corrosivo.

4.5.1 Temperatura

La velocidad de corrosión tiende a aumentar al incrementar la temperatura, debido a que se acelera la difusión del oxígeno del medio hacia el material afectado incluso atravesando las capas de pasivación provocando la fragilización del material. Experimentalmente se ha demostrado que un aumento en la temperatura de 2° C incrementa al doble la tasa de corrosión, aproximadamente (Charng y Lansing, 1982).

En ambientes acuosos la temperatura afecta las velocidades de reacción, el flujo de calor y la transferencia química del gradiente de temperatura. En la mayoría de las

reacciones químicas, un incremento en la temperatura es acompañado de un aumento en la velocidad de reacción.

Se debe de tomar en cuenta que existe un punto en las tuberías petroleras en el cual la tasa de corrosión disminuye al aumentar la temperatura, esto es atribuido a la formación de películas protectoras sobre la superficie del metal.

4.5.2 Sales disueltas

Las sales ácidas, al diluirse en la solución electrolítica, disminuyen su pH, acelerando el proceso de corrosión por el efecto de acidez. Algunos ejemplos de sales ácidas son, el cloruro de aluminio, el cloruro de hierro y el cloruro de amonio (Charng y Lansing, 1982).

Por otro lado, las sales alcalinas, incrementan el pH de la solución electrolítica, por lo que en algunos casos funcionan como inhibidores del proceso de corrosión. Ejemplos de estas sales son el fosfato trisódico, tetraborato de sodio, silicato de sodio y el carbonato de sodio (Charng y Lansing, 1982).

Capas protectoras: La tendencia a la corrosión de un material se puede reducir con la existencia de capas que protejan su superficie. Estas capas pueden ser aplicadas artificialmente, en forma de recubrimientos; o pueden aparecer a través del fenómeno de pasividad, formándose capas de óxidos metálicos que impiden el avance del proceso corrosivo (Charng y Lansing, 1982).

4.5.3 Concentración de oxígeno

La concentración de oxígeno en el medio electrolítico puede acelerar o retardar el proceso de corrosión, dependiendo de la naturaleza del material (Charng y Lansing, 1982). Para el caso de materiales ferrosos, al aumentar la concentración de O_2 aumenta la velocidad de corrosión, pues el producto corrosivo no protege al material. Mientras que para materiales pasivables (son aquellos que forman una capa delgada y protectora de óxido en su superficie cuando entran en contacto con el oxígeno) cuan mayor sea la concentración de O_2, mayor capacidad tendrá el material de formar la capa protectora.

4.5.4 Velocidad de flujo

En sistemas de transporte de fluidos, al aumentar la velocidad de flujo del medio, por lo general, aumenta la tasa de corrosión, debido a que: (1) permite a las sustancias corrosivas alcanzar y atacar zonas aún no afectadas, y (2) evita en cierta medida la formación y/o acumulación de capas resistentes a la corrosión que protejan al material por efecto erosivo (Charng y Lansing, 1982).

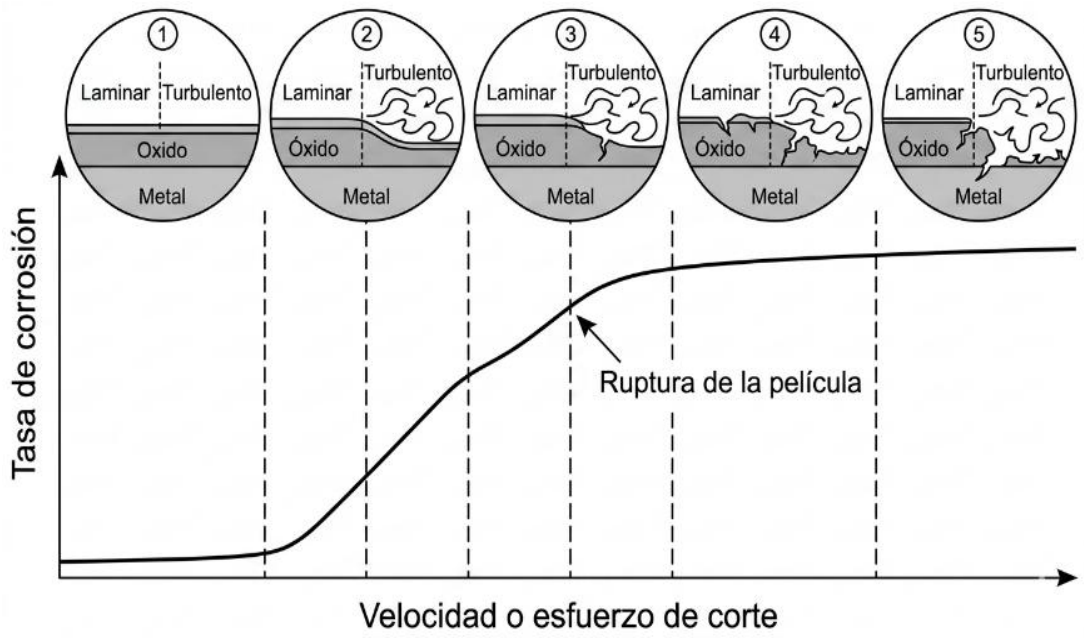


Figura 4.9: Grafica con los cambios en la tasa de corrosión en base a la velocidad del fluido (Modificado Flow-Assisted Corrosion in Power Plants, 1998).

4.5.5 PH

En valores de pH bajos, la superficie del metal queda directamente expuesta al entorno, lo que provoca una rápida corrosión. En cambio, cuando el pH es elevado, la mayoría de los minerales presentan baja solubilidad y tienden a depositarse sobre la superficie formando incrustaciones que disminuyen aún más la velocidad de corrosión. La figura **4.10** ilustra cómo influye el pH en la corrosión del hierro y del acero al carbono.

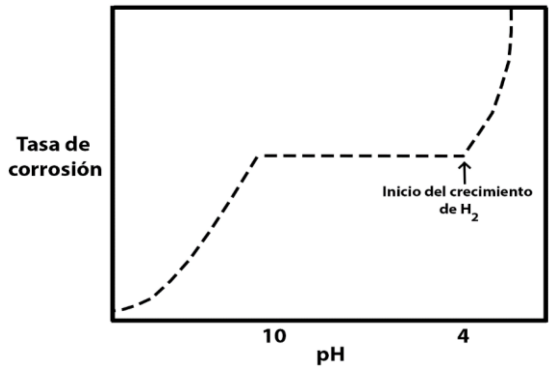


Figura 4.10: Grafico Efectos del pH sobre la tasa de corrosión del hierro (Modificado de Lund, Enning & Lee, 2017).

Generalmente, mantener un pH entre 9.5 y 10.5 resulta apropiado para minimizar la mayoría de los problemas de corrosión. Sin embargo, en ciertas situaciones puede requerirse un pH cercano a 12. Valores de pH elevados (superiores a 10.5) ayudan a neutralizar los gases ácidos y disminuyen la solubilidad de los compuestos resultantes de la corrosión.

4.5.6 Presión

La presión tiene una relación directa con la velocidad de corrosión; en especial, las presiones parciales de CO_2 y H_2S constituyen factores clave que se toman en cuenta al momento de seleccionar las tuberías.

4.5.7 Material

Al tener información sobre la composición de la aleación, sus impurezas, el proceso de fabricación, la estructura, el acabado superficial y las propiedades mecánicas del material, es posible evaluar su comportamiento frente a la corrosión. Una aleación con defectos o la presencia de soldaduras genera áreas susceptibles a la descomposición, las cuales son atacadas por la corrosión con mayor rapidez, como se muestra en la **figura 4.11**: Zona de descomposición de la soldadura en función de la temperatura de soldadura de acero (Modificado de Roberge, 2007) y en la **figura 4.12**: Diagrama sobre las principales áreas de corrosión.

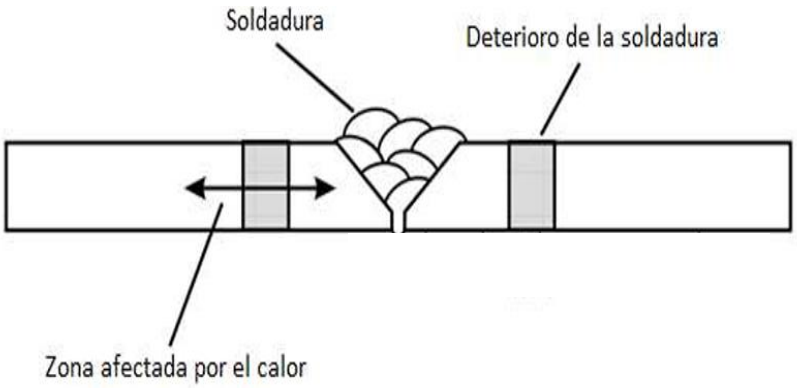


Figura 4.11: Zona de descomposición de la soldadura en función de la temperatura de soldadura de acero (Modificado de Roberge, 2007).

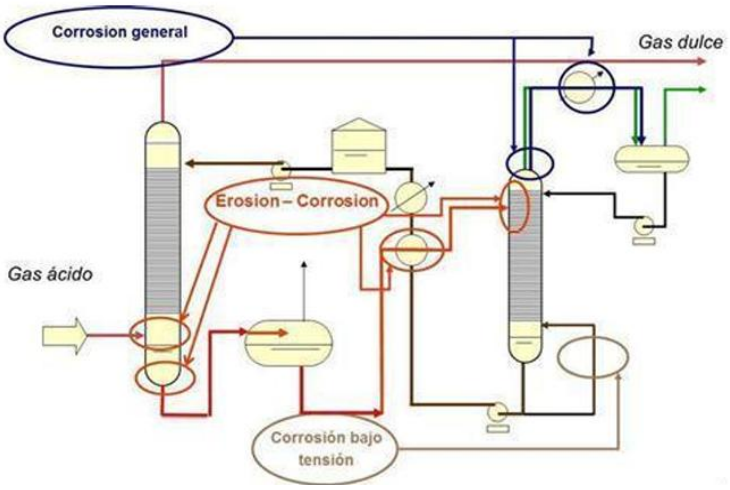


Figura 4.12: Diagrama sobre las principales áreas de corrosión

Los gasoductos utilizan principalmente tuberías de acero con carbono para el transporte de gas natural. Siendo de alta densidad y se entierran en superficies terrestres o en el fondo de los océanos. Dichas tuberías son aleaciones resistentes a la corrosión (generalmente de 0.2 a 1%) forman acero, un metal más fuerte que el hierro, lo que lo hace adecuado para utilizarse en campos petroleros.

Algunos elementos pueden incorporarse al hierro con el objetivo de mejorar su resistencia a la corrosión. El acero al carbono se emplea en la mayoría de los recubrimientos; sin embargo, cuando su desempeño no resulta adecuado, se opta por tuberías fabricadas con aceros de baja aleación que contienen cromo y molibdeno o con aceros inoxidables, especialmente en entornos más corrosivos.

Los aceros inoxidables están formados por aleaciones que incluyen al menos un 10.5 % de cromo y, generalmente, más del 6 % de níquel, además de molibdeno. El cromo incrementa la resistencia a la corrosión; el níquel contribuye a mejorar las propiedades mecánicas y la facilidad de manufactura; mientras que el molibdeno refuerza la resistencia frente a las picaduras y las altas temperaturas.

La durabilidad de los aceros inoxidables frente a la corrosión se debe a la formación de una delgada capa de óxido que actúa como barrera protectora entre el metal y el medio que lo rodea, siendo el oxígeno un factor esencial para mantener dicha protección. En la industria se reconocen cuatro tipos principales de aceros inoxidables:

1. Aceros inoxidables austeníticos
2. Aceros inoxidables ferríticos
3. Aceros inoxidables dúplex
4. Aceros inoxidables martensíticos

Según las condiciones del entorno, se selecciona el tipo de revestimiento más adecuado; por ejemplo, los aceros inoxidables dúplex presentan una mayor resistencia a la corrosión bajo tensión (SCC) en comparación con otros tipos de acero inoxidable.

4.6 Control de la corrosión

Una de las estrategias más eficaces para mitigar la corrosión es el uso de inhibidores, compuestos químicos que, al ser añadidos a fluidos o gases, disminuyen la velocidad de corrosión de metales y aleaciones. Estos inhibidores suelen ser mezclas complejas que incluyen surfactantes, mejoradores de película, demulsificadores y secuestradores de oxígeno, destacando que la mayoría contienen moléculas con nitrógeno, lo que potencia su efectividad. La eficiencia del inhibidor se evalúa típicamente mediante un porcentaje de protección, que refleja la reducción de la tasa de corrosión en relación a condiciones sin inhibidor.

4.6.1 Inhibidor de corrosión

Un inhibidor es un compuesto químico que cuando es añadido a un fluido o gas, disminuye la velocidad de corrosión de un metal o una aleación. Los inhibidores son

una de las mejores maneras para reducir los problemas de corrosión y evitar la degradación del metal de las tuberías petroleras.

El método usual de reportar la ecuación del porcentaje de eficiencia de corrosión es en porcentaje de protección, definido como:

$$\%\, Eficiencia = \frac{Velocidad\ de\ Corrosion\ sin\ \ inhibidor - Velocidad\ de\ Corrosion\ con\ inhibidor}{Velocidad\ de\ Corrosión\ sin\ \ inhibidor}\, x\ 100$$

……..……..4.1

La mayoría de los inhibidores de corrosión utilizados en la industria son mezclas químicas que contienen surfactantes, mejoradores de películas, demulsificadores, o secuestradores de oxígeno, además del resto del inhibidor. La mayoría de los inhibidores actuales tienen moléculas que contiene nitrógeno.

4.7 Componentes de un inhibidor

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos esenciales en la industria petrolera para proteger los equipos y tuberías de la degradación causada por la corrosión. Entre los principales componentes de estos inhibidores destacan las aminas, tiazinas y sulfito de sodio, cada uno con funciones específicas que contribuyen a la protección metálica. A continuación, se describen los componentes anteriormente mencionados.

Aminas: Son compuestos ampliamente empleados como inhibidores de corrosión en la industria petrolera. Su función principal es generar una película protectora sobre las superficies metálicas, lo que reduce el ataque corrosivo. La elección de la amina adecuada depende de las condiciones específicas del pozo, como la temperatura y la salinidad. Además, pueden utilizarse para neutralizar ácidos presentes en los fluidos de perforación.

Tiazinas: De manera similar a las aminas, las tiazinas actúan formando una capa protectora sobre los metales, evitando su deterioro. Destacan por su eficacia en entornos con altas temperaturas y presiones, donde el riesgo de corrosión es más elevado.

Sulfito de sodio: Funciona como un agente reductor que contribuye a prevenir la corrosión al eliminar el oxígeno disuelto en los fluidos de perforación. Este proceso ocurre mediante la conversión del oxígeno en agua, disminuyendo así su capacidad de oxidar y dañar las superficies metálicas.

La selección del inhibidor adecuado debe considerar diversos factores, como la compatibilidad con el entorno de aplicación, sus propiedades fisicoquímicas (composición, viscosidad, concentración, densidad, entre otras), el costo y su impacto en las operaciones o procesos.

4.8 Tipos de inhibidores de corrosión

La protección contra la corrosión mediante el uso de inhibidores es un enfoque integral que abarca diversas categorías de compuestos químicos diseñados para prevenir la degradación de los metales en contacto con agentes corrosivos. Estos inhibidores clásicos incluyen aquellos que forman una capa física protectora sobre la superficie metálica, impidiendo el contacto directo con sustancias agresivas. Según su modo de acción, se clasifican en inhibidores anódicos, que actúan reduciendo la velocidad de corrosión al comportarse como cátodos; inhibidores catódicos, que protegen al permitir que ciertos sitios sufran corrosión en lugar del resto del metal; e inhibidores mixtos, que combinan ambas funciones para optimizar la protección. Se describirán más a detalle a continuación.

4.8.1 Inhibidores tradicionales

Son sustancias químicas que generan una película protectora sobre la superficie metálica, impidiendo el contacto directo con agentes corrosivos.

Inhibidores anódicos: Funcionan favoreciendo reacciones en las zonas catódicas, lo que disminuye la velocidad de corrosión del metal.

Inhibidores catódicos: Actúan promoviendo reacciones en las zonas anódicas, de modo que el material se protege al dirigir la corrosión hacia otros puntos.

Inhibidores mixtos: Son compuestos que combinan la acción de los inhibidores anódicos y catódicos, actuando simultáneamente en ambos mecanismos.

Inhibidores orgánicos: Se trata de sustancias de naturaleza orgánica que interfieren en las reacciones químicas responsables del proceso de corrosión.

4.8.2 Inhibidores volátiles

Son compuestos químicos volátiles que se evaporan formando una película protectora sobre la superficie del metal.

Inhibidores polifosfatos: Consisten en sales de polifosfatos que reaccionan con los iones metálicos, generando una capa protectora en el metal.

Inhibidores no tóxicos: Se trata de sustancias químicas inofensivas para la salud humana y el medio ambiente, manteniendo su efectividad para evitar la corrosión.

Los solventes químicos regenerables, por lo general, son alcanolaminas. En soluciones acuosa que reaccionan química y reversiblemente con los gases ácidos, por consiguiente, al elevar la temperatura se puede recuperar el solvente.

Inhibidores de corrosión de película o capa protectora: Estos inhibidores forman una película protectora sobre la superficie del metal.

4.8.3 Inhibidores de corrosión de reacción

Estos inhibidores reaccionan con el metal para formar una capa protectora.
Inhibidores de corrosión por complejación: Son compuestos capaces de interactuar con especies iónicas presentes en el medio corrosivo para formar complejos estables, lo que reduce su disponibilidad para participar en las reacciones electroquímicas responsables del proceso de corrosión.

Neutralización de la acidez o alcalinidad: Algunos inhibidores tienen propiedades básicas o ácidas que neutralizan la acidez o alcalinidad del metal, previniendo así la corrosión.

Barrera física: Algunos inhibidores crean una barrera física entre el ambiente corrosivo y el metal, evitando que se produzca la corrosión.

4.9 Control de Calidad de Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión deben cumplir cierto control de calidad como criterios y requisitos de aceptación para diferentes propiedades clave, como la eficiencia, el pH,

la densidad y la viscosidad. En la **tabla 4.2**, desglosando cada característica del producto, indicando la unidad de medida y el rango aceptable. Su objetivo es asegurar que los inhibidores cumplan con los estándares de calidad y funcionen de manera óptima para el propósito deseado. Los criterios son esenciales para la caracterización de un producto de alta calidad, garantizando su rendimiento y confiabilidad.

Tabla 4.2: Control de calidad de inhibidores (Modificacada de la Norma NRF005 PEMEX)

Control de calidad de inhibidores		
Propiedad	**Unidad**	**Requisitos de aceptación**
Eficiencia	%	90 % mínimo, sin ningún tipo de picaduras
Principio activo N° ácido	N° ácido	± 5 por ciento del valor indicado en el primer informe de laboratorio descrito en el numeral 8.2.4.1 de esta NRF
Principio activo contenido de Amina	Valor total de Amina	± 5 por ciento del valor indicado en el primer informe de laboratorio descrito en el numeral 8.2.4.1 de esta NRF
pH	Adim	± 0,3 del valor indicado en el primer informe de laboratorio descrito en el numeral 8.2.4.1 de esta NRF
Densidad	g/cm^3	± 5 por ciento del valor indicado en el primer informe de laboratorio descrito en el numeral 8.2.4.1 de esta NRF
Viscosidad	$Pa * s$	± 10 por ciento del valor indicado en el primer informe de laboratorio descrito en el numeral 8.2.4.1 de esta NRF
Apariencia	No aplica	La original del patrón muestra evaluada en laboratorio para caracterización
Tendencia a la emulsión	s	El tiempo para que se presente la separación de fases (muestra agua-hidrocarburo-inhibidor) no debe ser mayor en un 10 por ciento al tiempo requerido para la separación de fases de la mezcla sin inhibidor (muestra agua-hidrocarburo)
Tendencia a la formación de espuma	s	El volumen de espuma formada y el tiempo para colapsarse con inhibidor no debe ser mayor en un 10 por ciento al de la mezcla sin inhibidor

Espectrograma de infrarrojo	No aplica	Se deben obtener los puntos máximos principales (picos) exactamente a la misma longitud de onda que presentó en la muestra original, en el gráfico del primer informe emitido por el laboratorio de acuerdo con el numeral 8.2.4.1 de la NRF.

4.10 Factores que afectan la eficiencia de inhibición

La eficiencia de inhibición en la protección contra la corrosión está influenciada por diversos factores claves que determinan el rendimiento y eficacia del inhibidor químico aplicado. Entre estos factores, la concentración del inhibidor es fundamental, ya que un aumento en esta promueve una mayor adsorción en la superficie metálica, extendiendo la cobertura y dificultando futuros ataques corrosivos por la solución electrolítica, algunos son:

4.10.1 Concentración del inhibidor

Se ha encontrado que la velocidad de corrosión disminuye con el incremento de la concentración del inhibidor, esto se debe a que se logra una mayor adsorción del inhibidor en la superficie del metal, es decir, una mayor extensión de superficie cubierta por el inhibidor, haciendo más difícil futuros ataques corrosivos por la solución electrolítica.

Compatibilidad del inhibidor: Deben ser compatibles con el entorno que estarán en contacto, es decir: Sistemas de inyección: válvulas, bombas, etc.

Otros tratamientos químicos utilizados: biocidas, secuestradores de oxígeno, secuestrantes, etc. Ambiente: Baja toxicidad, sin contaminar.

4.10.2 Entorno

La literatura especializada indica que la efectividad de un inhibidor de corrosión se ve influida por estos factores principales:

- **Temperatura**: Las temperaturas elevadas modifican la película protectora sobre el metal y aceleran la velocidad de corrosión, además de reducir la adsorción del inhibidor. Un aumento térmico puede alterar la cinética y el

mecanismo de disolución del metal, la formación de óxidos y el proceso de adsorción.

- **Composición del fluido producido**: El porcentaje de agua, gas y condensado, junto con la densidad y viscosidad del fluido, impactan la conductividad, la retención de humedad y el contacto con la superficie del acero, lo que afecta directamente el rendimiento del inhibidor.

4.10.3 Factores relacionados con el metal

La efectividad de un inhibidor depende totalmente de la naturaleza del metal. La tabla es una guía indicando el rendimiento relativo de los inhibidores de corrosión para ciertos metales.

Se puede hacer una comparación de la efectividad de diversos inhibidores como: cromatos, nitratos, benzoatos, boratos, fosfatos, silicatos y taninos, frente a materiales comúnmente utilizados, tales como acero suave, hierro fundido, zinc, cobre, aluminio y uniones soldadas de plomo y estaño. En la **tabla 4.3** se observa que algunos inhibidores muestran un desempeño consistentemente bueno en casi todos los metales (como los cromatos), mientras que otros presentan un comportamiento variable o incluso agresivo, dependiendo del sustrato metálico.

Tabla 4.3: Comparativa de eficacia de diversos inhibidores (Desempeño de inhibidores de corrosión en un rango de pH de 5-9 (Sastri, 2011).

Metal (aleación)	**Inhibidor**						
	Cromatos	**Nitratos**	**Benzoatos**	**Boratos**	**Fosfatos**	**Silicatos**	**Taninos**
Acero Suave	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Variable (relativamente bueno)	Variable (relativamente bueno)

Hierro Fundido	Bueno	Bueno	Pobre	-	Bueno	Variable (relativa mente bueno)	Variable (relativa mente bueno)
Zinc y aleacio nes	Bueno	Pobre	Pobre	Bueno	-	Variable (relativa mente bueno)	Variable (relativa mente bueno)
Cobre y aleacio nes	Bueno	Parcialme nte bueno	Parcial mente bueno	Bueno	Bueno	Variable (relativa mente bueno)	Variable (relativa mente bueno)
Alumi-nio y alea-ciones	Bueno	Parcial-mente bueno	Parcial mente bueno	Variable	Variable	Variable (relativa mente bueno)	Variable (relativa mente bueno)
Uniones solda-das de plomo y estaño	-	Agresivo	Bueno	-	-	Variable (relativa mente bueno)	Variable (relativa mente bueno)

4.11 Clasificación de Recubrimientos

En la industria hay diversas opciones de recubrimientos, la **tabla 4.4** presenta la clasificación y descripción de los recubrimientos más utilizados en la industria, especificando sus composiciones y características técnicas. Esta información es una guía práctica para la selección de recubrimientos, asegurando que cada etapa del recubrimiento cumpla su función en la protección integral de las estructuras metálicas ampliando la vida de ductos.

Tabla 4.4: Clasificación y descripción de los recubrimientos más utilizados (Modificada, adaptada de la NRF-053-PEMEX-2006)

Clasificación de Recubrimientos		
Primarios	VX-4	Primario Inorgánico rico en zinc, autocurante base solvente.
	VX-6	Primario epóxido-poliamida de dos componentes.
	VX-10	Epóxido aducto-amina de dos componentes.
	VX-13	Recubrimiento epóxido o poliuretano anticorrosivo 100% sólidos
	VX-15	Primario epóxido catalizado de altos sólidos de dos componentes.
	VX-21	Recubrimiento epóxido 100% sólidos de dos componentes
	VX-22	Primario epóxido rico en zinc de dos o tres componentes.
	VX-23	Primario epóxido rico en zinc de dos ó tres componentes
Intermedios	RD-35	Enlace epóxido catalizado cicloalifático con pigmento aluminio, autoimprimante.
	RD-41	Enlace epóxido Modificado autoimprimante de dos componentes.
	RD-43	Enlace de poliuretano o epóxido elastomérico altos sólidos de dos componentes.
Acabados	ZR-26	Acabado epóxido catalizado poliamida de dos componentes altos sólidos.
	ZR-28	Acabado poliuretano acrílico alifático de dos componentes.
	ZR-29	Acabado epóxido catalizado aducto-amina de dos componentes altos sólidos.
	ZR-35	Acabado epóxido o acrílico polisiloxano de dos componentes altos sólidos de alta resistencia

Especiales	LI-30	Recubrimiento Especial a base de resina acrílica siliconada con pigmento de aluminio,
		que resiste temperaturas de 353 K hasta 563 K. (de 80 °C a 260 °C)
	LI-30 B	Recubrimiento Especial a base de resina de silicón con pigmento de aluminio, para
		temperaturas de 533 K hasta 833 K. (de 260 °C a 560 °C)
	LI-36	Recubrimiento epóxido 100 % sólidos de dos o tres componentes para zona de mareas y oleajes.
	LI-37	Especial epóxido Fenólico de dos componentes
	LI-38	Acabado poliuretano o epóxido elastomérico antiderrapante de dos componentes
	LI-39	Acabado polisiloxano de dos componentes para temperaturas desde 400°C hasta 600°C.
	LI-41	Acabado polisiloxano de dos componentes para altas temperaturas desde 80°C hasta 400°C.

4.12 Sistemas de protección anticorrosiva

Existen diversos sistemas basa en información que abarca la descripción de cada uno de sus componentes basados en la clasificación de recubrimientos (tabla 4.4) incluyendo sus características clave como el porcentaje de sólidos por volumen, perfil de anclaje, espesor recomendado para cada capa, el espesor total del sistema, y el método de aplicación. En la **tabla 4.5** se describen los usos y las propiedades de resistencia del sistema, ambientes industriales específicos con exposición a químicos, ácidos, álcalis y ambientes salinos y todo lo mencionado con anterioridad.

Tabla 4.5: Sistemas de protección anticorrosiva (Modificada, adaptada de la NRF-053-PEMEX-2006)

Sistema	Descripción (tabla 5.1)	%Sólidos en volumen	Perfil de Anclaje (µm)	Capas (µm)	Espesor por capa	Espesor total	Método de Aplicación	Usos
1	Primario epoxico-poliamida de dos componen-tes VX-6 más	70	37.5-62.5	1	100-150	275-400	Aspersión convencional o sin aire	Proporciona muy buena resistencia a ambientes secos y húmedos salinos, químicos, ácidos y álcalis; el primario contiene inhibidores de corrosión, el intermedio proporciona mayor resistencia y el acabado le da excelente apariencia. Adecuado para instalaciones superficiales en refinerías, complejos petroquímicos, equipos y tuberías de proceso.
	Acabado epóxico catalizado-poliamida de dos componen-tes altos solidos ZR-26 mas	70	No aplica	1	100-150			
	Acabado poliuretano acrilico-alifático de dos componen-tes ZR-28	65	No aplica	1	75-100			
2	Primario epóxido poliamida de dos componen-tes VX-6 más	70	37.5-62.5	2	100-150	257-400	Aspersión convencional o sin aire	Proporciona la misma protección que el sistema No. 1, con la ventaja de que disminuye costos de operación, ya que el auto imprimante solo requiere de limpieza a metal comercial y son solo dos componentes del sistema. además de usarse como sistema inicial es propio para uso en reparaciones en las mismas condiciones del sistema
	Acabado poliuretano acrílico alifático de dos componen-tes ZR-28	65	No aplica	1	75-100			

								no. 1. Área de presa de lodos, cuarto de químicos, paquete de líquidos, parte interior de cuartos, patio de tuberías, talleres, barandales y cantiliver´s.
3	Primario inorgánico rico en zinc, autocuran-te base solvente VX-4B o Primario epóxico rico en zinc de dos a tres componen-tes VX-22 más	65	37.5-62.5	1	75-100	275-350	Aspersión convencional o sin aire	Excelente protección anticorrosiva a los ambientes más severos; el primario actúa como ánodo de sacrificio y el intermedio y acabado proporcionan mayor resistencia adecuado para ambientes húmedos, con o sin salinidad y gases derivados del azufre y ambiente marino. Adecuado para tuberías operando hasta 93 °C continua, interior de instalaciones con aire acondicionado, cubiertas y caseteria de embarcaciones, bajo helipuerto, paquete habitacional, cuartos de lodos, cuarto de silos, área de presa de lodos, cuarto de químicos, paquete de líquidos y parte interior de cuartos.
	Acabado polisiloxa-no epóxico o Acrílico de dos componen-tes altos sólidos ZR-26 más	70	No aplica	1	125-150			
	Acabado poliuretano acrílico alifático de dos componen-tes ZR-28	65	No aplica	1	75-100			
4	Primario inorgánico rico en zinc, autocuran-te base solvente VX-4B o	65	37.5-62.5	1	75-100	150-200	Aspersión convencional o sin	Resistente a los ambientes severos, equipos y estructuras; el primario de zinc se adhiere electrolíticamente y actúa como ánodo de sacrificio, el acabado es producto de nueva

	Primario epóxico rico en zinc de dos a tres componen-tes VX-22 más							tecnología de gran resistencia a los químicos ácidos, bases, área de presa de lodos, cuarto de químicos y paquete de líquidos.
	Acabado polisiloxan o epóxico o Acrílico de dos componen-tes altos sólidos de alta resistencia ZR-35	70	No aplica	1	75-100			
5	Recubrimi ento epóxico 100% sólido de dos o tres componen-tes LI-36	100	75-100	1	250 0-312 5	250 0-312 5	Aspersión convencional o sin	Producto especial para inmersión en zonas de mareas y oleajes en áreas de plataformas marinas y ductos ascendentes (para mantenimiento emplee la ,versión de aplicación manual)
6	Primario epoxico-adecuado amina de dos componen-tes VX-10 más	60	75-100	1	125-175	250-350	Aspersión convencional o sin aire	Presenta excelente resistencia al crudo, gasolina amarga, agua cruda, salada y tratada, destilados sin tratar, metanol y aromáticos. Se usa en interiores de tanques y en ambientes húmedos, con o sin salinidad y gases derivados del azufre.
	Acabado epóxico catalizado aductoa-mina de dos componen-tes altos solidos ZR-29	60	No aplica	1	No apli ca			

7	Primario epóxico polimida de dos componen-tes VX-6 más	70	37.5-62.5	1	100-125	375	Aspersión convencional o sin aire	Resistente a los ambientes húmedos con o sin salinidad, gases derivados del azufre y a los destilados sin tratar, gasolina amarga, combustóleo; interior de tanques de embarcaciones y tuberías que operan a bajas temperaturas, pero su resistencia a los aromáticos es pobre. El LI-38 es recomendable para pasillos, rutas de escape, escaleras, pasamanos, y pisos de alto tráfico, patio de tuberías, talleres.
	Acabado epóxico catalizado poliamida de dos componen-tes altos sólidos ZR-26 o Acabado poliuretano o epóxico elastoméri-co antiderra-pante de dos componen-tes LI-38	70	No aplica	2	100-125			
8	Recubrimi-ento especial a base de resina acrílica siliconiza-da con pigmento de aluminio LI-30	40	12.5-25	1	25-37.5	25-37.5	Aspersión convencional o sin aire	Recomendable para temperaturas de hasta 533 °K (260 °C)
9	Recubrimi-ento de resina de silicón de aluminio RE 30 B	40	12.5-25	1	25-37.5	25-37.5	Aspersión convencional o sin	Recomendable para temperaturas de 563 °K hasta 833 °K (de 290 a 560 °C). Puede incluir una capa de primario inorgánico de zinc para evitar la corrosión bajo película.

10	Enlace epóxico catalizado cicloalifáti-co con pigmento de aluminio, autoimpri-manten RD-35 más	80	37.5-62.5	2	75-100	225-300	Aspersión convencional o sin aire	Sistema recomendable para reparación de superficies previamente pintadas, sobre pinturas intemperizadas y superficies oxidadas, para ambientes secos o húmedos con o sin salinidad y gases derivados del azufre y ambiente marino. Recomendado también como recubrimiento inicial, cuarto de silos, patio de maniobras, cuartos de bombas de lodos, parte interior de cuartos, patio de tuberías, talleres y barandales, cantiliver.
	Acabado polisiloxa-no epóxico o acrílico de dos componentes altos sólidos de alta resistencia ZR-35	70	No aplica	1	75-100			
11	Epóxico catalizado de dos componen-tes VX-15 más	70	37.5-62.5	1	75-100	3600	Aspe-rsión convencional o sin aire	Adecuado para cubiertas de acero para helipuertos en plataformas marinas
	Enlace de poliuretano o epóxico elastome-rico de dos componen-tes RD-43 más	90	No aplica	1	2500-3125			
	Acabado elastome-rico de A.S. de dos componen-tes LI-38	65	No aplica	1	800-1000			
12	Primario orgánico	70	37.5-62.5	1	75-125	250-375	As pe	Este sistema aplica a todas las superficies de

	rico en zinc de dos componentes VX-23 más							las tuberías de acero sobre la cubierta en plataforma que estén expuestas a un medio ambiente húmedo marino e industrial, salinidad y gases derivados del petróleo. Recipientes, Acero Estructural y Tuberías sobre cubierta, por encima de la zona de mareas. Recomendado para obra nueva. Para el caso de módulos habitacionales se aplicará solamente el RP-23 y RI-41.
	Enlace Epóxico modificado autoimprimante de dos componentes RD-41 más	80	No aplica	1	100-150			
	Acabado epóxico o acrílico polisiloxano de dos componentes altos sólidos de alta resistencia ZR-35	70	No aplica	1	75-100			
13	Primario epóxico rico en zinc de dos o tres componentes VX-22 más	65	37.5-62.5	1	75-100	150-200	Aspersión convencional o sin aire (airless)	Recomendado para protección anticorrosiva en ambientes secos, resistente a gases derivados del azufre, ácidos y álcalis, propio para instalaciones exteriores en refinerías, complejos petroquímicos y estructuras exteriores
	Acabado poliuretano acrílico alifático de dos componentes ZR-28	65	No aplica	1	75-100			

14	Recubrimiento epóxico 100% sólido de dos componentes VX-21	100	75-100	2	150-200	300-400	Aspersión convencional o sin	Para interiores de tanques de agua potable. Debe cumplir con cerficación para agua potable.
15	Acabado polisiloxano de dos componentes LI-41	70	37.5-62.5	1	125-175	125-175	Aspersión convencional o sin	Recomendado para temperaturas desde (80 hasta 400° C). En el caso de obra nueva y zona seca en ducto ascendente, incluir una capa de primario inorgánico de zinc
16	Acabado polisiloxano de dos componentes LI-39	34	12.5-25	1	37.5-50	37.5-50	Aspersión convencional	Recomendado para temperaturas desde (400 hasta 600° C), en el caso de obra nueva, incluir una capa de primario inorgánico de zinc.
17	Especial Epóxico Fenólico de dos componentes LI-37	65	37.5-62.5	1	125-175	125-175	Aspersión convencional o	Este sistema se aplica a la pintura exterior para todo el equipo de proceso aislado y tuberías, con temperatura de superficie hasta 205° C como máximo.
18	Recubrimiento Epóxico o poliuretano anticorrosivo 100% sólido de dos componentes VX-13	100	50-75	2	250-300	500-600	Aspersión convencional o sin aire (airless)	Este sistema se aplica a los interiores del equipo de proceso a temperaturas elevadas de hasta 95° C para servicios de crudo y agua en los recipientes de proceso o separadores. Este sistema se aplica para pintar el interior de los tanques de almacenamiento para químicos y para el interior de los pedestales de la grúa que se usan para el almacenamiento de diésel, de glicol, etc.

4.13 Recubrimientos para el control de corrosión.

Los recubrimientos para el control de la corrosión son una estrategia fundamental que busca proteger los materiales metálicos mediante la creación de barreras físicas o químicas que inhiben el contacto con agentes corrosivos.

Entre estos, los recubrimientos orgánicos, compuestos por polímeros como pinturas, ofrecen una protección duradera al formar una barrera que limita la penetración de oxígeno y agua, además de aumentar la resistividad eléctrica e iónica, interrumpiendo así el ciclo de corrosión.

4.13.1 Recubrimientos orgánicos

Son de sustancias a base de polímeros (pinturas), resistentes a la degradación, que se emplean para recubrir el material por proteger. Estos actúan mediante ya sea, la formación de una barrera, que impide en gran medida la penetración de oxígeno y agua, o la inhibición del proceso de corrosión, al incrementar tanto la resistividad eléctrica como la iónica, cortando el ciclo de corrosión.

- **Recubrimientos metálicos:** Consiste en recubrir el material a proteger con algún metal que tenga mayor resistencia a la corrosión. Existen diferentes métodos para efectuar estos recubrimientos, y los más utilizados son el electroplating y el galvanizado (Coating for Corrosion Prevention, 2014)
- **Electroplating:** También conocido como electrodeposición o galvanoplastia, es un proceso industrial que recubre un objeto con una capa de metal. Se utiliza para mejorar la apariencia, la resistencia al desgaste y la corrosión de las piezas metálicas.
- **Galvanizado:** El material por proteger se sumerge sobre un baño del metal de recubrimiento (generalmente zinc), el cual tiene un mayor potencial electroquímico.
- **Recubrimientos no metálicos**: Trata sobre recubrir el material a proteger con el uso de un material no metálico, que impida el proceso de corrosión. El más

utilizado es el anodizado. Este método se emplea en materiales pasivables, y consiste en el uso de una corriente eléctrica sobre el material por proteger, de modo que el potencial electroquímico del sistema induzca a un comportamiento anódico a dicho material, generando el desarrollo de una capa de pasivación.

- **Protección catódica**: Modifica el valor del potencial electroquímico del material por proteger, haciendo que este material se comporte como un cátodo. Se emplea mayormente en sistemas enterrados o inmersos en agua de mar. Existen 2 formas de realizar esto, mediante una corriente impresa o un ánodo de sacrificio.
- **Ánodo de Sacrificio:** Se conecta eléctricamente un material con menor potencial electroquímico, el cual se comporta como el ánodo del sistema. Este ánodo protege al material, al ser degradado por la corrosión en lugar de dicho material, por lo cual se conoce como un ánodo de sacrificio (tecna-ice, 2021).

4.13.6 Protección anódica

Consiste en disminuir el potencial electroquímico del material a proteger, a través de la inyección de una corriente externa, volviéndolo más anódico, lo cual induce al material hacia un estado de pasivación, formándose la capa pasivada que protege al material. Al mantener la corriente externa, la capa de pasivación continúa en constante regeneración, evitando que se deteriore el material. Solo puede ser empleado en algunos tipos de materiales, sobre todo los metales de transición.

Capítulo 5: Caso de estudio.

A inicios del año 2025, varios Centros de Procesamiento de Gas en la región sur del país comenzaron a reportar fallas prematuras en sus sistemas de transporte y tratamiento de gas y condensados. Los especialistas pronto descubrieron que la causa no era un simple error humano ni una falla mecánica puntual, sino un proceso químico silencioso y devastador: corrosión interna acelerada. Los ductos que transportaban gas húmedo desde campos no convencionales empezaban a mostrar un deterioro avanzado, a pesar de haber sido inspeccionados pocos meses antes. La situación se tornó crítica cuando los sistemas de monitoreo detectaron pérdidas anormales de presión y rastros de gas condensado en puntos donde nunca debería haber fugas.

Tras una serie de inspecciones in-line realizadas en febrero y abril, se detectaron altos niveles de compuestos corrosivos como $(\mathrm{H_2}S), (\mathrm{CO_2})$ y trazas de cloruros en varios puntos de la red de ductos. Estos contaminantes no solo afectaron la integridad de los ductos, sino que también dañaron severamente equipos críticos como intercambiadores de calor, válvulas de control, compresores centrífugos y trampas de separación líquida. La consecuencia inmediata fue una reducción en la eficiencia del procesamiento de gas, mayores tiempos de parada no programada y una pérdida económica significativa.

Durante el primer trimestre del año, las alarmas en los CPG se volvieron recurrentes. El personal de mantenimiento detectó una pérdida atípica de presión en las líneas principales, y al realizar pigging con herramientas instrumentadas se observaron corrosiones localizadas y pérdida significativa de espesor en los ductos. Las muestras recolectadas en sitio confirmaron la presencia de una mezcla crítica de agua, ácidos orgánicos, $\mathrm{H_2S}$ y $\mathrm{CO_2}$ que, combinados con condiciones de alta temperatura y presión, generaron un ambiente altamente corrosivo.

La situación se agravó debido a una falta de control en la periodicidad de los tratamientos químicos y a errores en la operación de los sistemas de dosificación automática, muchos de los cuales estaban descalibrados por falta de mantenimiento preventivo.

Los centros más afectados fueron el Centro de Procesamiento de Gas “Y”**:** presentó paros técnicos por falla de compresores, afectando el suministro de gas tratado hacia la red nacional. La estación de separación Central**:** sufrió daños estructurales en las trampas de líquidos debido a condensados ácidos no tratados. Y la Planta Fraccionadora Sur: debió detener su operación tras detectar una fisura en uno de los ductos de acero al carbono que alimentan la unidad desbutanizadora.

Los análisis mostraron una cadena de fallos interconectados. Las dosis de productos químicos esenciales para el control de corrosión y el balance ácido-base estaban desajustadas. Los sistemas de inyección automática no funcionaban de manera estable, debido a la falta de mantenimiento y calibración. En algunos puntos, la alimentación de inhibidores de base amina se había reducido casi a la mitad, lo que elevó la tasa de corrosión interna de 1,2 mm/año a 3,6 mm/año en cuestión de semanas.

Se tienen los siguientes datos sobre productos, periodicidad de inyección y algunas observaciones de nuestro caso de estudio.

1. Producto: Inhibidor de corrosión base amina filmógena (“A”-8300)
   Periodicidad de inyección: Continua, 24/7 mediante dosificación automatizada.
   Punto de inyección: Boca de pozo en plataforma
   Observación: Se evidenció que el inhibidor no fue dosificado correctamente, coincidiendo con un aumento en la tasa de corrosión (de 1,2 mm/año a 3,6 mm/año). El sistema de dosificación automatizada incluye bombas especialmente diseñadas para resistir condiciones agresivas, paneles de control digitales, sensores de flujo y presión, y conexiones directas a los puntos críticos (en este caso, la boca de pozo en la plataforma). Estas características permiten que el inhibidor se distribuya de manera continua 24/7, evitando así fluctuaciones que puedan dejar el acero vulnerable al ataque ácido.
2. Producto: Deshidratante glicólico (“B”–Trietilenglicol)
   Periodicidad: Reemplazo mensual y recirculación continua
   Punto de inyección: Unidad de absorción de la Planta de Secado de Gas.

Observación: Se encontró un desbalance en la regeneración del TEG, reduciendo su capacidad para eliminar vapor de agua del gas natural, lo que facilitó la corrosión en tramos posteriores. El tratamiento con deshidratante glicólico (Trietilenglicol) ha sido crucial desde mediados del siglo pasado para controlar la humedad en los gasoductos. La regeneración eficiente en las plantas de secado es fundamental, ya que un desbalance que reduzca su pureza provoca que el vapor de agua no sea eliminado eficazmente, creando el ambiente ideal para la corrosión interna y para la formación de hidratos que pueden obstruir el flujo. Este equilibrio delicado de temperatura, presión y pureza química ha sido objeto de estudio y mejora constante para evitar las consecuencias negativas que se observaron en las recientes fallas de las plantas.

3. Producto: Neutralizador de acidez (“C”-A34)
   Periodicidad: Aplicación cada 48 horas mediante skids móviles
   Punto de inyección: Cabezal de recolección del Campo Aguaragüe
   Observación: La dosificación irregular de este neutralizador permitió que condensados ácidos llegaran a los sistemas de separación, afectando el revestimiento interno de los separadores trifásicos. El uso de neutralizadores de acidez (“C”-A34), aplicados cada 48 horas con equipos móviles, responde a la necesidad de contrarrestar la formación de ácidos orgánicos y minerales en el flujo de gas y líquidos, responsables de fuertes ataques a los revestimientos internos de maquinaria y separadores. La dosificación irregular de este producto pone en riesgo no solo la infraestructura, sino también la estabilidad operativa, y la experiencia demuestra que mantener un programa estricto de aplicación es clave para proteger los activos.
4. Producto: Bactericida no oxidante (“D”- 2045)
   Periodicidad: Semanal (dosis de choque) y diaria (dosis de mantenimiento)
   Punto de inyección: Tanques de acopio de condensados en la Estación Central Sur
   Observación: El brote de bacterias reductoras de sulfato (BRS) no fue controlado a tiempo, generando picaduras internas (pitting) en los ductos de 8”

y 12” que conectan con la planta de fraccionamiento. Pueden comprometer severamente la estructura de los ductos, especialmente en zonas críticas que conectan con unidades de fraccionamiento. Las dosis de choque semanales y su mantenimiento diario han sido prácticas que han evolucionado para ofrecer una respuesta efectiva a estas amenazas biológicas, aunque solo si se aplican con rigor y control.

5. Producto: Espumante para separación de fases (“E” X85)
   Periodicidad: Cada 12 horas, según volumen de producción
   Punto de inyección: Pre-arrancadores de columna de absorción, línea de ingreso sur.
   Observación: El mal funcionamiento del dosificador impidió la formación adecuada de espuma, disminuyendo la eficiencia en la remoción de líquidos ácidos y acelerando la corrosión en las boquillas internas. Los espumantes para separación de fases (“E” X85) trabajan en la optimización de la remoción de líquidos ácidos del gas tratado, evitando su arrastre a etapas posteriores y reduciendo la corrosión en equipos como las boquillas de prearranque. Su correcta dosificación cada 12 horas, ajustada al volumen producido, asegura la formación de espuma que aísla y remueve eficientemente estos líquidos. La historia reciente ha demostrado lo perjudicial que puede ser el mal funcionamiento de dosificadores, lo que reduce la eficacia del tratamiento y acelera el deterioro mecánico.

El gráfico de concentración de anticorrosivos representado en la **figura 5.1** en función del tiempo (50 días de operación continua) permite evaluar el desempeño real del programa de tratamiento químico implementado en los centros de procesamiento de gas afectados por problemas de corrosión interna. De manera global, el gráfico evidencia que el sistema de inyección química, presentando fluctuaciones significativas en varios productos críticos. Estas variaciones reflejan una operación reactiva, con ajustes realizados posterior a eventos de corrosión, cambios en la calidad del gas o fallas en equipos de dosificación.

La dispersión de los datos confirma que, aunque los productos estuvieron presentes durante todo el periodo, la continuidad y uniformidad de la protección anticorrosiva no fue constante, lo cual incrementó el riesgo de daño en ductos y equipos de proceso.

Evaluación individual de los anticorrosivos

CorroGuard 8300 (Inhibidor de corrosión): El gráfico de la **figura 5.1** muestra una tendencia ligeramente creciente, indicando un aumento gradual en la dosis aplicada como respuesta a la detección de tasas de corrosión elevadas. Sin embargo, las oscilaciones observadas sugieren descalibraciones intermitentes en el sistema de inyección, lo que pudo generar zonas con protección insuficiente.

AcidBloc-A34 (Neutralizador de acidez): Se observa un patrón irregular con descensos puntuales por debajo del rango óptimo. Estos eventos coinciden con periodos críticos en los que se reportaron condensados con pH bajo, incrementando la agresividad del medio y favoreciendo la corrosión uniforme en líneas de acero al carbono.

Biocide 2045 (Control microbiológico): El gráfico presenta picos característicos de una dosificación por choque, seguidos de concentraciones bajas. Este comportamiento, aunque esperado operativamente, evidencia ventanas de riesgo donde las bacterias reductoras de sulfato pudieron desarrollarse, favoreciendo la corrosión localizada (pitting).

FoamMax X85 (Control de espuma): Este producto muestra la mayor estabilidad relativa dentro del sistema. La concentración se mantiene cercana al valor objetivo, lo que indica un control adecuado de la separación de fases. No obstante, la ligera tendencia descendente sugiere la necesidad de ajustes preventivos para evitar pérdida de eficiencia en condiciones de alta carga líquida.

TEG – Trietilenglicol (Deshidratación del gas): El gráfico del TEG evidencia la mayor variabilidad del conjunto. Las caídas abruptas de concentración indican problemas en la regeneración o contaminación del glicol, permitiendo el arrastre de agua hacia los ductos y creando un ambiente altamente favorable para la corrosión por CO_2 y H_2S.

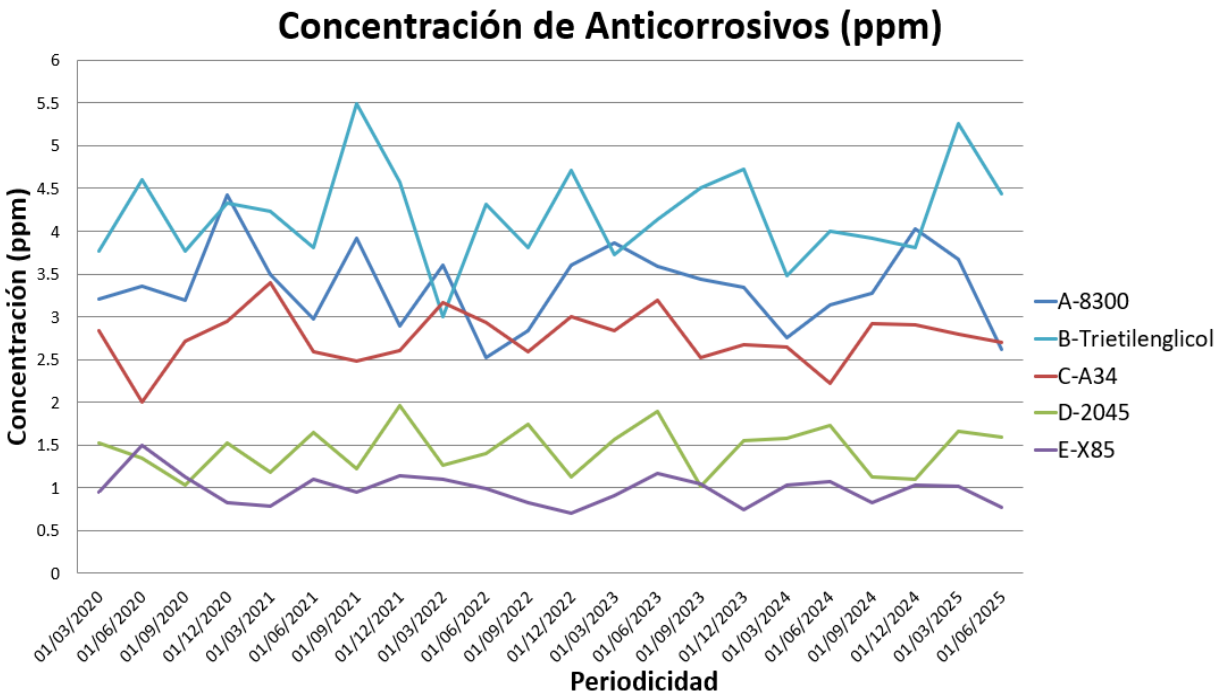


Figura 5.1: Grafico sobre el caso de estudio graficando periodicidad contra concentración para analizar los cambios y observaciones.

5.1 Posibles causas

A partir de nuestro caso de estudio analizaremos las causas de distintos fenómenos industriales, que permiten identificar y caracterizar los factores involucrados en el problema. En el contexto de la corrosión en los gasoductos hacia los centros de procesamiento de gas, un caso real facilita la comprensión de cómo variables como la presencia de contaminantes y naturaleza de los materiales influyen en la generación y progresión del daño observado. Ayudando a esclarecer la relación entre los parámetros ambientales y operativos con los mecanismos de deterioro, proporcionando una base práctica para el diseño de estrategias de prevención y mitigación en sistemas productivos similares. A continuación, enlistaremos algunas posibles causas desde un enfoque general a uno particular.

5.1.2 Ciclo de vida de ducto

Administración correcta de la Integridad de ductos en su ciclo de vida. Los ductos son revisados por el área de Auditorias y Seguridad antes de enviarse al área de Construcción, en esta área se realiza el seguimiento para el correcto cumplimiento de

los requerimientos en los materiales (Tubería, Accesorios y sistemas de protección contra la corrosión) y todo su proceso de instalación, para mantener la calidad en cada una de las etapas hasta su puesta en operación. Todas estas etapas permiten establecer el nivel de integridad y riesgo del ducto.

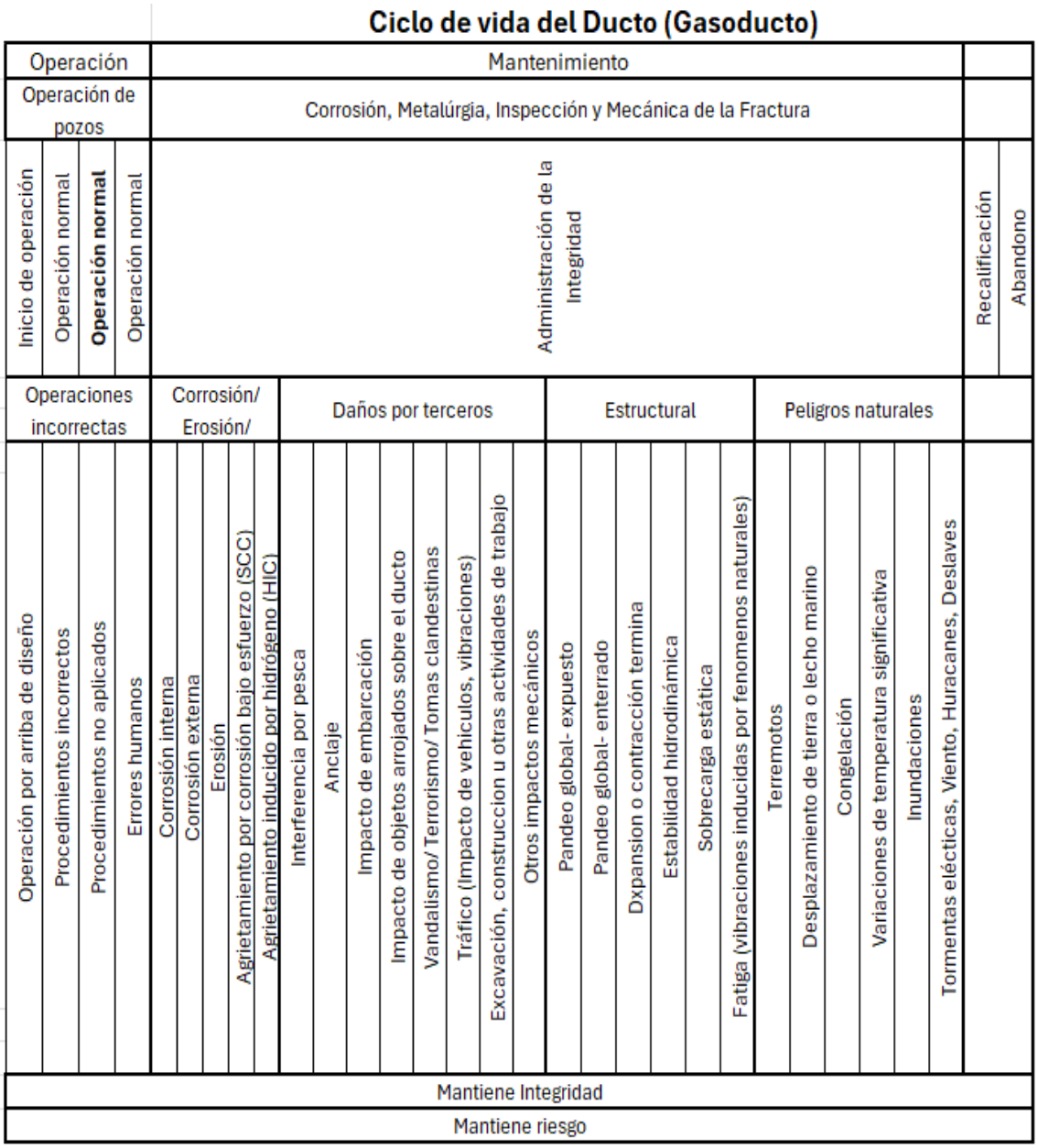
Posterior a la puesta en operación del ducto inician las actividades de mantenimiento, que como su palabra lo dice, la función de esta etapa es el de mantener la integridad y nivel del riesgo del Ducto, lo anterior se logra mediante la aplicación del proceso de Administración de la integridad del ducto representado en la siguiente **tabla 5.1**.

Tabla 5.1: Ciclo de vida del Ducto (Gasoducto) (de NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010) Véase más en el apéndice B.

Ciclo de vida del Ducto (Gasoducto)

Area:	Diseño de Explotación		Ingenieria		Construccion						
Especialidad:	Bases de contratos		Ing. de Proceso	Ing. ductos e instrumentació	Calidad, Supervision en campo (Ing. En procesos, Instrumentación y Seguridad)						
Etapa del ciclo de vida del ducto	Desarrollo del negocio	Desarrollo del contrato	Ingenieria Básica	Ingenieria de Detalle	Tuberia	Accesorios	Protección contra la corrosión	Antes de la Instalación	Instalación	Después de la instalación	Prepeacion para inicio de operación
Caterogia NOM-027 -			Diseño / Fabricación / Construccion								
Peligros, amenazas o mecanismos de degradación NOM-027-SESH-2010:			Empresa de diseño		Defectos de fabricación			Defectos de Construcción			
	Establece Integridad										
	Establece Riesgo										

NOM-027-SESH-2010: Administracion de la Integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos



5.1.3 Presencia de corrosión en las unidades de aminas

Corrosión general: Las líneas de acero al carbono, sufren ataques del H_2S y CO_2, se manifiesta por una reducción del espesor de las tuberías y se forman capas de carbonatos y sulfuros de hierro, ocasionando producción interna.

Corrosión erosión: Se presenta en la zona inferior del contactor, la amina rica, en su salida hacia el ciclo de regeneración, promueve el desprendimiento de las capas de óxidos y sulfuros de hierro, este ataque es inducido por cambios en las velocidades superficiales del líquido.

Corrosión bajo tensión en plantas de aminas: Generalmente se presenta en las líneas de amina rica, las zonas afectadas por el calor, acumulan tensiones residuales, sitios propicios para la ocurrencia de la corrosión bajo tensión.

Soldaduras (zonas afectadas por el calor), uso de imidazolinas como inhibidores y revestimiento interno con aceros inoxidables, son las medidas comúnmente utilizadas, para el control de la corrosión (integratedglobal)

5.2 Otras posibles causas

Condiciones operativas: La presión y temperatura a la que opera un gasoducto pueden influir en la velocidad de deterioro del material. La turbulencia y velocidad del gas pueden generar erosiones mecánicas en la superficie interna de la tubería, favoreciendo la corrosión.

Presencia de Agua Libre: Acumulación de agua dentro del gasoducto puede actuar como un medio conductor para procesos de corrosión electroquímica. La humedad en ciertas secciones del ducto puede propiciar la formación de bacterias sulfato-reductoras, que aceleran la corrosión microbiana.

Condiciones Ambientales Externas: Cambios extremos de temperatura pueden provocar condensación en la superficie del gasoducto, generando un ambiente propicio para la corrosión.

Defectos en Recubrimiento y Aislamiento: Daños mecánicos en los recubrimientos protectores pueden exponer el metal a la acción corrosiva del ambiente. Fallas en el aislamiento de las tuberías pueden generar puntos vulnerables donde la corrosión inicia y se propaga.

Falta de mantenimiento y Monitoreo: Ausencia de inspecciones periódicas ocasionan puntos de corrosión que evolucionan a fallas graves estructurales. La inadecuada aplicación de inhibidores de corrosión o protecciones catódicas reduce la vida útil.

5.2.1 Consecuencias del uso de químicos anticorrosivos e inhibidores.

- Pruebas de espuma: Estos compuestos tienden a producir espuma debido principalmente a grupos funcionales con alta polaridad, así como a propiedades

surfactantes presentes en el líquido, el gas o el propio inhibidor. Estas características se manifiestan por condensación o dispersión, reduciendo significativamente la tensión superficial y haciendo que actúen como jabones o detergentes, lo que favorece la generación de espuma.

- Desemulsificantes: En la industria petrolera, los emulsionantes más frecuentes incluyen asfáltenos, sólidos parafínicos, resinas, naftenatos y otros ácidos orgánicos solubles en aceite. Combinados con los grupos polares intensos de ciertos inhibidores, pueden provocar la creación de emulsiones estables. Por ello, es esencial efectuar pruebas previas en condiciones simuladas del sistema de producción para verificar si el inhibidor genera emulsiones o no.5.2.2 Malos periodos programados de mantenimiento

Los sistemas de evaluación y protección interior, de acuerdo a lo establecido en el proyecto. Cada una con su frecuencia mínima de ejecución. Las actividades incluyen la evaluación de la velocidad de corrosión utilizando probetas, el mantenimiento de componentes del sistema de evaluación como fosas y casetas, la determinación de parámetros químicos y físico-químicos del fluido y los sedimentos, así como la limpieza interior de los ductos, representado en la **tabla 5.2**.

Tabla 5.2: Periodos programados de mantenimiento (Modificada de la NRF-005-PEMEX-2009)

Actividad	Frecuencia mínima
Evaluación de la velocidad de corrosión interior con tratamiento con testigos y/o probetas corrosimétricos	Bimestral
Evaluación de velocidad de corrosión interior para ductos sin tratamiento (en blanco) con testigos y/o probetas corrosimétricos	Cuatrimestral
Mantenimiento a fosas o registros de niples de evaluación	Semestral

Mantenimiento a casetas o resguardos de los sistemas de evaluación	Anual
Determinación de parámetros fisicoquímicos del fluido	Anual
Limpieza interior de ductos	Anual
Determinación de parámetros químicos de los sedimentos obtenidos de la limpieza interior de ductos	Anual
Suministro y dosificación de inhibidor	Continua (Dosificación de un volumen determinado de inhibidor en forma proporcional en un periodo de 24 horas continuas durante el tiempo de operación del ducto)
Inspección y ajuste de sistemas de inyección de inhibidor	Semanal
Mantenimiento a bombas de inyección de inhibidor	Trimestral
Mantenimiento a depósitos de inhibidores	Anual
Aplicación de recubrimientos anticorrosivos y rotulación a sistemas de protección interior con inhibidores	Semestral
Mantenimiento a casetas o resguardos de los sistemas de protección	Anual

5.2.3 Correcta limpieza del área (preparación) de la superficie para protección anticorrosiva y aplicación de recubrimientos.

La limpieza de superficies metálicas es una etapa fundamental en los procesos de protección anticorrosiva y aplicación de recubrimientos. Un tratamiento inadecuado puede comprometer la adherencia de las pinturas o recubrimientos protectores, reduciendo la vida útil de la estructura y aumentando los costos de mantenimiento.

Los métodos más empleados se encuentran el chorro de arena abrasivo a presión (seco o húmedo) y el chorro de agua a alta o ultra alta presión, los cuales permiten remover contaminantes, óxido y recubrimientos deteriorados, además de generar el perfil de anclaje necesario para asegurar una adecuada adherencia de los sistemas protectores como se muestra en la **tabla 5.3**.

Tabla 5.3: Principales método, aplicaciones y restricciones de cada técnica. (Modificada de la NRF-053-PEMEX 2006)

Número	Método	Aplicación (tabla 1.1)	Restricción
1	Chorro de arena o abrasivo a presión, seco	Superficies de acero nuevas con corrosión grados A y B, donde se requiere formar perfil de anclaje; no está restringido para grados de corrosión C y D, donde ya existe perfil de anclaje provocado por la corrosión, previo estudio de la condición de superficie.	Dentro de Plataformas, Refinerías, Complejos Petroquímicos, Terminales de Almacenamiento y Distribución, áreas de trabajo con equipo mecánico rotatorio cercano y Zonas urbanizadas.
2	Chorro de arena abrasivo a presión húmedo	Superficies de acero nuevas con corrosión grados A y B, donde se requiere formar perfil de anclaje; no está restringido para grados de corrosión C y D y superficies previamente pintadas, donde ya existe perfil de anclaje.	Ninguna Evitar proyectar directamente el chorro de agua sobre instalaciones de madera, aislamientos, instrumentos o instalaciones eléctricas; que pueden ser dañadas.

3	Chorro de agua a alta y ultra alta presión	Superficies de acero previamente pintadas, cuando se requiere eliminar toda la pintura, o en superficies de acero con grados de corrosión C y D, donde en ambos casos ya existe perfil de anclaje. En superficies de acero previamente pintadas, cuando solo se requiere preparar la superficie para repintado.	Ninguna Evitar proyectar directamente el chorro de agua sobre instalaciones de madera, aislamientos, instrumentos o instalaciones eléctricas; que pueden ser dañadas.

Capítulo 6: Determinar el sistema de protección anticorrosiva.

Existen condiciones mínimas requeridas para determinar un sistema de protección anticorrosiva adecuado. Con base en la información recolectada en este trabajo y basado, estudiando y analizando la NRF-053-PEMEX-2006, obtenemos la **tabla 6.1** clasifica los sistemas de protección basándose en diferentes ambientes como seco, húmedo, húmedo con salinidad y gases de azufre, y marino.

Para cada ambiente, se especifican las condiciones de superficie del acero, ya sea nuevo sin corrosión o previamente pintado con corrosión. Además, se indican los sistemas de recubrimiento recomendados, el método de limpieza de la superficie (como la limpieza a metal blanco) y algunas observaciones importantes para garantizar una protección efectiva.

Tabla 6.1: Determinar el sistema de protección anticorrosiva (Modificada, adaptada de la NRF-053-PEMEX 2006)

Condiciones mínimas para determinar un sistema de protección anticorrosiva.				
Ambiente	Condiciones de superficie (Tabla 2.1)	Sistemas de recubrimientos (Tabla 6.1)	Métodos (Tabla 9.1)	Observaciones
Seco	Grado A,B,C y D Aceros Nuevos y con corrosión sin pintar	1, 2, 4 y 13	2 ó 1	Limpieza a metal cercano a blanco
	Grado E,F,G y H Aceros previamente pintados o con corrosión grados C y D	1,2,4, 10 y 13	3 ó 2	Limpieza a pintura vieja para repintar
Húmedo	Grados A, B, C y D Aceros nuevos y con	1,3,4,12 y 13	2 ó 1	Limpieza a metal blanco

	corrosión sin pintar			
	Grados E,F,G y H Aceros previamente pintados o con corrosión grados C y D	1,2,3,4,10,12 y 13	3 ó 2	Limpieza de pintura vieja para repintado o limpieza a metal comercial si se elimina toda la pintura
Húmedo con salinidad y gases derivados del azufre	Grados A,B,C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	2,3,4 y 12	2 ó 1	Limpieza a metal blanco
	Grados E,F,G y H Aceros previamente pintados o con corrosión grados C y D	1,2,3,4 y 12	3 ó 2	Limpieza a metal comercial si se elimina toda la pintura
Marinos	Grados A, B, C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	2,3,4 Y 12	2 ó 1	Limpieza a metal blanco
	Grados E, F, G y H Aceros previamente pintados o con corrosión grados C y D	2,3,4 Y 12	3 ó 2	Limpieza a metal comercial si se elimina toda la pintura
Interior de tanques	Grados A,B, C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	6,7,14 y 18	2 ó 1	Limpieza a metal blanco
	Grados E,F,G y H Aceros previamente pintados o con	6,7,14 y 18	2 ó 1	

	corrosión grados C y D			
Moderada Temperatura	Grados A,B,C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	8 y 15 533 °K (260°C)	2 ó 3	Limpieza a metal comercial
Alta Temperatura	Grados E,F,G y H Aceros previamente pintados o con corrosión grados C y D	9 y 16 833°K (560°C)	2 ó 1	Limpieza a metal blanco
Zona de mareas, oleajes y ductos ascendentes	Grados A,B,C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	5	1 ó 2	Limpieza a metal comercial
Zonas de pisos de helipuertos	Grados A,B,C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	11	2 ó 1	Limpieza a metal blanco
Recubrimiento bajo aislante hasta 205°C	Grados A,B,C y D Aceros nuevos o con corrosión sin pintar	17	2 ó 1	Limpieza a metal blanco

6.1 Uso de la tabla de selección de sistemas de protección anticorrosiva

Para usar la tabla de selección de sistemas de protección anticorrosiva mostrada, se debe seguir una secuencia lógica que facilita elegir el método y el sistema de recubrimiento adecuados para proteger superficies metálicas según el ambiente y sus condiciones.

6.1.1 Instrucciones detalladas

Se detallarán las instrucciones y un ejemplo de paso a paso de cómo aplicarlo.

1. Determinar el ambiente: Identificar si el área a proteger está en un ambiente seco, húmedo, marino, de alta temperatura, etc.
2. Condiciones de la superficie: Evaluar el estado del metal según los grados indicados: si el acero es nuevo (grados A, B, C, D) o ya tiene pintura/vieja y presenta corrosión (grados E, F, G, H).
3. Elegir el sistema de recubrimiento: Buscar en la columna “Sistemas de recubrimiento” los códigos que corresponden al ambiente y condición superficial que se identifique.
4. Seleccionar el método: Revisar la columna “Métodos” para identificar cómo se debe preparar la superficie antes de aplicar el recubrimiento (por ejemplo: limpieza a metal blanco, limpieza comercial, etc.).
5. Observaciones: Leer las observaciones para confirmar detalles importantes, como eliminar pintura vieja o especificaciones sobre el tipo de limpieza.

6.1.2 Árbol de decisión

Para un ambiente selectivo y de juicio, se representarán como un Árbol de decisión básico

1. Identificar el ambiente donde se encuentra la tubería

- ¿Ambiente seco?
- ¿Ambiente húmedo?
- ¿Ambiente marino/salino?
- ¿Alta temperatura?
- ¿Zona de mareas/oleaje/ducto ascendente?
- ¿Interior de tanque?

- ¿Zona de helipuertos?
- ¿Recubrimiento bajo aislante?

2. Evaluar condiciones superficiales de la tubería
    - ¿Acero nuevo, sin pintar y sin corrosión?
        - Grado A, B, C, D
    - ¿Acero con pintura vieja o previamente pintado, con corrosión?
        - Grado E, F, G, H
    - ¿Nivel de corrosión?
        - Grados C y D (si aplica)
3. Seleccionar sistemas de recubrimiento recomendados
    - Lista los sistemas compatibles:
        - Ejemplo: 1, 2, 3, 4, 13, etc.
4. Determinar método de preparación superficial
    - ¿Limpieza a metal blanco?
    - ¿Limpieza a metal comercial?
    - ¿Elimina toda la pintura vieja?
    - ¿Preparación especial por temperatura/pintura antigua?
5. Acciones según observaciones
    - Ejemplo:
        - Si dice “limpieza pintura vieja para repintar”, elimina todo revestimiento previo.
        - Si dice “limpieza a metal blanco”, realiza sandblasting hasta obtener la condición exigida.

- Si la tubería operará en ambiente marino, asegúrate que el sistema incluya protección de alta resistencia.

Como un compendio visual del procedimiento selectivo y de juicio descrito a lo largo de esta sección, se integra la siguiente imagen ilustrativa y representativa de la secuencia operativa en la **figura 6.1.**

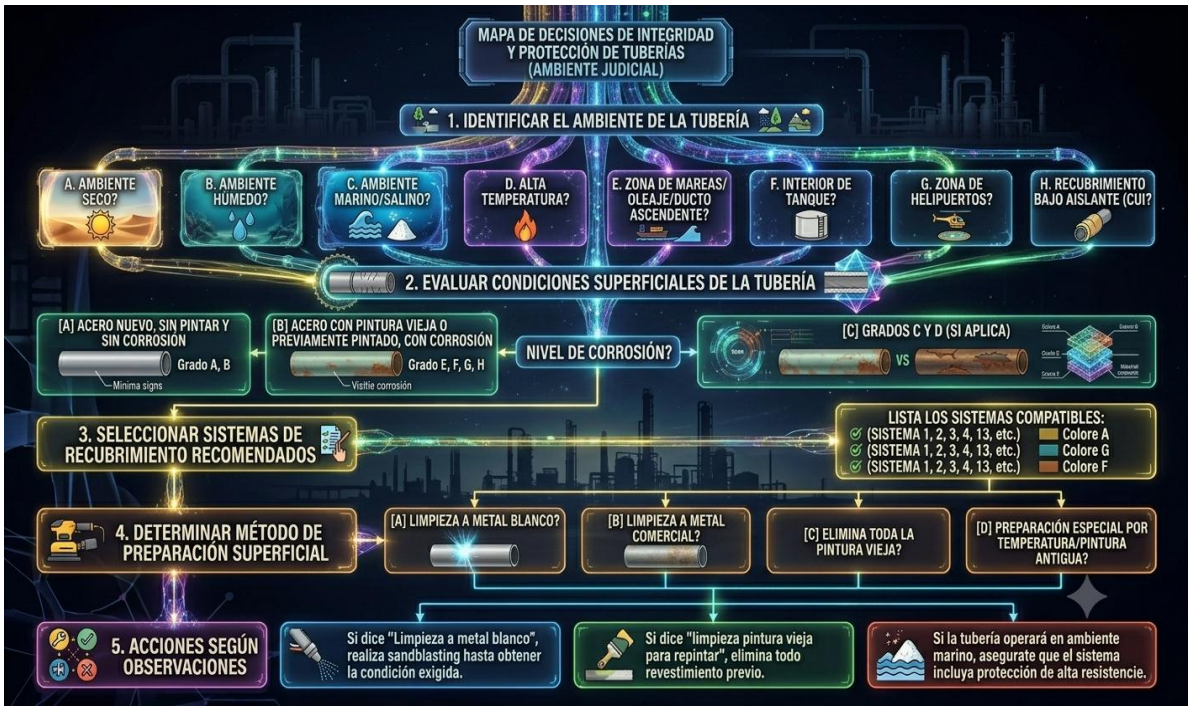


Figura 6.1: Mapa de decisiones de integridad y protección de tuberías. Ejemplo detallado usando el árbol de decisión.

De acuerdo con el árbol de decisión se mostrará un ejemplo detallado

1. Ambiente

Pregunta: ¿En qué ambiente se encuentra el gasoducto?

- Opción seleccionada: **Ambiente húmedo** (típico en zonas con alta humedad, suelos mojados, selva, zonas de lluvias frecuentes).

2. Condición superficial

Pregunta: ¿Cuál es el estado del acero de la tubería?

- Opción seleccionada: **Acero nuevo, sin pintar y sin corrosión** (grados A, B, C o D).
    - ¿Cómo se confirma?
        - Inspección visual, historial de la tubería, reporte de proveedor.

3. Selección de sistemas de recubrimiento

Pregunta: ¿Cuáles sistemas de recubrimiento son compatibles según la tabla?

- Opción seleccionada:
    - Sistemas recomendados para ambiente húmedo y acero nuevo: **1, 2, 3, 4, 12, 13** (estos códigos se consultan en la columna específica de la tabla y corresponden a tipos de recubrimientos, como epóxicos, poliuretanos, alquitrán de hulla, entre otros).
    - ¿Cómo decidir entre ellos?
        - Recomendable elegir el de mayor protección (por ejemplo, epóxico o poliuretano para ambientes muy agresivos), disponibilidad y evaluar los costos.

4. Método de preparación superficial

Pregunta: ¿Qué método de preparación superficial debe aplicarse?

- Opción seleccionada:
    - **Limpieza a metal blanco (método 2 o 1)** como exige la tabla para esta combinación.
    - ¿Cómo se realiza?
        - Por medio de sandblasting o granallado hasta alcanzar el grado requerido según norma, removiendo por completo óxidos, sales y contaminantes.

5. Observaciones finales y ajustes

¿Algún detalle u observación adicional según tabla?

- Opción seleccionada:
    - **Obligatorio realizar limpieza a metal blanco antes de aplicar el recubrimiento.**
    - Si en el futuro la tubería requiere reparación y presenta pintura vieja, se recomienda eliminarla totalmente con limpieza a metal comercial o método equivalente, según necesidades y observaciones.

Resumen de las elecciones específicas:

- Ambiente: Húmedo.
- Condición superficial: Acero nuevo grados A, B, C, D.
- Sistema de recubrimiento: 1, 2, 3, 4, 12, 13
- Método de preparación: Limpieza a metal blanco.
- Observaciones: Asegurar limpieza completa antes de aplicar; eliminar cualquier pintura vieja si se reaplica recubrimiento en el futuro.

Basado en el caso de estudio proponiendo un nuevo sistema de protección anticorrosiva, con ayuda de la tabla 8, evidencia que la correcta selección de sistemas de recubrimiento y métodos de limpieza resulta esencial para proteger los gasoductos frente a los distintos ambientes de exposición. En primer lugar, se identifican dos escenarios principales: ambiente húmedo con salinidad y gases derivados del azufre, el segundo ambiente seria marino ambos presentando grados de corrosión A, B,C y D (tabla 1), nuestros principales sistemas de recubrimiento los números 2,3,4 y 12 que serían acabado poliuretano acrílico alifático de dos componentes ZR-28, primario inorgánico rico en zinc, autocurante base solvente VX-4B o primario epóxico rico en zinc de dos a tres componentes VX-22 más primario inorgánico rico en zinc, autocurante base solvente VX-4B o primario epóxico rico en zinc de dos a tres componentes VX-22 más acabado poliretano acrílico alifático de dos componentes ZR-

28 (dependiendo el caso); también los primario inorgánico rico en zinc, autocurante base solvente VX-4B o primario epóxico rico en zinc de dos a tres componentes VX-22 mas acabado polisiloxano epóxico o acrílico de dos componentes altos sólidos de alta resistencia ZR-35 y primario orgánico rico en zinc de dos componentes VX-23 más enlace epóxido modificado autoimprimante de dos componentes RD-41 más acabado epóxico o acrílico polisiloxano de dos componentes altos sólidos de alta resistencia ZR-35. Finalmente, los métodos correctos de limpieza son chorro de arena abrasivo a presión húmedo y chorro de arena o abrasivo a presión, seco.

Por otra parte, en casos más severos de corrosión, correspondientes a los grados E,F,G y H (tabla 1), los principales sistemas de recubrimiento tenemos los mismos que los anterior aumentando los primarios epoxico-poliamida de dos componentes VX-6 más acabado epóxico catalizado-poliamida de dos componentes altos solidos ZR-26 más acabado poliuretano acrilico- alifático de dos componentes ZR-28. En estos escenarios, los métodos de limpieza más eficaces incluyen chorro de agua a alta y ultra alta presión, además Chorro de arena abrasivo a presión húmedo.

El proceso descrito anteriormente se sintetiza de forma visual en el esquema de la **figura 6.2** y la **figura 6.3** en caso de corrosión severa.

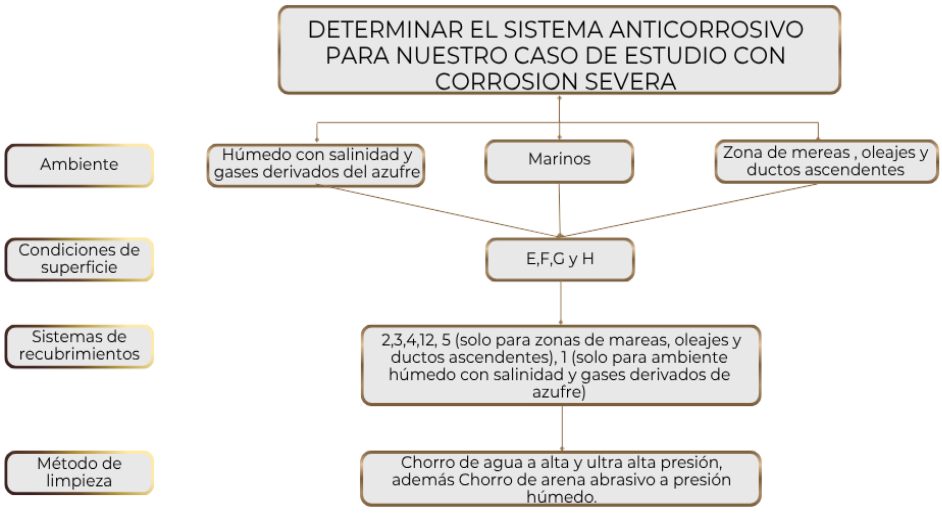


Figura 6.2: Diagrama de flujo para la selección del sistema anticorrosivo del caso de estudio.

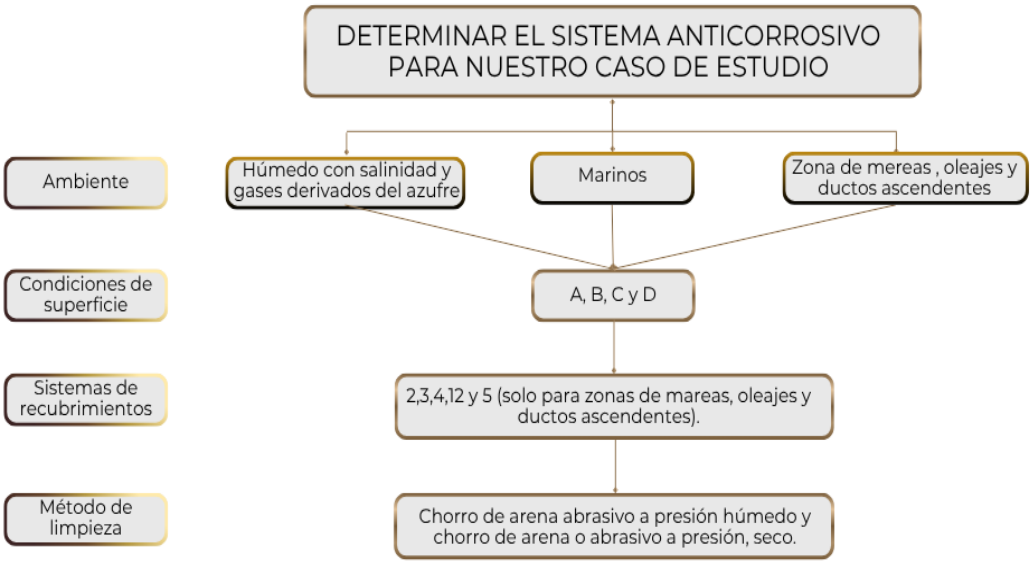


Figura 6.3: Diagrama de flujo para la selección del sistema anticorrosivo del caso de estudio con corrosión severa.

Capítulo 7: Conclusiones

La dosificación irregular de productos químicos en plantas de procesamiento de gas y condensados genera una cadena de fallos operativos, estructurales y ambientales que compromete de forma progresiva la integridad de la infraestructura y la eficiencia global del proceso. El desbalance en la inyección de inhibidores, neutralizadores de acidez, bactericidas, antiespumantes y trietilenglicol provoca pérdida de la película protectora, variaciones de pH, incremento de la corrosión interna, proliferación bacteriana, arrastre de líquidos ácidos y disminución en la capacidad de separación de equipos como separadores trifásicos, intercambiadores y torres de contacto.

Cuando la dosis de neutralizador de acidez es insuficiente o inconsistente, el medio se vuelve más agresivo y favorece tanto la corrosión generalizada como la localizada, incluida la formación de picaduras, corrosión bajo depósitos y bajo recubrimientos. De manera similar, la regeneración deficiente del trietilenglicol permite la presencia de humedad residual, lo que incrementa el punto de rocío del gas y facilita la condensación de agua ácida en tramos fríos, puntos bajos y zonas con acumulación de condensados, intensificando el daño sobre el acero al carbono y obligando a aumentar las inspecciones y limpiezas.

Asimismo, el control insuficiente del bactericida favorece la proliferación de bacterias reductoras de sulfato, capaces de generar metabolitos corrosivos como sulfuro de hidrógeno y provocar ataques por picaduras profundas en zonas de bajo flujo, depósitos y puntos muertos del sistema. Por otra parte, la falla en la dosificación de espumantes y antiespumantes compromete la separación gas-líquido, incrementa el arrastre de gotas finas de agua y condensados ácidos hacia equipos aguas abajo, y reduce la eficiencia operativa de la planta.

En este contexto, la corrosión interna acelerada no solo deteriora ductos y equipos, sino que también eleva el riesgo de fugas, fallas catastróficas, paros no programados y costos de mantenimiento. Por ello, el control riguroso de la dosificación química, junto con monitoreo continuo, ajustes en línea, mantenimiento preventivo y programas sistemáticos de inspección, resulta indispensable para preservar la integridad mecánica, la seguridad operativa y la vida útil de la planta.

La selección adecuada de sistemas de protección anticorrosiva también constituye un elemento esencial para mitigar estos daños. Con base en la información analizada, la tabla de selección de sistemas de protección anticorrosiva permite identificar combinaciones de recubrimientos y métodos de limpieza adecuados según el ambiente, la condición superficial del acero y el grado de corrosión, considerando escenarios como ambiente seco, húmedo, húmedo con salinidad y gases derivados del azufre, marino, interiores de tanques, zonas de mareas, helipuertos y recubrimiento bajo aislante.

Para ambientes húmedos y marinos, así como para condiciones con salinidad y gases de azufre, los sistemas de recubrimiento recomendados incluyen combinaciones de primarios ricos en zinc, recubrimientos epóxicos, poliuretanos y polisiloxanos, mientras que los métodos de preparación superficial más efectivos son la limpieza a metal blanco, la limpieza a metal comercial y, en algunos casos, el chorro de arena abrasivo a presión seco o húmedo, así como el chorro de agua a alta o ultra alta presión.

La aplicación del árbol de decisión presentado en el documento demuestra que una correcta selección del sistema de protección requiere evaluar primero el ambiente de exposición, después la condición de la superficie, posteriormente los sistemas de recubrimiento compatibles, y finalmente el método de preparación superficial y las observaciones particulares. En consecuencia, la implementación de estas medidas permite reducir la tasa de corrosión, mejorar la adherencia de los recubrimientos, prolongar la vida útil de ductos y equipos, y disminuir la frecuencia de intervenciones correctivas.

En síntesis, la gestión integrada de la dosificación química, la regeneración del trietilenglicol, el control microbiológico y la selección adecuada de sistemas de protección anticorrosiva constituye la estrategia más eficaz para garantizar la confiabilidad operacional de los Centros de Procesamiento de Gas, reducir pérdidas económicas y minimizar impactos sobre la seguridad y el ambiente.

Apéndices

Apéndice A

NOM-027-SESH-2010 NORMA Oficial Mexicana, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010, ADMINISTRACION DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

MARIO GABRIEL BUDEBO, Subsecretario de Hidrocarburos y con el carácter de Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 26 y 33 fracciones I, XII, XIX y XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 38, fracción II, 40 fracciones XIII y XVIII, 41, 44, 47 fracción IV, 68, 70, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., 2o., 3o., 4o., 5o., 9o., 10, 11, 15, 15 bis, 15 Ter y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 3, 4, 21, 30, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51 y 52 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 3, fracción III, 10, fracciones XXII, XXIII, XXVI y XXIX, y 21, fracciones I, III, XIV y XVI, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, al tenor del artículo 33, fracciones I, II y III, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría de Energía establecer y conducir la política energética del país; ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos; así como conducir y supervisar la actividad de las entidades paraestatales sectorizadas en la Secretaría.

SEGUNDO. Que de conformidad con el artículo 33, fracciones XII y XIX, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría de Energía regular y, en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización, compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía, seguridad industrial y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar, supervisar y vigilar su debido cumplimiento.

TERCERO. Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, aprobó el proyecto de la presente Norma Oficial Mexicana.

CUARTO. Que con fecha nueve de abril del año dos mil nueve, en cumplimiento del Acuerdo del Comité y lo previsto en el artículo 47, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, a efecto de que dentro de los siguientes sesenta días naturales posteriores a dicha publicación, los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos.

QUINTO. Que con fecha veintiséis de octubre del año dos mil nueve se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la respuesta a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Por lo expuesto, se considera que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010, ADMINISTRACION DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, en su Primera Sesión Extraordinaria del ejercicio 2010, la cual tuvo verificativo el día veintinueve de enero del año dos mil diez.

CONTENIDO

Actualmente se cuenta con una extensa red de ductos terrestres y marinos para la recolección y transporte de hidrocarburos, en la República Mexicana.

Dadas las condiciones de la industria del transporte por ducto, se anticipa un crecimiento significativo de esta infraestructura, por lo que es necesario contar con normatividad que regule la Administración de Integridad en aquellos tramos o segmentos de ductos identificados como prioritarios, en términos de sus niveles de riesgo y ubicación con respecto a las áreas de altas consecuencias, tanto de población, como ambientales e industriales.

Un programa de Administración de Integridad proporciona información del estado en el que se encuentran los ductos, ya que toma en cuenta su integridad, seguridad y operación, a través del monitoreo de indicadores que facilitan el cumplimiento de un ciclo de mejora continua.

La Administración de Integridad permite implementar de manera eficiente y óptima acciones de prevención, detección y mitigación del riesgo, que resultan en mayor seguridad y reducción de incidentes. En la Figura 1 se muestran los elementos que conforman este proceso.

Esta norma regula el proceso que se debe seguir para la evaluación y mitigación del riesgo, con el fin de reducir la probabilidad de ocurrencia y consecuencias de incidentes en los ductos.

Como primer paso de la Administración de Integridad se tiene la recopilación, integración y validación de información, para la conformación de las bases de datos de los ductos. En este documento se indican los peligros potenciales y amenazas a que pueden estar sujetos los sistemas de ductos. Posteriormente, se proporciona la descripción de las actividades de recopilación, revisión e integración de información, que servirá de base para determinar las condiciones del ducto, con los peligros correspondientes para cada tramo.

Asimismo, describe los métodos aceptados y reconocidos para la evaluación de riesgo en ductos, con base en el cálculo de la probabilidad de falla y consecuencias de falla, que al ser combinados proporcionan un valor total de riesgo.

La evaluación de riesgo es un proceso de análisis, mediante el cual el operador de un ducto determina los eventos que pueden llegar a: impactar su integridad, provocar desviaciones en la operación o vulnerar la seguridad.

Mediante los resultados de la evaluación de riesgo se puede optimizar la atención a los ductos, dando prioridad a aquellos tramos o segmentos que presentan niveles de riesgo alto.

La evaluación de riesgo e identificación del origen del mismo, son elementos que sustentan la evaluación de integridad de los ductos, que puede ser solventada a través de técnicas de inspección, que van desde la inspección visual, hasta el uso de equipos instrumentados. La norma incluye de manera detallada las técnicas y métodos de inspección disponibles para los sistemas de ductos.

De lo anterior se derivan las acciones o actividades requeridas para reparar, mitigar, prevenir y detectar condiciones que pueden alterar la integridad y seguridad de los ductos.

La interpretación e implementación de esta norma debe estar a cargo de personal especializado en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, administración de integridad y evaluación de riesgo, de sistemas de ductos de recolección y transporte.

Esta norma no es un manual técnico o una guía, por lo que debe ser aplicada apoyándose en las mejores prácticas de ingeniería de la industria del transporte de hidrocarburos y considerando siempre la seguridad de las instalaciones.

Apéndice B

Métodos de reparación en una tubería con defectos que no cumplen con el criterio de aceptación de acuerdo a la NOM-027-SESH-2010.

Los métodos de reparación a utilizar en una tubería con defectos que no cumplen con el criterio de aceptación y que requiere reparación inmediata, deben realizarse conforme a lo indicado en la **Tabla A.1** Si la línea puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva del tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se podrá optar por una reparación provisional mediante abrazaderas de fábrica, o por una reparación definitiva del tipo reforzamiento, consistente en la colocación de una envolvente metálica soldada o un refuerzo no metálico. Si se opta por la reparación provisional, se debe programar una reparación definitiva en un plazo no mayor de 30 días.

Se deben incluir los procedimientos de reparación en el programa de administración de integridad.

Tabla A.1: Métodos de reparación definitivos

Anomalías		ESTRATEGIAS PRIMARIAS DE REPARACIÓN				
		Depósito de soldadura 2	Camisas Tipo A	Camisas Tipo B	Envolvente No Metálica	Hot Tap
Pérdida de Metal Externa ≤80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	SI	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	SI	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	SI	SI	SI	SI	SI
	Codo	SI	SI	SI	SI	SI
Pérdida de Metal Interna ≤80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI3	NO	SI
Pérdida de Metal	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO

Externa 80% de su espesor	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI	NO	SI
Pérdida de Metal Interna 80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI3	NO	SI
Fugas, Fisuras, Quemaduras de arco eléctrico, defectos de fabricación y defectos en soldaduras10	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	NO
	Codo	NO	NO	SI	NO	NO
Abolladura con Concentraci-ón de esfuerzos	Soldadura Longitudinal	NO	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI	SI	NO	SI
	Codo	NO	SI	SI	NO	SI
Abolladura Plana	Soldadura Longitudinal	NO	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI	SI	NO	SI
	Codo	NO	SI	SI	NO	SI

Ecuación para predecir la velocidad de corrosión de un metal o aleación en condiciones ambientales específicas fueron propuestas por Stern y Geary

$$I = I_{corr}[10^{\frac{(E_{corr}-E)}{\beta_a}} - 10^{\frac{(E_{corr}-E)}{\beta_c}}] \text{.....(B1)}$$

I=corriente total que fluye en cualquier punto a cualquier tiempo a un potencial aplicado.
E_{corr}=Potencial a circuito abierto para el sistema
$\beta_a \; y \; \beta_C$=Constantes de proporcionalidad de las reacciones anódicas (oxidación) y catódica (reducción).

$\beta_a = \frac{(2.303)RT}{\alpha zF}$

$\beta_c = \frac{(2.303)RT}{(1-\alpha)zF}$

R= 8.314 Jouls mol-1 (J/(grados-mol))
F= 96,490 Couloms mol-1 (96,500 C/eq)
α= 0.5 (factor geométrico)
z= Valencia de transferencia

$$E = \frac{\beta_a\beta_c}{2.3031_{corr}(\beta_a+\beta_c)} I + E_{corr} \text{.....(B2)}$$

Graficando E/I la pendiente de la grafica de la ecuación se define como resistencia de polarización o Resistencia a la polarización. Generalmente se abrevia como Rp y tiene unidades de ohms.

$$R_p = \frac{\beta_a\beta_c}{2.303I_{corr}(\beta_a+\beta_c)} \text{.....(B3)}$$

Una vez que se calcula I_corr a partir de Rp y las constantes de Tafel con los correspondientes errores de aproximación o estimación, se puede calcular la velocidad de corrrosion, V_corr; considerando la ec. Basada en la Ley de Faraday.

$$V_{corr} = C\frac{P_e I_{corr}}{Ad} \text{.....(B4)}$$

C: Constante de conversión que depende de las unidades de Vcorr

C= 1.287x10^5, cuando I_corr esta dado en ampers, V_corr dado en mpa

C= 3.268x10^5, cuando I_corr esta dado en ampers, V_corr estará dado en mmpa

P_e= Peso equivalente de la muestra en g

A= Área de la muestra en cm^2

D= densidad de la muestra en $\frac{\mathrm{g}}{\mathrm{ml}}$

Despejando I_corr de la ecuación y sustituyendo en V_corr, tenemos finalmente:

$$V_{corr} = \frac{C}{2.303}\frac{P_e}{Ad}\frac{\beta_a\beta_c}{(\beta_a+\beta_c)}\frac{1}{R_p} \quad \text{.....(B5)}$$

Ecuacion para predecir la velocidad de corrosión de un metal o aleación

Bibliografía

Libros y Publicaciones Académicas

Abdallah, M. (2013). Corrosion inhibition of carbon steel in hydrochloric acid solution using some plant extracts. *Materials Chemistry and Physics*, 141(1), 240-247.

Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A., Hill, D., Mehta, S., & Semerad, T. (1994). Corrosion in the Oil Industry. *Oilfield Review*, 6(2), 4-18.

Castro Castañeda, L. F. (2013). *Inyección de CO2 como método de recuperación mejorada* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería]. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6747/TESIS_FINAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Charng, T., & Lansing, F. (1982). *Review of Corrosion Causes and Corrosion Control in a Technical Facility*. Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology. TDA Progress Report 42-69.

González Rodríguez, J. G. (2005). *Evaluación de inhibidores de corrosión en presencia de H_2S para tuberías de revestimiento en pozos petroleros* [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio Institucional Ptolomeo. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/9907/TesisH2S.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Groysman, A. (2017). *Corrosion Problems and Solutions in Oil Refining and Petrochemical Industry*. Springer International Publishing.

Guaneme Angarita, D. T. (2021). *Evaluación del potencial de producción de metano con diferentes tipos de residuos sólidos y líquidos orgánicos rurales* [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional Lumieres. https://hdl.handle.net/20.500.11839/8318

Hernández Suarez, S., Cinar Jiménez, A., Ascencio Patricio Gómez, M., Picazo Aldana, B. R., & Reyes Noriaga, B. (1987). *Introducción a la protección catódica* [Tesis de titulación profesional, Instituto Politécnico Nacional]. Repositorio Institucional del IPN. https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/17955/1/25-1-10335.pdf

Javaherdashti, R. (2008). *Microbiologically Influenced Corrosion: An Engineering Insight*. Springer-Verlag London.

Lund, H., Enning, D., & Lee, J. (2017). *Corrosion under pipe supports: A review of the mechanism and mitigation*. NACE International.

Olaya-Flórez, J., & Torres-Luque, M. M. (2012). Resistencia a la corrosión de recubrimientos orgánicos por medio de espectroscopía de impedancia electroquímica. *Ingeniería y Universidad*, 16(1), 7-26. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262012000100003

Revie, R. W. (2011). Uhlig's Corrosion Handbook (3.ª ed.). John Wiley & Sons.

Revie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering (4.ª ed.). John Wiley & Sons.

Roberge, P. R. (2007). Corrosion Inspection and Monitoring. John Wiley & Sons.

Rodríguez Hernández, J. (s. f.). Protección catódica: Ánodos de sacrificio. Repositorio Institucional Universidad de La Laguna. https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/3212/Proteccion+Catodica+Anodos+de+sacrificio.pdf

Rosas, O. (2019). Mecanismos de corrosión por CO2 y H2S en ductos de transporte de hidrocarburos. Revista de Ingeniería de Petróleos.

Santos Sánchez, J. M. (2007). Criterios de mejora operacional en proyectos de plantas criogénicas mediante análisis exergéticos [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional

Autónoma de México, Facultad de Química]. https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/pd2007/0622360/0622360.pdf

Schweitzer, P. A. (2007). Corrosion Engineering Handbook (2.ª ed.). CRC Press.

Singh, R. (2014). Corrosion control for offshore structures: Cathodic protection and high-efficiency coating. Elsevier.

Universidad José Antonio Páez. (s. f.). [Documento en el repositorio institucional]. Repositorio Institucional RIUJAP. https://riujap.ujap.edu.ve/server/api/core/bitstreams/526901ae-48ab-46b9-83b6-7cd8c51b1336/content

Viloria Vera, D. A. (2023, febrero). Técnica de ingeniería: Aplicaciones de la protección catódica. Academia Nacional de Ingeniería y Hábitat. https://acading.org.ve/wp-content/uploads/2023/02/TI_DARIO_VILORIA.pdf

Normatividad y Estándares (México e Internacional)

Diario Oficial de la Federación. (2010). Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. Secretaría de Energía.

Diario Oficial de la Federación. (2010). Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos. Secretaría de Energía.

International Organization for Standardization. (2006). ISO 8501-1: Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness.

PEMEX. (2006). NRF-053-PEMEX-2006: Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica. (s.f.). Manuales de operación de Centros de Procesamiento de Gas y diagramas de proceso. Petróleos Mexicanos.

Petróleos Mexicanos. (2020). CNC PEMEX-EST-TD-030-2020 Rev. 0: Servicios de ingeniería, construcción, inspección, análisis de integridad y mantenimiento de sistemas de ductos terrestres.

Secretaría de Energía. (2015). Documento sobre gas natural. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2019, 25 de enero). NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. Diario Oficial de la Federación.

SSPC: The Society for Protective Coatings. (2002). SSPC-VIS 1: Guide and Reference Photographs for Steel Surfaces Prepared by Dry Abrasive Blast Cleaning.

Recursos Técnicos y Web

Afton Chemical. (s. f.). Inhibidores de espuma de lubricación y antiespumantes. https://www.aftonchemical.com/es-es/products/lubricant-components/foam-inhibitors/

Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (s. f.). Lo que tienes que saber. Gobierno de México. https://www.gob.mx/asea/articulos/lo-que-tienes-que-saber-167328?idiom=es

AOC Gases. (s. f.). Butano: Especificaciones. https://www.aocgas.com/productos-detalles/butano.html

Cayros Group. (2019, 5 de diciembre). Tecnologías para el aprovechamiento de gas. https://www.cayrosgroup.com/post/tecnologías-para-el-aprovechamiento-de-gas

Charng, D. J., & Lansing, F. (1982). Review of corrosion causes and corrosion control in a technical facility. TDA Progress Report, 42-69, 145-156.

Deguan Metal. (2024, diciembre 15). Ánodo de sacrificio vs protección catódica por corriente impresa. https://es.deyuanmetal.com/news/sacrificial-anode-vs-impressed-current-cathod-17348341310022656.html

ECCA (European Coil Coating Association). (2011). Corrosion Resistance and the Galvanic Series. Recuperado de [Sitio web oficial de ECCA o referencia técnica específica].

González, J., & Viloria, A. (2017). La protección catódica en sistemas de transporte de hidrocarburos. Ingeniería Química, 26(1), 65-76. https://www.redalyc.org/pdf/4435/443543735006.pdf

Graco. (s.f.). Explicación de las normas para la preparación de superficies: SSPC/NACE e ISO 8501. Recuperado de [Sitio web de Graco].

Grupo PCC. (2024, 14 de abril). Butano: reacciones, aplicaciones, derivados. https://www.products.pcc.eu/es/blog/butano-reacciones-aplicaciones-derivados/

Herráez, A. (s. f.). Surfactantes. Universidad de Alcalá. https://biomodel.uah.es/model2/lip/surfactantes.htm

Indian Oil Corporation Limited. (s. f.). Piped Natural Gas (PNG) doméstico. https://iocl.com/pages/PNGDomestic

Igesur. (2025, marzo 16). ¿Qué son los inhibidores de corrosión? https://www.igesur.com/blog/que-son-los-inhibidores-de-corrosion/

INSPENET. (2024). Mecanismos de daño por Ácido Sulfhídrico (H2S) y Fragilización por Hidrógeno. Artículos técnicos y base de conocimientos de ingeniería.

Inspenet. (s. f.). Mecanismo de daño por H2S húmedo. https://inspenet.com/articulos/mecanismo-de-dano-por-h2s-humedo/

Inspenet (Yolanda Reyes). (2023). Agrietamiento por tensocorrosión (SCC) en ductos. Artículo técnico.

Integrated Global Services. (2025, September 30). Mitigación de la corrosión en recipientes de amina. https://integratedglobal.com/es/industries/recipientes-de-amina/

IPCC. (2015). Cambio climático 2014: Informe de síntesis. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf

ITOPF. (s. f.). Condensados. https://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/condensates/

Kim, J., Maiti, A., Lin, L.-C., Stolaroff, J. K., Smit, B., & Aines, R. D. (2013). New materials for methane capture from dilute and medium-concentration sources. Nature Communications, 4(1), Article 1694. https://doi.org/10.1038/ncomms2697

Lardac. (2023, 30 de noviembre). Uso de inhibidores de corrosión en la perforación y completamiento de pozos petroleros. https://lardac.com.mx/uso-de-inhibidores-de-corrosion-en-la-perforacion-y-completamiento-de-pozos-petroleros/

Novatec FS. (2022). Guía de compatibilidad química: Bombas dosificadoras electromagnéticas [Archivo PDF]. https://novatecfs.com/wp-content/uploads/2022/01/Novatec-FS-Guia-de-Compatibilidad-Quimica-LMI.pdf

Organización Internacional del Trabajo. (2003, noviembre). ICSC 0232 - Butano (gas licuado). International Chemical Safety Cards. https://chemicalsafety.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=es&p_card_id=0232&p_version=2

Petróleos Mexicanos. (2000, diciembre 18). NRF-005-PEMEX-2000: Protección interior de ductos con inhibidores (Rev. 0). Subcomité Técnico de Normalización de

PGPB, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. https://www.studocu.com/es-mx/document/universidad-veracruzana/electroquimica/pemex-nrf-005-inhibidores-en-ductos/84816702

Petróleos Mexicanos. (2024). Anexos técnicos del contrato 5100443878: Matapionche. https://www.pemex.com/inai/procura/Fraccion%20XXVIII/SPGP/2024/EJECUCION/MATAPIONCHE/5100443878/ANEXTEC_5100443878_MATAPIONCHE.pdf

Polywater. (2024, 19 de febrero). Cómo funcionan las espumas de poliuretano: Química, personalización y aplicaciones de uso final. https://www.polywater.com/es/knowledge-hub/como-funcionan-las-espumas-de-poliuretano-quimica-personalizacion-y-aplicaciones-de-uso-final/

Precogas. (s. f.). Instalaciones GLP: Butano - Congelación del butano. https://preciogas.com/instalaciones/glp/butano

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2018, 3 de mayo). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGyCEI) 2015. datos.gob.mx. https://datos.gob.mx/busca/dataset/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero-inegycei/resource/25b9c710-0dac-4e3c-88b5-10b22c8d388d

Salazar-Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y protección. Tecnología en Marcha, 28(3), 127-142. https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n3/0379-3982-tem-28-03-00127.pdf

Schlumberger. (s. f.). Condensado. Glosario de petróleo y gas. https://glossary.slb.com/es/terms/c/condensate

Schlumberger. (s. f.). Gas natural. Glosario de petróleo y gas. https://glossary.slb.com/es/terms/n/natural_gas

TECNA ICE. (2021, 12 de diciembre). La protección catódica explicada. https://tecna-ice.com/la-proteccion-catodica-explicada/

Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. (2024, 6 de septiembre). Informe sobre la corrosión metálica: tipos y métodos de control. Studocu. https://www.studocu.com/pe/document/universidad-nacional-de-san-antonio-abad-del-cusco/quimica-general/corrosion-metalica-informe/103540591

Universidad Olmeca. (2021, junio). Artículo 4. Geociencias UO, 4(1). https://geocienciasuo.olmeca.edu.mx/wp-content/uploads/2021/06/Articulo_4_geociencias_4.pdf