



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Fundamentos de
aseguramiento de flujo en
sistemas de producción
petroleros: Corrosión**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A:

Lucio Martín Flores Aguilar

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Un agradecimiento especial al Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo (GIIMAF) de la Facultad de Ingeniería, por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo.



Agradecimientos

A mi madre por darme la vida, por su amor, porque ha llorado, reído, gritado, caminado y bailado conmigo. Por ser la mejor maestra que eh tenido, no me enseñó mate ni geografía, pero me a guiado con sus sabias palabras al camino en el cual me encuentro, y porque sin ella, yo no estaría aquí.

A mi tío Mario, porque sin tener la obligación siempre ha sido un padre, amigo y mentor a lo largo de este sendero que llamamos vida.

A mi tío Guillermo, por enseñarme que no importa cuantas veces te equivoques y caigas, siempre podrás levantarte y ser mejor.

A mis familiares que ya no están aquí, gracias a sus consejos, regaños y atenciones que contribuyeron a mi desarrollo.

A Elizabeth, por su gran amor, paciencia, apoyo incondicional y confianza a lo largo de estos años.

Al Dr. Iván T. Guerrero Sarabia por ser una fuente de inspiración, haber confiado en mi dándome la oportunidad de crecer profesionalmente, compartir sus conocimientos, su apoyo, amistad y dirigir este trabajo que tanto nos ha costado.

A mis sinodales, por las atenciones y contribuciones que ayudaron a mejorar este trabajo.

A cada uno de mis compañeros de GIIMAF , por alentarme y apoyarme, además de permitirme formar parte de la gran familia que conforman.

Resumen

La corrosión constituye una de las principales problemáticas de aseguramiento de flujo en los sistemas de producción petroleros, al ocasionar un alto porcentaje de las fallas mecánicas de las tuberías que transportan los fluidos de yacimiento; fallas que pueden derivar en eventos catastróficos, tanto para el personal como el medio ambiente, y con repercusiones económicas considerables que pueden comprometer la continuidad de los proyectos de explotación de campos.

Considerando la relevancia del estudio de esta problemática, y con la finalidad de que los ingenieros petroleros se familiaricen con la misma, el objetivo general de este trabajo es *“presentar una visión integral, sintética y sistemática de los aspectos fundamentales en el estudio, evaluación, prevención, modelado y normatividad concernientes a la corrosión en tuberías de transporte de petrolíferos, como un tema prioritario de aseguramiento de flujo en los sistemas de producción petroleros”*.

Primeramente, se presentan los principales conceptos y fundamentos relativos a la corrosión, y se mencionan sus causas más comunes en los sistemas integrales de producción de petróleo y gas. Posteriormente, se describen algunas de las pruebas de laboratorio y tecnologías más comunes para evaluarla. También se abordan diferentes tecnologías y estrategias de prevención, desde la selección de materiales, uso de recubrimientos y tecnologías de protección catódica, hasta la inyección de inhibidores.

Para estimar la velocidad de corrosión interna de las tuberías, se presentan dos modelos semi-empíricos ampliamente conocidos en la industria petrolera; asimismo, se incluye uno para el caso de la corrosión externa, basado principalmente en datos de campo. Además se mencionan algunas normas y estándares de referencia, tanto nacionales como internacionales, relacionadas con la prevención y evaluación de la corrosión en el sistema de ductos en el país.

Finalmente, Se presenta un resumen de algunos de los principales aspectos técnicos que deben considerarse en las etapas de diseño y operación de los ductos petroleros para prevenir o mitigar la corrosión.

Prefacio

El aseguramiento de flujo en la industria petrolera involucra todas aquellas problemáticas relacionadas con el transporte de fluidos complejos a través de tuberías, particularmente bajo condiciones adversas de presión y temperatura, que comprometen la continuidad en la operación del sistema integral de producción. Algunas de estas problemáticas son: formación de depósitos orgánicos e inorgánicos; transporte de fluidos de reología compleja; fenómenos de flujo transitorio con variaciones súbitas de gran magnitud en la presión; finalmente, se tiene la degradación de las tuberías por efecto de la erosión y corrosión. En este trabajo se aborda exclusivamente esta última.

La corrosión se presenta prácticamente en toda la cadena de valor de la industria petrolera, desde la perforación de pozos hasta los procesos de refinación. Ocasiona un alto porcentaje de las fallas mecánicas de tuberías, instalaciones y equipos; fallas que pueden derivar en eventos catastróficos, tanto para el personal como el medio ambiente. Por lo tanto, las compañías destinan cuantiosas sumas de recursos económicos en el diseño e implementación de tecnologías para prevenirla o mitigarla.

El ataque corrosivo en las tuberías se debe principalmente a la presencia de agua de formación, CO_2 y H_2S en los fluidos de yacimiento. Ahora bien, también puede propiciarse por la acción de los diversos agentes químicos utilizados durante las operaciones de estimulación de pozos, así como en los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Por otra parte, la severidad de la corrosión externa de los ductos dependerá del medio ambiente al que se encuentren expuestos.

Esta tesis está conformada por seis capítulos. En el capítulo 1, se abordan los aspectos fundamentales en el estudio de la corrosión. Primeramente, se menciona el mecanismo electroquímico que genera la degradación de los materiales metálicos. Posteriormente, se describen los diferentes tipos de corrosión. Se

revisan los factores que inciden sobre este fenómeno, así como algunos de los principales agentes corrosivos. Finalmente, se mencionan la problemática de la corrosión en los sistemas integrales de producción de petróleo y gas, y sus causas más comunes.

Las pruebas de laboratorio y tecnologías disponibles para evaluar la corrosión en ductos petroleros se discuten en el capítulo 2. El capítulo comienza con una revisión de las principales variables experimentales que se utilizan para estimar la tasa de corrosión. Posteriormente, se describen algunas de las pruebas de corrosión más comunes que se realizan en laboratorio. Asimismo, se mencionan las tecnologías disponibles para el monitoreo en línea de la corrosión interna y externa en ductos petroleros.

En el capítulo 3, se presentan diferentes tecnologías y estrategias para prevenir la corrosión en tuberías que transportan fluidos de yacimientos petroleros. Para comenzar, se discute brevemente la selección de materiales para la construcción de tuberías. Posteriormente, se abordan los aspectos relevantes concernientes a recubrimientos anti-corrosivos, tecnologías de protección catódica e inyección de inhibidores.

Considerando la importancia de estimar la tasa de degradación de tuberías, en el capítulo 4 se discuten dos modelos para el caso de la corrosión interna de ductos que transportan fluidos con presencia de CO₂. Asimismo, se presenta un método para calcular la velocidad de corrosión externa, a partir de información de campo y laboratorio.

En el capítulo 5, se mencionan algunas normas y estándares, tanto nacionales como internacionales, relacionadas con el sistema nacional de ductos en México, destacando aquellas referentes al tema de corrosión.

Posteriormente el capítulo 6, presenta una visión global de los principales aspectos técnicos que deben considerarse en las etapas de diseño y operación de los ductos petroleros para prevenir o mitigar la corrosión. Finalmente, se presentan las conclusiones de este trabajo.

ÍNDICE

Resumen

Prefacio

Lista de Figuras

Lista de Tablas

Capítulo 1. Fundamentos	1
1.1 Corrosión	2
1.2 Mecanismos de corrosión	2
1.2.1 Mecanismo electroquímico	3
1.3 Tipos de Corrosión.....	6
1.3.1 Otras clasificaciones	13
1.4 Factores que inciden en la corrosión	14
1.5 Agentes Corrosivos.....	16
1.5.1 Agua.....	16
1.5.2 Hidrógeno	17
1.5.3 Dióxido de carbono	18
1.5.4 Oxígeno	18
1.5.5 Sulfuro de hidrógeno.....	18
1.5.6 Temperatura	19
1.6 Corrosión en la industria petrolera	20
Capítulo 2. Técnicas para evaluar la corrosión en ductos	22
2.1 Variables de medición	23
2.1.1 Datos electroquímicos.....	23
2.1.2 Datos no electroquímicos.....	25
2.2 Pruebas de laboratorio	29
2.2.1 Pruebas de cámaras de corrosión	30
2.2.2 Pruebas de Inmersión	31
2.2.3 Pruebas de alta presión y alta temperatura (HP/HT)	32
2.2.4 Pruebas electroquímicas.....	34

2.3 Corrosión interna en ductos	37
2.3.1 Testigos y probetas de corrosión	37
2.4.2 Diablos instrumentados.....	43
2.4 Corrosión externa en ductos	48
2.4.1 Inspección por potencial en intervalos cercanos (CIPS)	49
2.4.2 Inspección por gradiente de voltaje en corriente directa (DCVG)	52
2.4.3 Inspección por ondas guiadas de ultrasonido	55
Capítulo 3. Tecnologías de prevención	56
3.1 Selección de materiales de tuberías	57
3.2 Recubrimientos anticorrosivos	59
3.2.1 Sistemas de recubrimiento anticorrosivo	59
3.2.2 Requerimientos mínimos de selección	63
3.3 Protección catódica	63
3.3.1 Protección catódica con corriente impresa	64
3.3.2 Protección catódica con ánodos de sacrificio	66
3.4 Inhibidores de corrosión	70
3.4.1 Tipo de inhibidores de corrosión	70
3.4.2 Criterios de selección.....	74
Capítulo 4. Modelos de predicción	76
4.1 Corrosión interna en ductos	77
4.1.1 Modelos de de-Waard y Milliams	77
4.1.2 Modelo Norsok.....	80
4.2 Corrosión externa en ductos	82
4.2.1 Método de Papavinasam	82
Capítulo 5. Normas y estándares	93
5.1 Normas y Reglamentos Técnicos Nacionales e Internacionales.....	94
5.1.1 Reglamentos Técnicos Nacionales	95
5.1.2 Estándares Nacionales	94
5.1.3 Normas Internacionales	95
5.1.4 Estándares de Instituciones Extranjeras (Internacionales)	96

5.2 Normas y Estándares Nacionales aplicadas al sistema nacional de ductos.....	97
5.3 Normas y Estándares Internacionales aplicadas al sistema nacional de ductos.....	100
Capítulo 6. Diseño y operación de ductos: prevención y mitigación de la corrosión.....	110
6.1 Etapa de diseño	111
6.2 Etapa de operación	114
Conclusiones.....	116

Lista de figuras

Figura 1.1	Celda de corrosión (Modificado Humberto H, 1975)	4
Figura 1.2	Reacción de oxidación en el ánodo (NACE, 2002)	4
Figura 1.3	Reacción de reducción en el cátodo (NACE, 2002)	5
Figura 1.4	Ánodo y cátodo en una tubería	5
Figura 1.5	Corrosión uniforme (NACE, 2003).	6
Figura 1.6	Corrosión galvánica (Wikimedia, 2019).....	7
Figura 1.7	Corrosión por picadura (NACE, 2003).....	7
Figura 1.8	Corrosión en grietas (Crevice Corrosion) (Training Argentina Oil&Gas, 2019)	8
Figura. 1.9	Corrosión intergranular (NACE, 2003)	9
Figura 1.10	Lixiviación del latón (UPV, 2019)	10
Figura 1.11	Corrosión-erosión (Manual NACE, 2003).....	11
Figura 1.12	Varios tipos de corrosión en un ducto (Olympus, 2019).....	12
Figura 1.13	Clasificación de los tipos de corrosión según Dillon (modificado de Roberge, 2000)	13
Figura 1.14	Modos de corrosión de Staehle (Roberge, 2005).....	14
Figura 1.15	Colonia de bacterias asociadas con el producto de corrosión (Manual NACE, 2003)	19
Figura 2.1	Serie galvánica para materiales comunes (ECCA, 2011)	24
Figura 2.2	Cámara para pruebas de corrosión (Ascott, 2019)	31
Figura 2.3	Prueba de inmersión (Modificada de Kumar et al., 2019)	32
Figura 2.4	Yacimientos de alta presión/alta temperatura	33
Figura 2.5	Autoclave para pruebas de corrosión por alta temperatura (Cormet Testings, 2019).....	34
Figura 2.6	Celda de polarización (Hake, 2016)	36
Figura 2.7	Formas típicas de testigos circulares rasantes y rectangulares (PEMEX, 2013).....	38
Figura 2.8	Arreglo cupón/tapón de tubería (COSASCO, 2019; PEMEX, 2013).....	38

Figura 2.9	Testigo de corrosión inmerso en el fluido transportado en un ducto (Cosasco, 2019, NACE RP-07-75)	39
Figura 2.10	Herramienta extractora de cupones en sistemas bajo presión (NACE RP-07-75, 2005)	40
Figura 2.11	Probetas o testigos corro-simétricos rasantes al ducto (LORDCO, 2016)	41
Figura 2.12	Probeta de corrosión (LORDCO, 2016)	41
Figura 2.13	Probetas RPL (COSASCO, 2014).....	42
Figura 2.14	Limpieza interna de ductos con diablos (Girard Industries, 2008)	43
Figura 2.15	Diablos de limpieza de ductos (Girard Industries, 2008).....	44
Figura 2.16	Tipos de diablos de limpieza (Girard Industries, Jorge Antonio, 2011).....	44
Figura 2.17	Clasificación de Diablos por uso (PEMEX, 2012)	45
Figura 2.18	Diablo geoposicionador (Jorge Antonio, 2011).....	46
Figura 2.19	Principio para la medición del espesor de pared por ultrasonido (Rubio G.,Monterrubio L., 2010).....	47
Figura 2.20	Sistema de detección de fallas por medio de la fuga de flujo magnético (Rubio G.,Monterrubio L., 2010)	47
Figura. 2.21	Inspección de un ducto submarino con un ROV (Oceaneering, 2019)	49
Figura 2.22	Tecnología de inspección CIPS ó CIS (Mc Miller Co., 2015)	50
Figura 2.23	Ejemplo de un registro de potenciales “on” y “off” durante una prueba CIPS (Protan, 2007).....	52
Figura 2.24	Gradiente de potencial en la superficie del suelo y defecto (Mc Miller Co., 2015)	54
Figura 2.25	Equipo de inspección por ondas guiadas (MISTRAS, 2019).....	55
Figura 3.1	Esquema de recubrimientos superficiales en ducto	60
Figura 3.2	Esquema de protección catódica método de corriente impresa (H. Uhlig,2008)	64

Figura 3.3	Sistema de corriente impresa para plataformas fijas (Deepwater, 2019).....	65
Figura 3.4	Mecanismo de protección catódica por ánodos de sacrificio	66
Figura 3.5	Protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio (R. Winston Revie; Uhlig,2008)	66
Figura 3.6	Ánodos para instalaciones costa afuera (Off Shore) (Deepwater, 2019).....	68
Figura 3.7	Colocación de ánodos de sacrificio en una plataforma petrolera (Deepwater, 2019)	69
Figura 3.8	Arreglo de ánodos de sacrificio una plataforma petrolera (Deepwater, 2019)	69
Figura 3.9	Inhibidor de corrosión formador de película (Schlumberger, 2016).....	71
Figura 5.1	Entidades gubernamentales que emiten Reglamentos Técnicos Nacionales	94
Figura 5.2	Entidades que emiten Estándares Nacionales	95
Figura 5.3	Normas internacionales	96
Figura 5.4	Instituciones Internacionales que emiten estándares de relevancia en la industria petrolera	97

Lista de tablas

Tabla 1.1	Factores y elementos que inciden en el proceso de corrosión, según Staehle (Roberge, 2000)	15
Tabla 2.1	Categorías cualitativas para la tasa de corrosión (NACE ESTÁNDAR RP-07-75)	26
Tabla 2.2	Severidad de los defectos y consideraciones de reparación (ANSI/NACE SP0502-2010).....	54
Tabla 3.1	Composiciones típicas de aceros al carbono para tuberías ASTM y API (ASM International, 1994).....	58
Tabla 3.2	Sistemas de recubrimiento anticorrosivos (PEMEX, NRF-026-PEMEX 2008)	61
Tabla 3.3	Sistemas de recubrimiento anticorrosivos (PEMEX, NRF-026-PEMEX 2008)	62
Tabla 3.4	Requerimientos mínimos de aceptación para sistemas de recubrimientos de cintas poleolefinas (NRF-053-PEMEX-2005).....	63
Tabla 3.5	Potencial electroquímico de metales comunes (Uhlig,2008)	67
Tabla 4.1	Constantes K_t para distintas temperaturas (NORSOK, 1998)	79
Tabla 4.2	pH en función de la temperatura de operación (NORSOK, 1998)	80
Tabla 4.3	Criterios de evaluación de la categoría: Tubería (S_{Tub})	83
Tabla 4.4	Criterio de evaluación del parámetro S_{YI} (edad de la tubería)	84
Tabla 4.5	Criterio de evaluación para los parámetros S_{HD} , S_{RTC} , S_{BT} , S_{ACC}	84
Tabla 4.6	Criterio de evaluación para los parámetros S_{Casimg} , S_B , S_E , S_{RCV} , $S_{Feature}$	85
Tabla 4.7	Criterio de evaluación del parámetro S_{ST} (tipo de suelo)	86
Tabla 4.8	Criterio de evaluación para los parámetros S_T , S_{Drain}	86
Tabla 4.9	Criterio de evaluación del parámetro S_{SCC} (susceptibilidad)	87
Tabla 4.10	Criterios de evaluación de la categoría: operacional ($S_{Operational}$)	88
Tabla 4.11	Criterio de evaluación del parámetro S_{CPT} , S_{CPS} , S_{SCS}	90
Tabla 4.12	Criterio de evaluación del parámetro S_{CPEC} , S_{DWCP}	90
Tabla 5.1	Normas Oficiales Mexicanas (NOM's)	96

Tabla 5.2	Normas Mexicanas (NMX's)	97
Tabla 5.3	Normas de Referencia (NRF's).....	97
Tabla 5.4	Normas de Referencia PEMEX para corrosión (NRF's)	98
Tabla 5.5	Normas ISO para corrosión en ductos	100
Tabla 5.6	Normas ISO para el sistema nacional de ductos.....	101
Tabla 5.7	Normas ISO para el sistema nacional de ductos.....	102
Tabla 5.8	Normas ASME para corrosión en ductos	102
Tabla 5.9	Normas ASTM para corrosión en ductos	103
Tabla 5.10	Normas ASTM para corrosión en ductos	104
Tabla 5.11	Normas API para corrosión en ductos.....	104
Tabla 5.12	Estándares para la Evaluación de Inhibidores de Corrosión.....	105
Tabla 5.13	Normas NACE para corrosión en ductos	106
Tabla 5.14	Estándares Internacionales.....	107
Tabla 5.15	Estándares Internacionales.....	108

Capítulo 1

Fundamentos

“La corrosión produce importantes pérdidas económicas. Así, por ejemplo, a los costes necesarios para la reposición de estructuras, tuberías, maquinaria, etc., que se deterioran por efecto de la corrosión, hay que añadir otros más difíciles de definir pero no menos importantes, como pérdidas de petróleo, riesgo de accidentes en oleoductos, paradas industriales por rotura de calderas ...”

Dr. Juan Carmelo (Academia de Ciencias de la Región de Murcia, 2004)

En este capítulo, se abordan los aspectos fundamentales para el estudio de la corrosión. Se describe el mecanismo electroquímico que genera la degradación de los materiales metálicos; asimismo, se mencionan y discuten los diferentes tipos de corrosión. Se revisan los factores que inciden sobre este fenómeno, así como algunos de los principales agentes corrosivos. Finalmente, se mencionan la problemática de la corrosión en los sistemas integrales de producción de petróleo y gas, y sus causas más comunes.

1.1 Corrosión

La corrosión se define como el deterioro o destrucción que experimenta un material (metálico o no) al reaccionar con su medio ambiente (NACE, 2003). Este es un proceso espontáneo mediante el cual los materiales elaborados por el hombre regresan a su condición más estable en la naturaleza: minerales. La velocidad y severidad en que se llevará a cabo dependerá de las propiedades del material y el medio ambiente a que éste es expuesto.

Con relación al párrafo anterior, en este trabajo se abordará únicamente la corrosión en metales.

1.2 Mecanismos de corrosión

Los mecanismos que dan origen a la corrosión pueden clasificarse en químicos y electroquímicos (Fontana,1987); es claro que ambos involucran reacciones químicas que generan la degradación de los materiales, pero se diferencian por la naturaleza del medio en que se encuentran.

En la corrosión química, el material está expuesto a una sustancia no electrolítica, generalmente en fase gaseosa, y ocurre comúnmente a altas temperaturas (por ejemplo, en hornos industriales); por esta razón, suele denominarsele “corrosión seca”.

En el segundo caso, el material está en contacto con una solución líquida con propiedades que le permiten conducir electricidad; este tipo de corrosión (“húmeda”) es la que genera los daños más severos en pozos y ductos petroleros debido a la presencia de agua. A continuación, se describe este mecanismo de corrosión al ser el de mayor impacto en la industria petrolera.

1.2.1 Mecanismo electroquímico

Este mecanismo de corrosión se presenta cuando el material metálico se encuentra en contacto con un electrolito líquido (siendo de particular interés las soluciones acuosas), y está relacionado al flujo de electrones e iones a través de sus interfaces. Por lo tanto, es indispensable que los siguientes elementos estén presentes en el sistema – “celda de corrosión” - (NACE, 2011; **Figura 1.1**):

1. Ánodo: Es el electrodo que constituye la terminal negativa del circuito eléctrico y corresponde al material más reactivo (metal); éste cede electrones a través de un paso metálico hacia el cátodo y libera iones con carga positiva (cationes) en el electrolito, generando la degradación del material (**Figura 1.2**). La reacción química que tiene lugar en el ánodo es de tipo oxidación.
2. Cátodo: Es el electrodo que constituye la terminal positiva del circuito eléctrico (**Figura 1.3**). La reacción que tiene lugar en el cátodo es de tipo reducción (consumo de electrones). Este material no experimenta deterioro durante el proceso.
3. Electrolito: Es una disolución con conductividad eléctrica, separada en cationes y aniones, siendo las acuosas las que más favorecen el proceso corrosivo. La transferencia de cargas a través del electrolito se realiza mediante el movimiento de iones. Los cationes se desplazan del ánodo hacia el cátodo., mientras que los aniones (iones con carga negativa) se mueven en sentido contrario.
4. Paso metálico: Es una conexión metálica entre el ánodo y el cátodo que permite el flujo de electrones.
5. Diferencial de potencial: Cada metal o aleación metálica posee una tendencia a la corrosión en un medio determinado (electrolito), la diferencia en la degradación entre estos dos metales indicaran cual actuara como

ánodo y cátodo, en consecuencia el catódico tendrá un potencial mayor y una tendencia menor a la corrosión

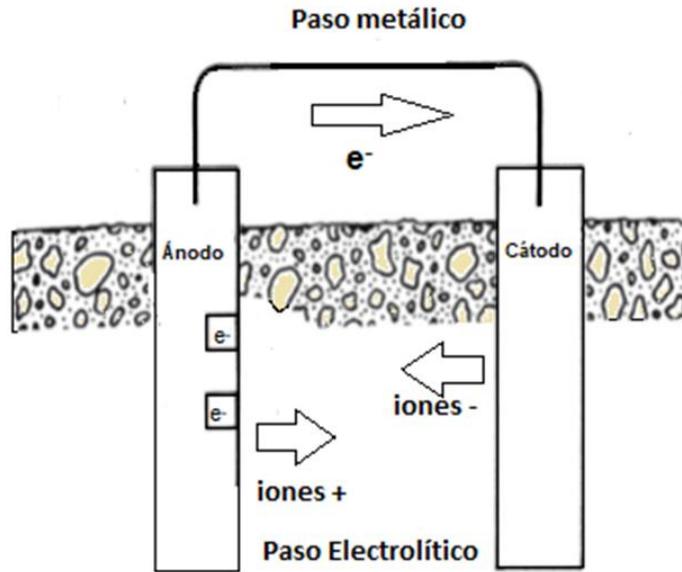


Figura 1.1 Celda de corrosión (Modificado de Uhlig, 1975).

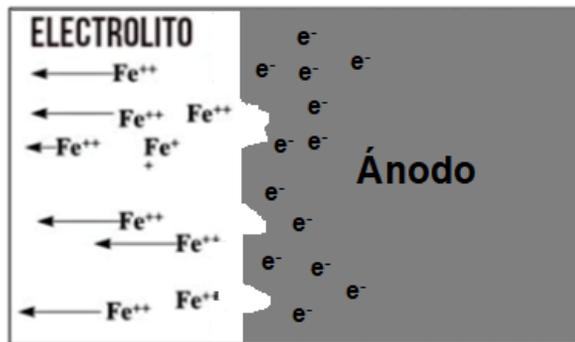


Figura 1.2 Reacción de oxidación en el ánodo (NACE, 2002).

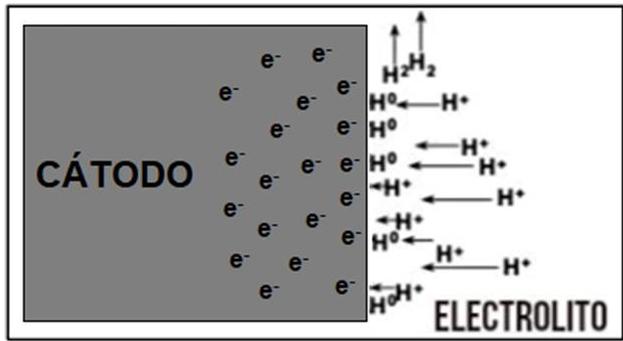


Figura 1.3 Reacción de reducción en el cátodo (NACE, 2002).

Cabe agregar que las reacciones de oxidación y reducción mencionadas se llevan a cabo simultáneamente y a la misma velocidad; si esto no fuese así, el metal quedaría cargado eléctricamente de forma espontánea, lo cual no es posible. Por otra parte, cabe destacar que el ánodo y cátodo no necesariamente son de materiales diferentes; de hecho, ambos pueden estar localizados en diferentes puntos sobre la superficie de un mismo material como se muestra en la **Figura 1.4**, lo que daría lugar al proceso de auto-corrrosión.

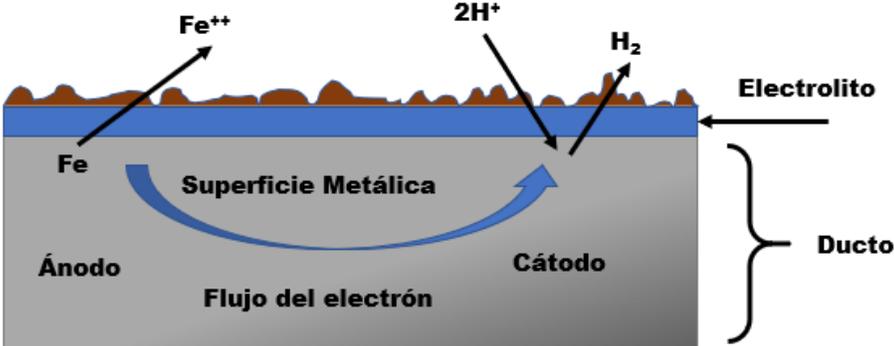


Figura 1.4 Ánodo y cátodo en una tubería.

1.3 Tipos de corrosión

Con base en los cambios físicos que genera en los materiales, Fontana (1987) identificó los ocho tipos de corrosión siguientes:

1. **Corrosión uniforme (Figura 1.5):** Se manifiesta sobre toda la superficie del material o en regiones amplias del mismo, y puede observarse a simple vista. Ocurre principalmente cuando el metal permanece expuesto sin protección alguna al medio ambiente. Ocasiona un adelgazamiento progresivo hasta que el material falla. Al considerar la cantidad de metal que se pierde anualmente por la corrosión, éste es el tipo más importante. Por la forma en que se presenta, es posible realizar pruebas de laboratorio para estimar la tasa de corrosión del material y establecer acciones para prevenirla o controlarla.



Figura 1.5 Corrosión uniforme (NACE, 2003).

2. **Corrosión galvánica (Figura 1.6):** Ocurre cuando dos metales diferentes entran en contacto en presencia de un electrolito; puede darse también entre un metal o aleación y un conductor no metálico. Este tipo de corrosión se caracteriza por su poder destructivo. Dependiendo del potencial electroquímico de los materiales, uno actúa como cátodo (el menos activo, con el potencial más noble) y el otro como ánodo (el más activo y menos noble), degradándose este último por disolución anódica. Si la relación entre las áreas ánodo/cátodo es pequeña, la tasa de degradación del ánodo puede ser rápida. En algunos casos, el material disuelto puede precipitarse. Entre los factores que afectan

los potenciales electroquímicos pueden mencionarse la composición en las aleaciones, la temperatura, y las propiedades del electrolito.

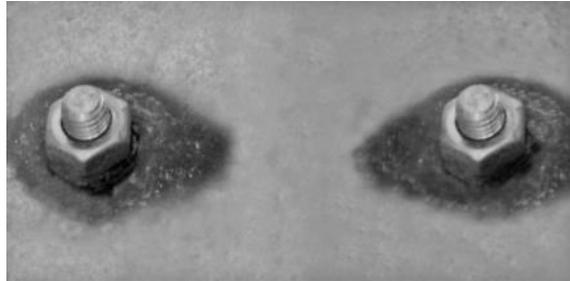


Figura 1.6 Corrosión galvánica (Wikimedia, 2019).

3. **Corrosión por picaduras (“pitting corrosion”, Figura 1.7):** Es un tipo de ataque extremadamente localizado que se manifiesta como perforaciones generalmente pequeñas pero profundas, y las cuales pueden llegar a atravesar totalmente el material con el paso del tiempo. Estas perforaciones pueden presentarse de forma aislada o formar un cúmulo sobre una región pequeña. Su detección visual se dificulta porque los productos de la corrosión tienden a cubrirlos, dando la apariencia de una superficie rugosa. Aun cuando la pérdida de metal que ocasiona puede ser insignificante, constituye uno de los tipos de corrosión más peligrosos en el transporte de fluidos en tuberías (**Figura 1.7**), ya que puede derivar en fugas.



Figura 1.7 Corrosión por picadura (NACE, 2003).

4. **Corrosión en grietas o hendiduras (“crevice corrosion”, Figura 1.8):** Es un tipo de corrosión localizada que se origina por el estancamiento de una solución corrosiva en las imperfecciones de las superficies de los materiales, tales como grietas, hendiduras y orificios pequeños; en áreas de contacto con algún tipo de recubrimiento; en imperfecciones ocasionadas en juntas, abrazaderas, y remaches, por mencionar algunas.

Los sitios sujetos a este tipo de corrosión deben ser lo suficientemente amplios para permitir la entrada de líquido, pero lo suficientemente pequeños para mantener la zona de estancamiento; de esta manera, suelen tener un ancho del orden de algunas milésimas de pulgada. En el microambiente que se forma existe un proceso difusivo de especies químicas que tiende agravar el proceso corrosivo, particularmente cuando hay presencia de cloruros u oxígeno.

Cabe mencionar que los productos de otros tipos de corrosión pueden depositarse y formar capas delgadas sobre los mismos materiales, propiciando la acumulación de fluidos debajo de ellas y corrosión de este tipo. La corrosión filiforme (en forma de filamentos) es un tipo especial de este tipo de corrosión.



Figura. 1.8 Corrosión en grietas o hendiduras (Training Argentina Oil & Gas, 2019).

5. **Corrosión intergranular o intercrystalina (Figura 1.9):** Es un tipo de ataque localizado en los bordes de grano o en los granos mismos de los materiales metálicos. Se presenta usualmente en aleaciones, de tal manera que uno de los dos metales es el que se corroe. En general, resulta en la pérdida de resistencia mecánica y ductilidad del material. Se origina por impurezas en los bordes de grano, así como por el enriquecimiento o empobrecimiento de alguno de los elementos de una aleación en tales puntos. En cualquier caso, se generan pequeñas celdas galvánicas en las cuales el borde de grano actúa como ánodo y se corroe selectivamente en comparación con el resto del grano (cátodo).

En los aceros inoxidable, este tipo de corrosión se presenta por la precipitación de carburos de cromo en los bordes cristalinos durante el tratamiento de soldadura (condiciones de alta temperatura). Generalmente, el ataque suele ser rápido y conduce a fallas catastróficas.

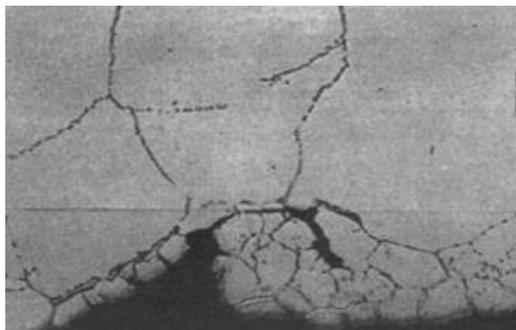


Figura. 1.9 Corrosión intergranular (NACE, 2003).

6. **Lixiviación selectiva (Figura 1.10):** Este tipo de corrosión se caracteriza por la separación de uno de los elementos químicos que conforman una aleación. El ejemplo clásico corresponde al latón; en este caso, iones de zinc (el cual es el elemento que se corroe por ser el más reactivo,) y cobre (es el menos activo) se disuelven en el medio; ahora bien, el primero permanece en

disolución, mientras que el cobre forma óxidos que tienden a depositarse sobre la superficie del material; a este proceso se le denomina dezincificación. Otro ejemplo, es la corrosión selectiva del cromo en el acero inoxidable expuesto a atmósferas con bajas concentraciones de oxígeno y altas temperaturas (cientos de °C).

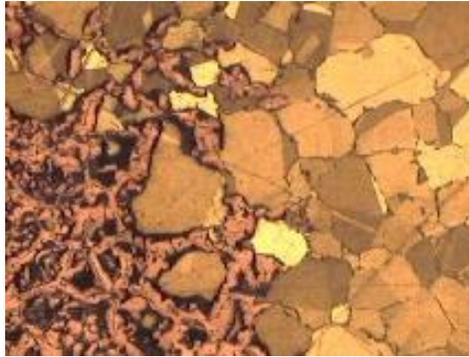


Figura 1.10 Lixiviación del latón (UPV, 2019).

- 7. Corrosión – erosión (Figura 1.11):** Se refiere al incremento de la tasa de corrosión como resultado del movimiento relativo entre el fluido corrosivo y el material. Debido a que el movimiento es generalmente rápido, se presenta un efecto de desgaste mecánico o abrasión. Ahora bien, la tasa de degradación del material se incrementa porque el fluido remueve el metal de la superficie como iones disueltos o como productos sólidos de corrosión.

Se caracteriza por la aparición de ondulaciones, ralladuras, surcos u agujeros, que siguen un patrón direccional. El medio corrosivo puede tratarse de gases, disoluciones acuosas, fluidos orgánicos, metales líquidos, y fluidos con sólidos en suspensión. Los efectos más severos se presentan en las zonas impactadas por los fluidos (por ejemplo, codos, té, propelas, y álabes).

La corrosión por cavitación suele incluirse en esta categoría, y está relacionada al daño que resulta por la formación y colapso de burbujas en un líquido cerca de una superficie metálica. Asimismo, se considera el caso en que el daño se produce como consecuencia del contacto de las superficies de dos materiales en vibración o rozamiento continuos, en cuyo caso se le denomina corrosión por desgaste debida a la fricción.



Figura 1.11 Corrosión-erosión (Manual NACE, 2003).

- 8. Corrosión bajo tensión (Figura 1.12):** Se refiere al agrietamiento de un material causado por esfuerzos de tensión en presencia de un medio corrosivo. Es un ataque extremadamente localizado, de tal manera que la superficie general del material puede no presentar ninguna traza de corrosión; sin embargo, a través de éste se propagan grietas finas que ponen en riesgo su integridad mecánica. Puede presentarse aun en el rango de esfuerzos considerados en el diseño del material, pasando desapercibida. Como caso particular, suele hablarse de corrosión por fatiga cuando el material está sujeto a esfuerzos repetitivos.

En general, los esfuerzos que experimenta un material en un sistema industrial pueden ser aplicados o residuales. Estos últimos tienen su origen durante el proceso de fabricación o instalación, como resultado de: esfuerzos térmicos inducidos por tasas desiguales de enfriamiento; mal diseño mecánico; durante operaciones de soldadura; y por cambios de fase durante tratamientos térmicos.

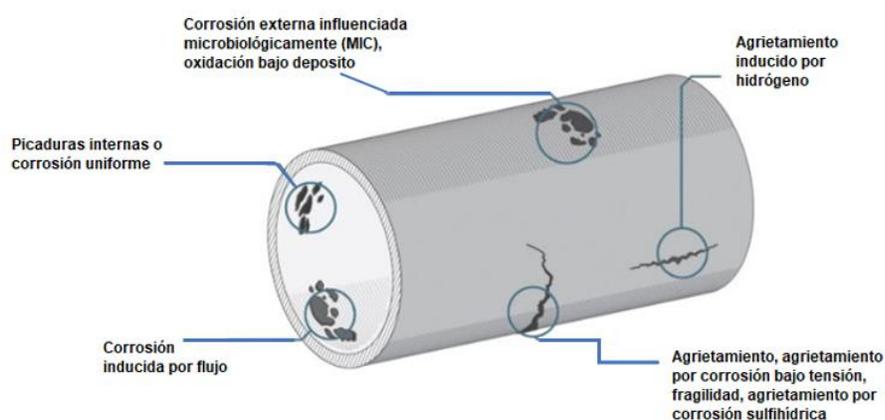


Figura 1.12 Varios tipos de corrosión en un ducto (Olympus, 2019).

Como comentario adicional, es importante destacar que diferentes autores han propuesto otros tipos de corrosión, en especial cuando el agente corrosivo es el hidrógeno. Una discusión extensa al respecto puede consultarse en Fontana (1987). En la sección 1.5.2 se mencionan los diferentes tipos de corrosión ocasionadas por este elemento químico.

1.3.1 Otras clasificaciones

De acuerdo con Dillon (1982), los tipos de corrosión descritos (**Figura 1.13**) pueden clasificarse en los tres grupos siguientes según la facilidad para identificarlos:

- Grupo 1. Identificables fácilmente por inspección visual.
- Grupo 2. Identificables mediante herramientas especiales de inspección.
- Grupo 3. Identificables con microscopía.

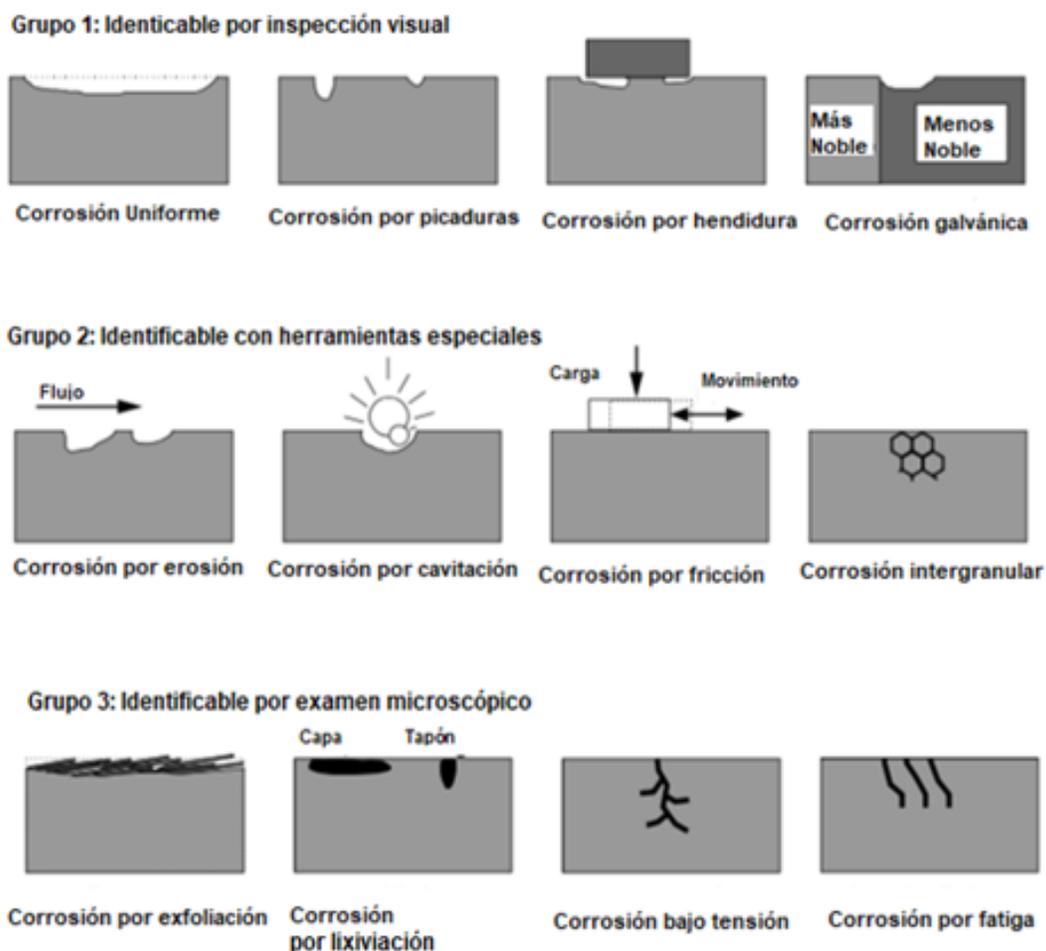


Figura 1.13 Clasificación de los tipos de corrosión según Dillon (modificado de Roberge, 2000).

Por otra parte, Staehle (Roberge, 2000) reconoce cuatro modos de corrosión a partir de la morfología del daño que originan:

1. Uniforme
2. Picaduras
3. Intergranular
4. Bajo tensión: transgranular e intergranular

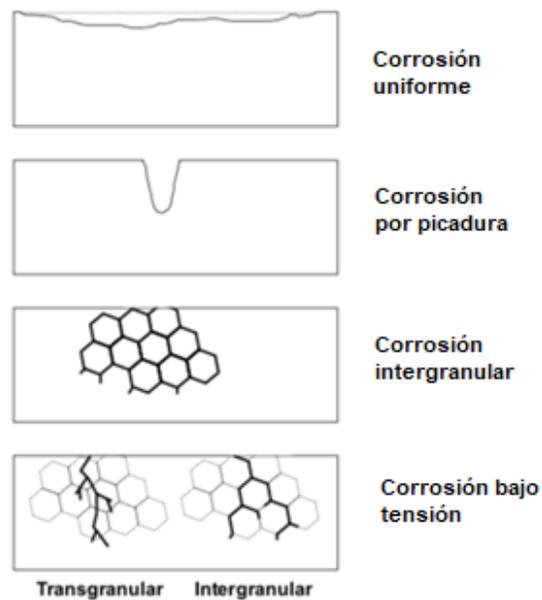


Figura 1.14 Modos de corrosión de Staehle (Roberge, 2000).

1.4 Factores que inciden en la corrosión

De acuerdo con sus estudios realizados sobre la degradación de los materiales, Staehle (Roberge, 2000) identificó seis factores que inciden en la corrosión, los cuales se indican en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1.1 Factores y elementos que inciden en el proceso de corrosión, según Staehle (Roberge, 2000).

Factor	Subfactores y elementos contribuyentes
Material	<ul style="list-style-type: none"> • Composición química • Estructura cristalina • Composición en el borde de grano • Condición de la superficie
Ambiente Definición química	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo, química, concentración, fase, conductividad
Circunstancia	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad, capa delgada en equilibrio con humedad relativa, ambiente húmedo/seco, desgaste y rozamiento, depósitos
Esfuerzo Definición del esfuerzo	<ul style="list-style-type: none"> • Esfuerzos mínimo, máximo y promedio; deformación constante/carga constante; ritmo deformación; planos de esfuerzo y deformación; frecuencia cíclica; forma de onda
Fuente del esfuerzo	<ul style="list-style-type: none"> • Intencional, residual, generado por productos de reacción, ciclos térmicos
Geometría	<ul style="list-style-type: none"> • Discontinuidades • Creación de potenciales galvánicos • Grietas químicas • Sedimentación gravitacional de sólidos. • Geometría restringida con transferencia de calor conducente a efectos de concentración • Orientación vs. medio ambiente
Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • En la superficie del metal expuesta al medio ambiente • Cambios con el tiempo
Tiempo	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en la química de los bordes de grano • Cambios en la estructura • Cambios en los depósitos de la superficie, químicos, o en la resistencia térmica • Desarrollo de defectos en la superficie, picaduras, u erosión • Relación del esfuerzo

1.5 Agentes Corrosivos

A continuación, se mencionan algunos de los agentes corrosivos más comunes en la industria (NACE, 2011; Fontana, 1987).

1.5.1 Agua

El agua pura, en cualquiera de sus fases, por sí misma no es un agente corrosivo ya que no es buena conductora de la electricidad. Ahora bien, su conductividad puede incrementarse en varios órdenes de magnitud cuando se encuentra en fase líquida y contiene cierto tipo de sólidos disueltos, propiciando la corrosión de los metales en contacto con ella. Estas partículas disueltas pueden ser minerales u orgánicas (microorganismos o bacterias).

Cuando el agua contiene cationes como el calcio, magnesio, bario y estroncio, suele denominársele “agua dura”; en este sentido, cabe mencionar que el incremento de la concentración de especies iónicas puede inhibir la solubilidad de otros agentes corrosivos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, e incluso derivar en la formación de incrustaciones minerales; en algunos casos, estas incrustaciones pueden reducir el avance de la corrosión al formar una barrera entre el metal y el medio.

Por otra parte, una disolución que no presenta los cationes antes mencionados se denomina “agua suave”, y puede ser más corrosiva que el “agua dura”, particularmente cuando presenta cloruros.

En los sistemas de producción y tratamiento del gas natural, debe mencionarse la importancia de inhibir la condensación del vapor de agua o separarla de la mezcla, ya que puede formar soluciones corrosivas, además de propiciar la formación de hidratos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Por otra parte, es importante identificar qué fase es continua en los ductos que transportan hidrocarburos en fase líquida y agua; es claro que la corrosión será más pronunciada cuando el agua constituye la fase continua, ya que estará en

contacto con la superficie interna de la tubería; esto debe tenerse en cuenta para seleccionar el inhibidor de corrosión adecuado (fase aceite o fase agua).

1.5.2 Hidrógeno

El hidrógeno atómico (H^+) es el único elemento químico que puede difundirse a través del acero y otros metales, originando diversas afectaciones en su integridad mecánica. Cabe señalar que la molécula de hidrógeno (H_2) no puede difundirse en estos materiales; por lo tanto, al hacer referencia a la corrosión por hidrógeno debe entenderse que se trata de hidrógeno atómico.

De acuerdo con Fontana (1987), pueden diferenciarse los siguientes cuatro tipos de daño mecánico causado por el hidrógeno:

- a) Ampollas de hidrógeno: se debe a la penetración del hidrógeno en los metales, y se manifiesta como burbujas o “ampollas”.
- b) Fragilización por hidrógeno: también consiste en la penetración de hidrógeno en el metal, pero adicionalmente reduce su ductilidad y resistencia a la tensión. A igual que las ampollas de hidrógeno, este tipo de daño puede presentarse por la exposición del metal al petróleo.
- c) Descarburación: Consiste en la remoción del carbono en los aceros por el efecto del hidrógeno a altas temperaturas; reduce la resistencia a la tensión de estos.
- d) Ataque por hidrógeno: Se debe a la interacción del hidrógeno con alguno de los elementos presentes en una aleación, y ocurre a altas temperaturas.

1.5.3 Dióxido de Carbono

El dióxido de carbono (CO_2) es un gas inodoro e incoloro, y casi siempre se encuentra presente en diferentes concentraciones en los fluidos de los yacimientos petroleros. En presencia de agua, el CO_2 puede formar ácido carbónico (H_2CO_3) y ocasionar la corrosión interna de las tuberías de acero al carbono; esto dependerá de la composición del agua y de las condiciones de presión y temperatura en el sistema. En la industria, suele denominársele “corrosión dulce”. Cuando se forma el ácido carbónico, el pH de la solución disminuye y se incrementa la tasa de corrosión.

En el caso del agua “dura”, el CO_2 puede formar carbonatos (CO_3^{2-}) y/o bicarbonatos (HCO_3^-), los cuales a su vez pueden precipitarse y generar incrustaciones sobre la superficie del metal; esta película de incrustaciones puede reducir la tasa de corrosión, pero también puede obstruir el paso de fluidos a través de tuberías.

1.5.4 Oxígeno O_2

En sistemas de transporte de gas con presencia de agua, la corrosión puede incrementarse sustancialmente por el oxígeno (O_2). Esto se debe principalmente a que es un agente oxidante fuerte. En particular, puede acelerar la tasa de corrosión por picaduras hasta 10 veces cuando también existe presencia de CO_2 y/o H_2S . En la práctica, se considera que una concentración de O_2 disuelto mayor de 0.05 ppm es corrosiva (NACE, 2011).

1.5.5 Sulfuro de hidrógeno H_2S

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas incoloro y altamente tóxico. En los fluidos de yacimientos petroleros, es uno de los compuestos inorgánicos más comunes y se presenta en diferentes concentraciones. Por otra parte, también puede generarse en los sistemas de producción petroleros por los procesos metabólicos de bacterias sulfato-reductoras (**Figura 1.15**).

El H_2S se solubiliza en el agua y forma un ácido débil que ocasiona corrosión por picaduras en tuberías de acero al carbono. Cuando el H_2S y el hierro (Fe) reaccionan, generan sulfuro férrico (FeS); éste se adhiere a la superficie del acero y actúa como cátodo. En los puntos en que esta incrustación presenta espacios libres, el proceso corrosivo se acelera de tal manera que se forman picaduras profundas que eventualmente pueden derivar en la falla de la tubería. Cabe mencionar que la presencia de H_2S también puede ocasionar otros tipos de corrosión; por ejemplo, por ampollas de hidrógeno. A la corrosión asociada al H_2S suele denominársele “corrosión amarga”.

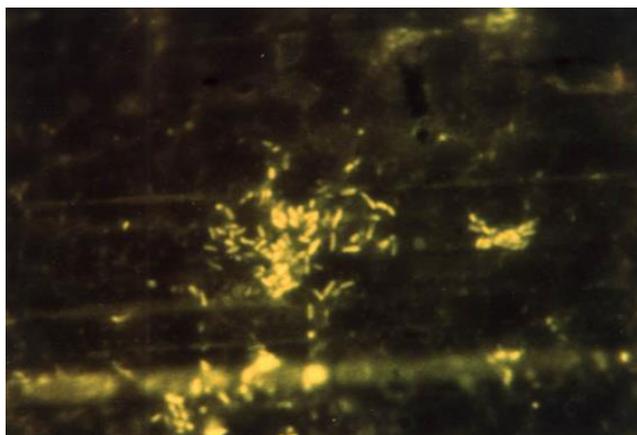


Figura 1.15 Colonia de bacterias asociadas con el producto de corrosión (Manual NACE, 2003).

1.5.6 Temperatura

La temperatura es un factor que debe considerarse en el estudio de los procesos corrosivos, ya que involucran reacciones químicas. En este sentido, puede mencionarse que la tasa de corrosión se incrementa conforme aumenta la temperatura; en el caso de los materiales metálicos (hierro, acero), puede duplicarse por cada incremento de $10\text{ }^{\circ}C$ (NACE, 2011).

Ahora bien, cabe destacar que la temperatura también incide de manera indirecta en que se genere un ambiente corrosivo. Por una parte, la solubilidad de los gases (por ejemplo, H_2S y CO_2) en el agua disminuye con el incremento de la temperatura; por lo tanto, estos tenderán a vaporizarse y la solución será menos ácida (disminuye su efecto corrosivo). En el caso de mezclas gaseosas con presencia de vapor de agua, ésta puede condensarse y formar una solución acuosa ácida (aumenta riesgo de corrosión) si la temperatura disminuye.

1.6 Corrosión en la industria petrolera

La corrosión constituye una problemática común en toda la cadena de valor de la industria petrolera, desde la perforación de pozos hasta los procesos de refinación, e implica costos considerables en los proyectos de explotación de campos. De acuerdo con Kermani y Harrop (1996), causa el 25% de las fallas mecánicas en las instalaciones, tuberías y equipos. Por otra parte, estos mismos autores refieren proyectos petroleros costa afuera en el mar del Norte, en que el 8% de los gastos de capital, y del 25 al 33% de los gastos de operación, estuvieron asociados a la corrosión.

Por lo tanto, es fundamental atender oportunamente esta problemática a través de estrategias de prevención y/o remediación, ya que, además de los aspectos económicos antes mencionados, puede derivar en fugas de sustancias que pongan en peligro vidas humanas y ocasionen daños ambientales irreparables.

Ahora bien, una de las causas primarias de la corrosión en pozos e instalaciones superficiales de producción se atribuye a que los fluidos recuperados de los yacimientos contienen compuestos corrosivos en diferentes fases y concentraciones, tales como el H_2S y el CO_2 ; considerando que prácticamente todos los pozos en algún momento producirán agua (con salinidades del orden de 10^4 a 10^5 ppm), entonces se reúnen las condiciones necesarias para que las

tuberías y demás elementos metálicos en el sistema eventualmente presenten corrosión interna.

Existen otras situaciones que pueden causar corrosión en los pozos. Por ejemplo, por el uso de ácidos, tales como HCl y HF, durante las operaciones de estimulación de yacimientos y/o limpieza de la sarta y árbol de producción. Asimismo, por la acción de los químicos utilizados durante el fracturamiento hidráulico en formaciones de baja permeabilidad.

En los procesos de recuperación secundaria y recuperación mejorada también se inyectan fluidos o productos químicos que pueden corroer las tuberías de producción y revestimiento; por ejemplo, CO₂, gas natural, vapor de agua, agua, y disoluciones poliméricas. En el caso de la inyección de agua, el riesgo de corrosión se incrementa por la entrada de oxígeno a través de los equipos de bombeo.

Por otra parte, en los sistemas de alta productividad puede presentarse corrosión-erosión debido a las altas velocidades de los fluidos; es claro que el daño será más severo y rápido si estos arrastran arenas de las formaciones productoras.

Por otra parte, la superficie externa de los diferentes componentes del sistema integral de producción generalmente está expuesta a diversos ambientes corrosivos. Esto resulta de particular interés en instalaciones costa afuera, donde los ductos que van del fondo marino hasta las plataformas de producción, o de éstas hacia las instalaciones localizadas en tierra a decenas o cientos de kilómetros, están en contacto permanente con el agua de mar.

Como comentario final, cabe resaltar que en esta sección solo se mencionaron algunas de las causas típicas de la corrosión en el sistema integral de producción. En cualquier caso, es claro que el riesgo de corrosión se incrementa debido a las elevadas temperaturas y presiones, así como a los grandes esfuerzos mecánicos, a que están sujetos los diferentes componentes del sistema.

Capítulo 2

Evaluación de la corrosión

“Es importante resaltar que la corrosión es un proceso espontáneo que solo puede controlarse; a nivel industrial, las principales formas de mitigar el fenómeno son a través del diseño de nuevos materiales, el uso de recubrimientos y pinturas, el uso de protección catódica y el uso de inhibidores de corrosión”.

Dr. Luis Silvestre (Oil & Gas Magazine, 2015).

La realización de pruebas experimentales es fundamental para identificar y caracterizar los procesos corrosivos que puede presentar un material. Los resultados que se obtienen se utilizan para seleccionar los materiales más adecuados para la aplicación industrial de interés, así como para evaluar tecnologías de prevención o mitigación de manera oportuna.

Este capítulo comienza con una revisión de las principales variables experimentales que se utilizan para estimar la tasa de corrosión. Posteriormente, se describen algunas de las pruebas más comunes que se realizan en laboratorio. Finalmente, se discuten las tecnologías disponibles para el monitoreo en línea de la corrosión en ductos petroleros.

2.1 Variables de medición

Uno de los principales parámetros que deben cuantificarse en los procesos corrosivos, es la tasa de corrosión; ésta indica la velocidad con que se degrada el espesor del material expuesto a cierto medio ambiente, y se reporta generalmente en milésimas de pulgada por año (mils per year - mpy, en inglés) o en milímetros por año.

Existen diversos procedimientos experimentales en laboratorio, así como en sistemas en línea, para cuantificar la tasa de corrosión (Silverman, 2005; Roberge, 2000). Ahora bien, los datos requeridos para evaluarla directa o indirectamente pueden agruparse en dos grandes grupos: electroquímicos y no electroquímicos. A continuación, se describen los más comunes en cada rubro.

2.1.1 Datos electroquímicos

Considerando que la corrosión es fundamentalmente un proceso electroquímico, resulta natural monitorear las propiedades eléctricas del sistema para identificar si el material es o no resistente a ésta y, en su caso, estimar su tasa de degradación. Las principales variables electroquímicas que se miden durante las pruebas de corrosión son las siguientes:

- 1) Potencial (voltios-V). Es el voltaje del electrodo que se corroe, medido en un circuito abierto en el electrolito. Se mide con respecto al potencial en un electrodo de referencia. De manera cualitativa, puede mencionarse que el material es más resistente o “más noble” a la corrosión conforme el potencial sea más positivo; en contraparte, entre más negativo, el material será más reactivo a la corrosión (**Figura 2.1**), respecto a la tabla de potencial Redox.
- 2) Corriente (amperes-A) o densidad de corriente (A/cm^2). Las mediciones de la corriente eléctrica (o de la densidad de corriente) son las más utilizadas para estimar la tasa de corrosión, ya que están relacionadas por las leyes electroquímicas de Faraday. Dependiendo del tipo de prueba y de otras

variables eléctricas registradas, pueden estimarse propiedades adicionales del sistema. Por ejemplo, las curvas de voltaje vs. corriente (directa) permiten estimar la resistencia a la polarización o polarización lineal; por otra parte, las curvas de voltaje vs logaritmo de la densidad de corriente (curvas de polarización) se utilizan para determinar la susceptibilidad de una aleación a la corrosión local por picaduras y en grietas.



Figura 2.1 Serie galvánica para metales comunes (ECCA, 2011).

- 3) Impedancia (ohm-Ω). La impedancia es una medida de la oposición que presenta un circuito a una corriente cuando se aplica una tensión eléctrica. Esta propiedad extiende el concepto de resistencia eléctrica en los circuitos de corriente directa a los circuitos de corriente alterna (CA), y posee tanto magnitud como ángulo de fase. Se representa con números complejos, donde la parte real corresponde a la resistencia y la imaginaria es la reactancia. La medición de la impedancia tiene su aplicación más importante en pruebas de corrosión de materiales de diversa conductividad; por ejemplo, para probar la efectividad de recubrimientos o productos anti-corrosivos. Asimismo, es común registrar esta propiedad en sistemas en línea para identificar problemas de corrosión localizada.

- 4) “Ruido electroquímico”. Existen procedimientos especiales para inferir las tasas de corrosión a partir de la medición y análisis de las fluctuaciones (“ruido electroquímico”) en el potencial o en la corriente durante un proceso corrosivo. Este tipo de mediciones se utilizan comúnmente para monitorear en línea la presencia de corrosión localizada (picaduras, en grietas, y bajo tensión).

2.1.2 Datos no electroquímicos

A continuación, se mencionan algunos tipos de datos no electroquímicos, obtenidos mediante pruebas que no tienen como objetivo la medición de corriente o voltaje, utilizados para estimar la tasa de corrosión de un material, así como para caracterizar este fenómeno a diferentes escalas.

- 1) Pérdida de masa. Una de las formas más comunes para cuantificar la tasa de corrosión de un material es a partir de la masa que fue corroída (Fontana 1987; Harvey, 2009). Para tal efecto, la muestra del metal (con masa inicial, dimensiones y densidad conocidas) se sumerge en el medio corrosivo de interés; luego de cierto tiempo de exposición, se remueven los productos de la corrosión y se cuantifica la masa final del material. Considerando la naturaleza de este método, se aplica principalmente cuando la corrosión es de tipo uniforme.

La tasa de corrosión se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$Tasa\ de\ corrosión = \frac{K * W}{A * T * D}, \quad \dots\dots\dots 2.1$$

donde T = Tiempo de exposición, h; A = Área, cm²; W = Pérdida de peso, g.; D = Densidad, g/cm³; K = 3.45 x 10⁶ para la tasa de corrosión en milímetros por año (mpy).

En la ecuación 2.1, la pérdida de masa es la diferencia de la masa inicial y la masa final. En la **Tabla 2.1**, se indican algunas categorías cualitativas para la tasa de corrosión.

Es importante señalar que la validez de los resultados obtenidos con esta técnica dependerá de que se remuevan eficientemente los residuos generados. Por otra parte, también debe mencionarse que implícitamente se asume que la tasa de corrosión es constante; esto pudiera resultar cuestionable en algunos casos, ya que puede ir disminuyendo o aumentando con el tiempo dependiendo de las características del sistema; por lo tanto, es común que se realicen pruebas con varias muestras a diferentes periodos de exposición.

Tabla 2.1 Categorías cualitativas para la tasa de corrosión
(NACE ESTÁNDAR RP-07-75, 2005).

Categoría	Tasa de corrosión promedio		Tasa de corrosión por picadura (máxima)	
	mm/año	mpy	mm/año	mpy
Baja	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderada	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
Alta	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severo	>0.25	>10	>0.38	>15

- 2) Datos de análisis de superficie. Identificar y evaluar los efectos de los diferentes tipos de corrosión localizada en una muestra de material es una tarea compleja; por lo tanto, generalmente es necesario integrar información tanto cuantitativa como cualitativa; de esta manera, los datos van desde inspecciones visuales de la apariencia de la superficie del material, hasta análisis con tecnologías avanzadas que permiten identificar y cuantificar cambios en su estructura interna y en su composición como resultado de la corrosión.

Existen diversas tecnologías para realizar análisis de superficie de acuerdo con las características del metal, del agente corrosivo y del tipo de corrosión que se inspeccionará; entre las más comunes, pueden mencionarse la espectroscopía electrónica Auger y la espectroscopía fotoelectrónica de rayos X; algunas de sus limitaciones son: a) se reservan para casos que ameritan análisis especializados debido a que son costosas; b) las pruebas se deben realizar en láminas delgadas en un ambiente de ultra-alto vacío, por lo que puede ser sencillo que se altere su estructura interna; y c) también pueden generar cambios en su composición.

Cabe destacar que hay otras tecnologías in-situ, como por ejemplo la microscopía electroquímica de barrido, que no requieren someter las muestras a un ambiente al vacío y permiten realizar las pruebas en ambientes acuosos. Una descripción de éstas y otras tecnologías pueden consultarse en Hopkins (2005).

- 3) Datos de pruebas de corrosión bajo tensión. En las pruebas de corrosión bajo tensión, uno de sus objetivos principales es determinar el tiempo transcurrido en que comienza a agrietarse una muestra de material cuando se somete a esfuerzos intensos en un medio corrosivo. La corrosión que se genera es de tipo localizado, con grietas que se propagan en el seno del material hasta ocasionar eventualmente su ruptura. Para que se presente, el esfuerzo aplicado debe exceder cierto umbral. Es más común en aleaciones metálicas.

Para realizar las pruebas, generalmente se utilizan probetas en forma de U o T, las cuales se someten a carga o deformación constante en un ambiente corrosivo. Además del tiempo en que ocurre la primera grieta, se registra la temperatura, el número de ciclos de tensión y la carga ejercida. Este tipo de pruebas se realiza comúnmente en el estudio de fragilización por hidrógeno.

- 4) Datos hidrodinámicos. El movimiento del fluido en que se encuentra inmerso un material tiene repercusiones en el proceso corrosivo. Por lo tanto, pueden realizarse pruebas de laboratorio bajo condiciones de flujo. En este caso, además de los datos concernientes a la tasa de corrosión, se realizan mediciones para caracterizar la hidrodinámica del sistema. Los resultados se expresan comúnmente en términos de los números adimensionales relevantes, tales como el número de Reynolds.

2.2 Pruebas de laboratorio

Una parte fundamental en la selección y diseño de una prueba experimental para caracterizar la corrosión de un material es identificar su propósito y visualizar los resultados esperados con sus posibles limitaciones. De esta manera, existen diferentes tipos de pruebas de acuerdo con la composición del material, el o los agentes corrosivos, las condiciones de presión y temperatura, y el tipo de corrosión, entre otros factores. En cualquier caso, se busca reproducir lo mejor posible las condiciones a las que el material de interés estará operando.

Con respecto al punto anterior, es claro que el tiempo de evolución de un proceso corrosivo en un sistema real puede hacer prohibitivo realizar pruebas en laboratorio durante periodos prolongados (por ejemplo, del orden de meses e incluso años). Por lo tanto, éstas suelen realizarse en las condiciones más agresivas y/o acelerando el proceso artificialmente para obtener resultados en un tiempo razonable.

Independientemente del tipo de prueba, deberán realizarse varios experimentos bajo las mismas condiciones para evaluar la validez de los resultados obtenidos. Posteriormente, éstos deberán analizarse en el contexto de las pruebas realizadas con sus limitaciones respectivas, para determinar si es factible extrapolarlos al comportamiento real del sistema.

Los estándares internacionales para llevar a cabo una amplia diversidad de pruebas experimentales de corrosión son publicados principalmente por la ASTM (*American Society for Testing and Materials*) y NACE (*National Association of Corrosion Engineers*). Las pruebas de laboratorio más comunes pueden agruparse en los rubros siguientes (Roberge, 2000):

1. En cámaras de corrosión
2. De inmersión
3. De alta temperatura/alta presión
4. Electroquímicas

2.2.1 Pruebas en cámaras de corrosión

Las cámaras de corrosión son recipientes cerrados en los que se trata de generar un medio ambiente similar al que estará expuesto el material en condiciones normales de servicio. Para tal efecto, suelen utilizarse nieblas, nieblas salinas o gases corrosivos (por ejemplo, SO₂, H₂S, NO₂). Las cámaras cuentan con controles para regular la temperatura, y algunas permiten la emisión de rayos ultravioleta para acelerar el proceso corrosivo. La inspección de las muestras se realiza visualmente o mediante microscopios; posteriormente, suelen llevarse a cabo análisis de la superficie de las muestras.

Las pruebas más comunes que se realizan en las cámaras de corrosión son (Roberge, 2000):

- 1) Pruebas con control de humedad: Se utilizan para investigar la resistencia de un material a la corrosión cuando está expuesto a un ambiente húmedo (humedad de 85 a 95%); algunas cámaras cuentan con sensores y controles que permiten variar la humedad cíclicamente para simular ambientes tropicales.
- 2) Pruebas con gases corrosivos: En estas pruebas se genera un ambiente húmedo adicionado con gases corrosivos; comúnmente se utiliza SO₂, o mezclas con H₂S y NO₂, a diferentes concentraciones.
- 3) Pruebas con niebla salina: Este tipo de prueba es la común, y en ella se utiliza una niebla generada a partir de una solución salina (5 a 20% de NaCl); se realiza generalmente a 35 °C. Los elementos típicos de la cámara se indican en la **Figura 2.2**; la muestra del material se coloca en una posición de 15° a 30° respecto a la vertical para permitir cierto nivel de condensación. En algunas variantes de estas pruebas se utilizan soluciones sintéticas de agua de mar, nieblas mezcladas con SO₂ y NaCl, u otras soluciones con pH bajo (~3); en otras, la exposición del material a la niebla salina puede alternarse con periodos de secado con rayos ultravioleta.

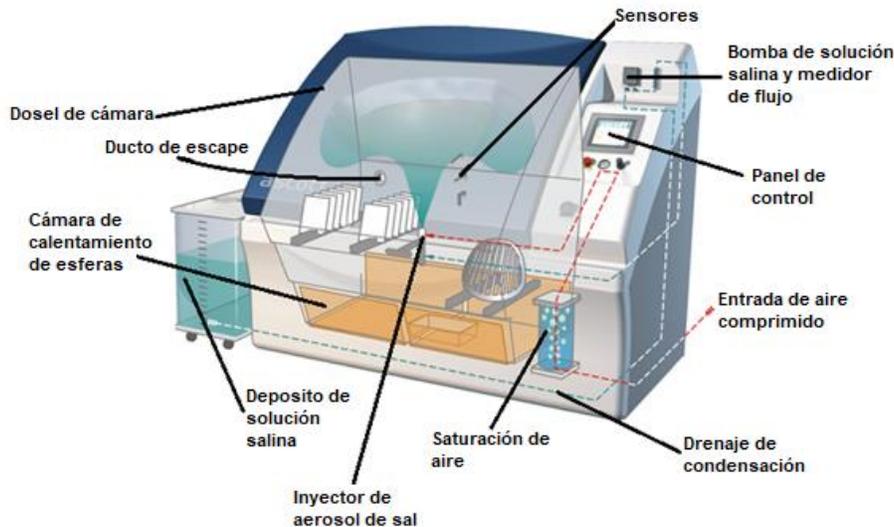


Figura 2.2 Cámara para pruebas de corrosión (Ascott, 2019).

2.2.2 Pruebas de inmersión

En este tipo de pruebas, muestras pequeñas del material (p.e., de 2 a 5 cm² por lado) se sumergen total o parcialmente en la solución electrolítica de interés (**Figura 2.3**). El tiempo de exposición en los experimentos generalmente es un orden de magnitud mayor al esperado en condiciones de operación en campo. Cuando esto no es posible, el proceso puede acelerarse artificialmente; por ejemplo, incrementando la acidez de la solución, la concentración de sales disueltas, y/o la temperatura. Las pruebas deben repetirse cierto número de veces para garantizar la reproducibilidad de los resultados obtenidos.

Los principales tipos de pruebas de inmersión son las siguientes:

- 1) Inmersión simple: Las pruebas se realizan sobre pequeñas láminas delgadas sumergidas durante cierto tiempo en la solución de interés; su tasa de corrosión se determina a partir de la medición de la pérdida de masa. Este tipo de procedimiento es uno de rápidos y económicos, por lo que resulta útil en la preselección de materiales.

- 2) Inmersión alternada: Las pruebas se realizan alternando periodos de secado en una atmósfera húmeda, con periodos de inmersión en la disolución electrolítica; esto con la finalidad de emular los cambios ambientales a que estará expuesto el material en condiciones normales de servicio. En las pruebas, generalmente se realizan cientos de ciclos.



Figura 2.3 Prueba de inmersión (Modificada de Kumar et al., 2019)

2.2.3 Pruebas de alta presión/alta temperatura (HT/HP)

En este tipo de pruebas se analizan los procesos corrosivos que experimenta un material, recreando artificialmente el ambiente de alta presión y/o alta temperatura a las cuales estará expuesto. Como ejemplo de sistemas con tales condiciones extremas, pueden mencionarse los yacimientos petroleros clasificados como de alta presión/alta temperatura (“HPHT: High Pressure/High Temperature”, por su siglas en inglés), con presiones estáticas mayores de 700 kg/cm² y temperaturas mayores de 150 °C (**Figura 2.4**).

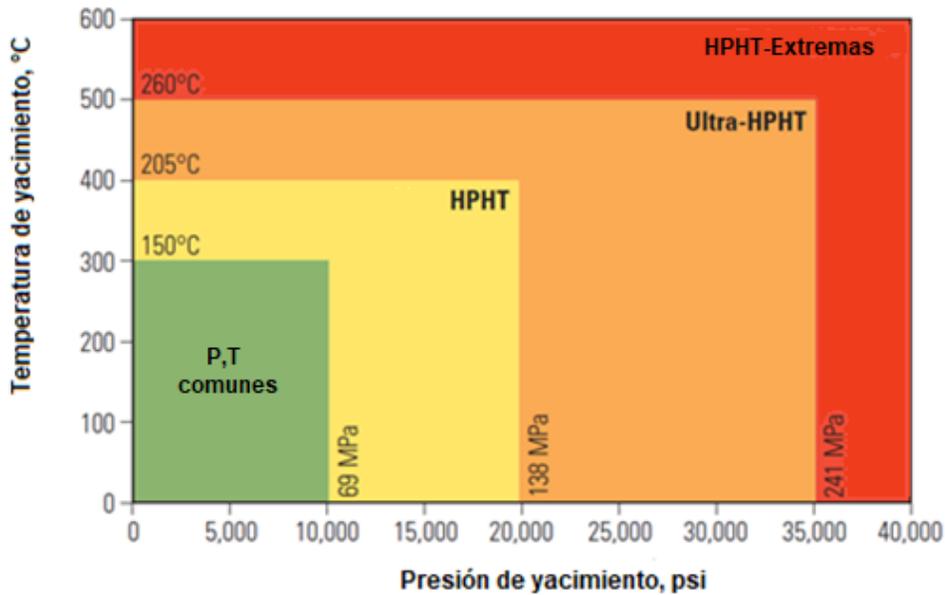


Figura 2.4 Yacimientos de alta presión/alta temperatura.

Por las condiciones de presión y/o temperaturas extremas, las pruebas se realizan generalmente en recipientes cilíndricos de acero inoxidable de paredes gruesas (autoclaves, **Figura 2.5**); se utilizan pequeñas láminas rectangulares y delgadas del material, las cuales se pondrán en contacto con una fase líquida, una fase gaseosa o en la interfase de un sistema líquido-vapor, según corresponda.

Usualmente, los equipos cuentan con sistemas automatizados de agitación y están instrumentados para realizar mediciones electroquímicas, así como para evaluar los tipos de corrosión; algunos cuentan con ventanas transparentes para visualizar la evolución del proceso corrosivo o con tecnologías de fibra óptica para transmitir las imágenes en tiempo real a equipos de cómputo.

Las pruebas pueden realizarse en condiciones estáticas, con agitación, o con recirculación/refresco del medio. En el primer caso, el recipiente se sella y presuriza, el medio está una sola fase (líquido o gas), y no se ejerce ninguna agitación externa; el movimiento del fluido dentro de la celda se debe a la convección natural.

En el segundo tipo de pruebas, el recipiente se agita mediante sistemas mecánicos o magnéticos, y comúnmente el medio se encuentra en dos fases; algunos equipos permiten generar flujos turbulentos para evaluar su efecto sobre la corrosión/erosión del material.

En el último caso, el líquido y/o vapor utilizados se remplazan de forma continua o a ciertos intervalos de tiempo debido a limitaciones en cuanto al volumen disponible y agotamiento del agente corrosivo en el recipiente.



Figura 2.5 Autoclave para pruebas de corrosión por alta temperatura (Cormet Testings, 2019; Ohio Engineering, 2019).

2.2.4 Pruebas electroquímicas

Debido a que la corrosión es fundamentalmente un fenómeno de naturaleza electroquímica, existen pruebas experimentales para caracterizarla a partir de mediciones de intensidad de corriente, potencial y/o impedancia. Existen diversas configuraciones de equipos para realizarlas, pero en todos los casos su principio de operación es el correspondiente al de una celda de corrosión.

En las pruebas se controla y mide el potencial y la corriente de las reacciones de oxidación/reducción en el sistema, por lo que pueden desarrollarse diversos experimentos con la manipulación de estas dos variables; además de determinar la tasa de corrosión (extrapolación de Tafel (Alto campo DC); Roberge, 2000) y otros datos de interés (por ejemplo, la resistencia a la polarización (Bajo campo DC)) con base en ellas, en ciertas pruebas también permiten identificar problemas de corrosión localizada por picaduras y/o por grietas.

Las pruebas comúnmente se realizan en celdas de polarización (**Figura 2.6**), las cuales consisten en una disolución electrolítica, un electrodo de referencia, un electrodo auxiliar, y la muestra metálica (electrodo de trabajo). Los tres electrodos se colocan en el electrolito, y se conectan a un potencióstato. La corriente eléctrica entre los electrodos de trabajo y auxiliar se mide con un amperímetro; por otra parte, el potencial de corrosión se mide en el potencióstato como la diferencia de energía entre el electrodo de trabajo y el electrodo de referencia. Algunos equipos cuentan con accesorios para la emisión de burbujas para asegurar la uniformidad de la solución química durante el proceso.

Aquellas pruebas en que se mantiene constante el potencial en el electrodo de trabajo, se denominan potencióstáticas; como resultados, se obtienen gráficas del comportamiento de la corriente en el tiempo. Por otra parte, en las denominadas pruebas de polarización potencio-dinámicas, el potencial aplicado se incrementa de forma continua con el tiempo y se registra la corriente (o la densidad de corriente) correspondiente; se obtienen gráficos de corriente vs. Potencial. Las pruebas anteriormente mencionadas corresponden al método potencióstático de obtención de una curva de polarización.

Una vez que el potencial o la densidad de corriente alcanzan un valor preestablecido en los experimentos potencio-dinámicos, el potencial aplicado puede disminuirse hasta su valor inicial; la corriente se mide durante todo el proceso, el cual puede presentar histéresis. A esta variante de las pruebas se les denomina de polarización cíclica.

La información generada en las pruebas de polarización cíclica se utiliza para determinar el valor mínimo de potencial en que una muestra comienza a presentar picaduras; esto se identifica por un incremento considerable en la corriente medida para un mismo incremento de potencial. Asimismo, los resultados de la prueba permiten identificar posibles problemas de corrosión por grietas, de tal manera que el material será más susceptible a este tipo de ataque conforme la histéresis sea más pronunciada.

En otro tipo de experimentos puede controlarse la corriente y se mide el potencial. Así, en las pruebas denominadas galvano-estáticas o métodos galvanostáticos se mantiene la corriente y se registra el potencial en función del tiempo. En las galvano-dinámicas, la corriente varía con el tiempo y el potencial se registra de manera continua; como resultado, se obtienen mediciones de potencial vs. corriente controlada.

Una descripción detallada de las pruebas mencionadas en esta sección, así como de las pruebas de espectroscopía de impedancia y de ruido electroquímico, pueden consultarse en Scully (2005) y en Roberge (2000); en estas obras, se presentan los procedimientos de análisis de los resultados de las diferentes pruebas para caracterizar los procesos corrosivos.

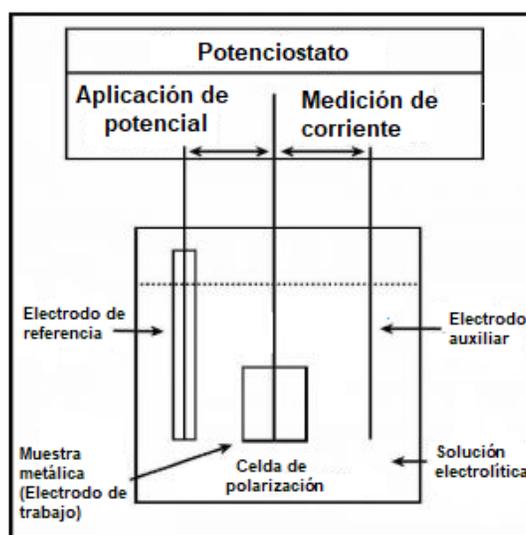


Figura 2.6 Celda de polarización (Hake, 2016).

2.3 Corrosión interna en ductos

La corrosión interna en ductos que transportan los fluidos de los yacimientos petroleros se origina principalmente por la presencia de agua, CO₂ (corrosión dulce) y H₂S (corrosión amarga); cabe mencionar que este último compuesto también puede generarse al interior de los ductos como producto de desecho de bacterias sulfato-reductoras.

Ahora bien, la evaluación de la corrosión interna en ductos se realiza generalmente con base en datos obtenidos de:

- 1) Testigos y probetas de corrosión
- 2) Diablos instrumentados

2.3.1 Testigos y probetas de corrosión

a) Testigos de corrosión.

Los testigos (o cupones) de corrosión son placas metálicas con especificaciones y dimensiones conocidas que se introducen en los ductos para evaluar la corrosión generada por los fluidos transportados, mediante técnicas gravimétricas. En principio, deben estar elaborados con los mismos materiales del ducto analizado (acero al carbono); cuando esto no es posible, deben utilizarse materiales con composición y propiedades semejantes.

Los testigos de corrosión utilizados por Petróleos Mexicanos (PEMEX) para la inspección de sus ductos son de geometrías rectangular y circular (**Figura 2.7**). Pueden instalarse rasantes (no obstruyen el paso de fluidos o de los elementos de limpieza interna) o en el seno de los fluidos transportados (**Figura 2.8**), conforme a las necesidades en la medición de la tasa de corrosión; aún más, pueden instalarse testigos adicionales en paralelo a diferentes alturas en el interior de los ductos.

De acuerdo con la NRF-194-PEMEX-2013, los testigos rectangulares tienen esquinas redondeadas y sus dimensiones varían entre 2" y 6" de largo, ancho de 3/8" a 7/8", y espesor de 1/16" a 1/8", dependiendo de la aplicación específica. En el caso de los testigos circulares, éstos tienen un diámetro externo de 1.25" y un espesor de 1/8"; su orificio central puede ser con chaflán o recto, de 0.312" y 1/2" de diámetro, respectivamente.

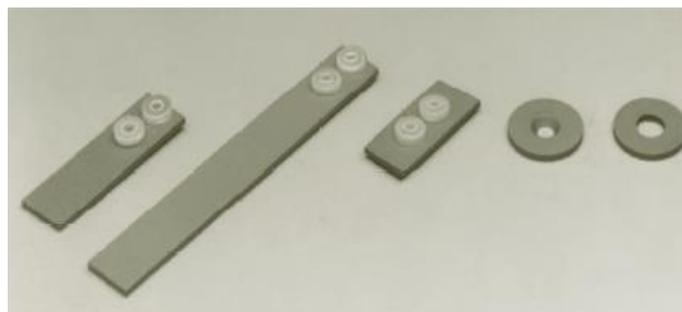


Figura 2.7 Formas típicas de testigos circulares rasantes y rectangulares (PEMEX, 2013).

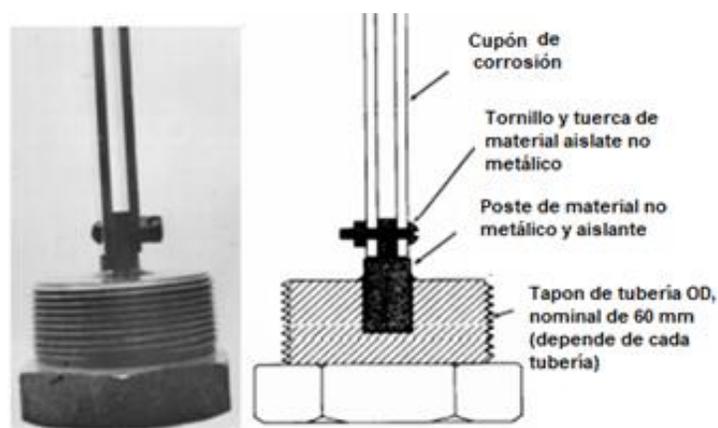


Figura 2.8 Arreglo cupón/tapón de tubería (COSASCO, 2019; PEMEX, 2013).

Los cupones se colocan con accesorios especiales que permiten recuperarlos sin necesidad de detener el flujo, y en puntos susceptibles a la corrosión en tramos expuestos de los ductos (**Figura 2.9** y **Figura 2.10**). En cuanto al tiempo que deben permanecer instalados, la norma referida establece un mínimo de 30 días.

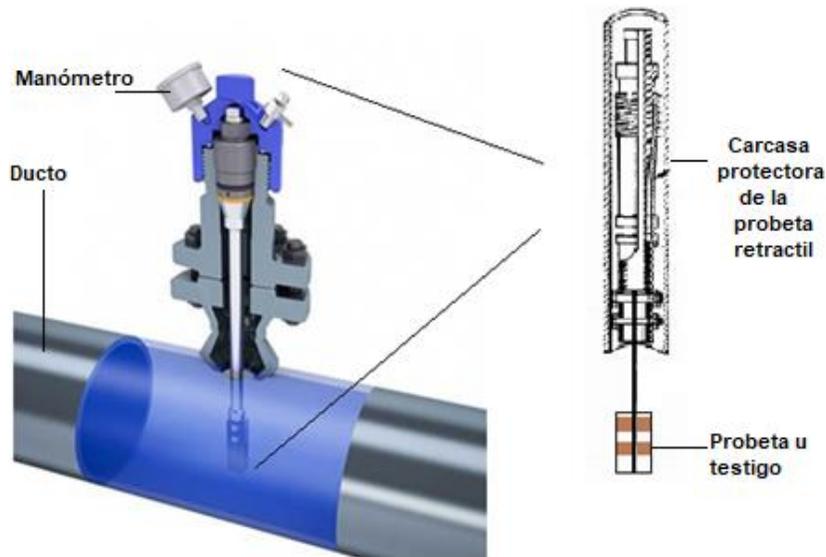


Figura 2.9 Testigo de corrosión inmerso en el fluido transportado en un ducto (Cosasco, 2019; NACE, 2005).

Una vez recuperados, los testigos deben ser preservados para su envío a laboratorio, donde se limpiarán todos los residuos que tengan adheridos antes de comenzar con las pruebas gravimétricas. Después de cuantificar la masa que perdió un cupón y de calcular la tasa de corrosión, puede realizarse estudios especializados para analizar los efectos de la corrosión sobre su superficie.

En la norma citada en párrafos anteriores pueden consultarse otras especificaciones y requerimientos de PEMEX con relación a los materiales, fabricación, acondicionamiento, instalación, inspección y pruebas de testigos y probetas de corrosión.

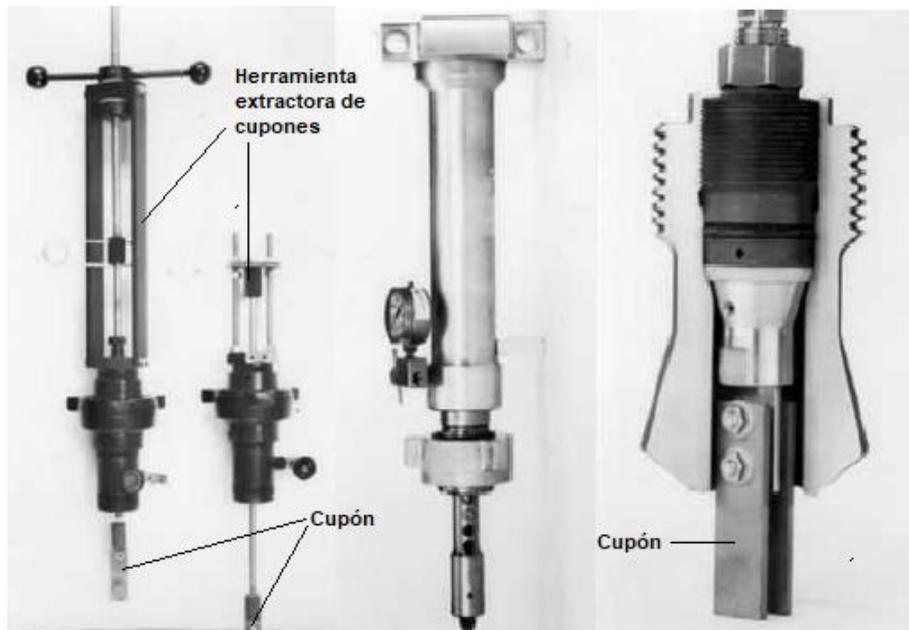


Figura 2.10 Herramienta extractora de cupones en sistemas bajo presión (NACE, 2005).

b) Probetas o sondas corrosimétricas

Las probetas (o sondas) corrosimétricas (**Figura 2.11**) son dispositivos que permiten evaluar la tasa de corrosión interna de los ductos a partir de mediciones en línea de la resistencia eléctrica (RE) o de la resistencia a la polarización lineal (RPL); los datos generados pueden almacenarse en memoria, mostrarse localmente en monitores, o transmitirse vía remota.

El principio de operación de las probetas RE para estimar la tasa de corrosión, es que la resistencia eléctrica del elemento de medición se incrementa conforme disminuye el área de su sección transversal. Por lo tanto, se mide la resistencia del elemento de medición expuesto al medio, y la resistencia de un elemento de referencia protegido. Por la naturaleza de las mediciones, deben minimizarse los efectos asociados al ruido eléctrico, ruido por esfuerzos y ruido térmico.

De acuerdo con la NRF-194-PEMEX-2013, este tipo de sondas deben ser recuperables y utilizarse únicamente en medios no conductores; pueden instalarse de forma rasante (**Figura 2.11**) o inmersas en el fluido transportado. Los tipos de configuración más comunes para los elementos de medición son: alambre, cinta y cilindro metálicos (**Figura 2.12**). La norma citada indica que su vida útil debe limitarse a cuando el espesor inicial de estos elementos se ha reducido a 50%.

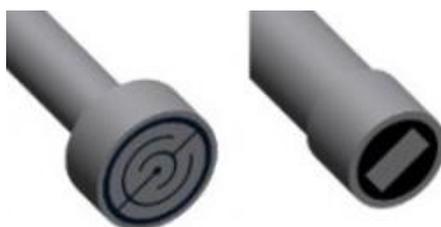


Figura 2.11 Probetas corrosimétricas rasantes (LORDCO, 2016).

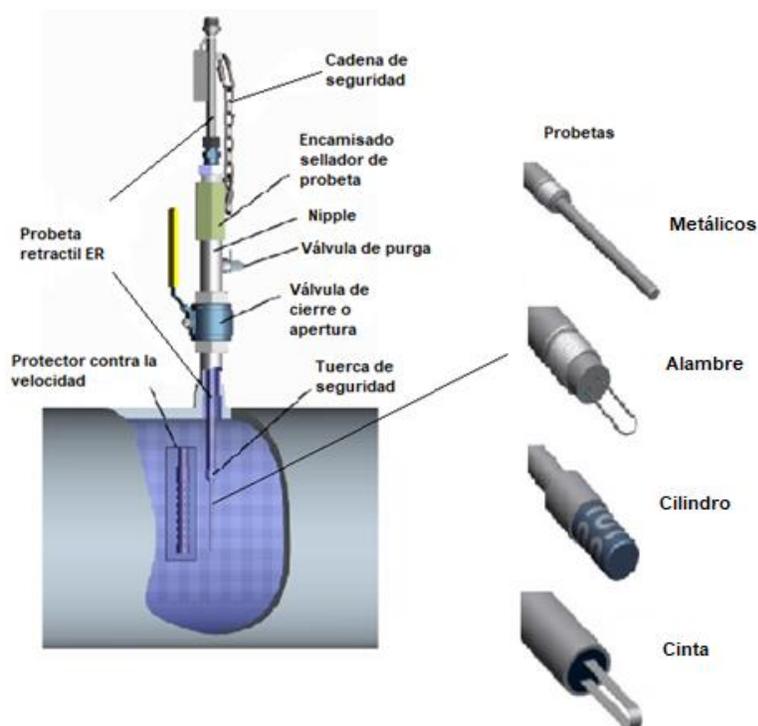


Figura 2.12 Tipos de probetas de corrosión (LORDCO, 2016).

Con respecto a las probetas RPL (**Figura 2.13**), como su nombre lo indica, su principio de operación se sustenta en medir la variación de la resistencia a la polarización lineal en un electrodo de prueba expuesto al medio corrosivo; para tal efecto, se aplican cambios pequeños en el potencial, los cuales producen flujos de corriente medibles en el electrodo. Así, la velocidad de corrosión es directamente proporcional a la densidad de corriente generada por la polarización.

De acuerdo con la NRF-194-PEMEX-2013, las probetas RPL deben instalarse únicamente cuando haya presencia de una fase líquida continua y conductora (comúnmente, agua). Pueden instalarse de forma rasante o inmersas en el fluido. Asimismo, la norma indica que las probetas deben contar con dos electrodos, el de prueba y uno auxiliar; en algunos casos, es necesario un tercero que funcione como electrodo de referencia para hacer correcciones por la resistencia propia de la solución.

Para finalizar, cabe mencionar que este tipo de dispositivos detectan únicamente la pérdida de metal debida a la corrosión, y no por otros efectos (por ejemplo, erosión).



Figura 2.13 Probetas RPL (COSASCO, 2014).

2.4.2 Diablos instrumentados

En principio, los elementos de limpieza interna (ELI), conocidos en el ámbito petrolero como “diablos”, son herramientas que se introducen en los ductos con la finalidad de remover de su superficie interna cualquier depósito orgánico (asfaltenos o parafinas) o inorgánico (incrustaciones minerales) que obstruya el paso de fluidos, así como para desalojar líquidos estancados (por ejemplo, agua libre, condensados y/o lodos orgánicos) y/o materiales extraños. Generalmente, estos dispositivos se impulsan con el mismo fluido transportado, como se ilustra en la **Figura 2.14**.

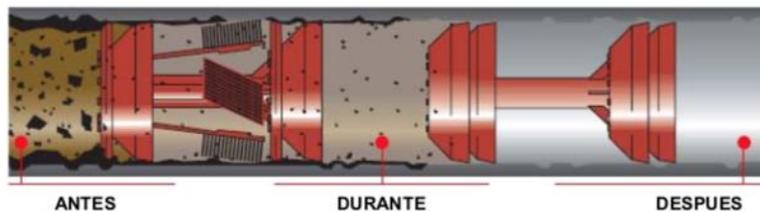


Figura 2.14 Limpieza interna de ductos con diablos (Girard Industries, 2008).

Los ELI pueden fabricarse con diversos materiales, formas y accesorios, según el tipo de servicio del ducto y los requerimientos de operación del sistema (**Figuras 2.15 y 2.16**). Por ejemplo, algunos son elaborados con espumas de poliuretano para facilitar su paso a través de secciones con variaciones de diámetro, así como para crear un sello entre los fluidos corriente arriba y corriente abajo; otros cuentan con cepillos para raspar los sólidos depositados en la superficie interna de los ductos; también pueden tener imanes para atrapar residuos metálicos de la corrosión y erosión (Cordell & Vanzant, 2003); otros más son fabricados con materiales absorbentes para remover líquidos en gasoductos.



Figura 2.15 Ejemplos diablos de limpieza (Girard Industries, 2008).



Figura 2.16 Clasificación de los diablos de limpieza (Girar Industries, 2019; De la Cruz, 2011).

Ahora bien, las tareas de limpieza no son la única utilidad que tienen los diablos; como se indica en la **Figura 2.17**, algunos de éstos se diseñan e instrumentan con sistemas de geo-posicionamiento para transmitir en tiempo real su ubicación e identificar la trayectoria real del ducto; asimismo, con tecnologías para detectar variaciones en el diámetro interno de la tubería y obstrucciones (“diablo con equipo geómetra”, **Figura 2.18**), así como para inspeccionar la integridad mecánica de los ductos durante su recorrido; otros están totalmente robotizados, cuentan con mecanismos de autopropulsión, permiten tomar video, y se operan vía remota. En cualquier caso, comúnmente primero se corren los diablos de limpieza, después el equipo geómetra y, finalmente, los de inspección.

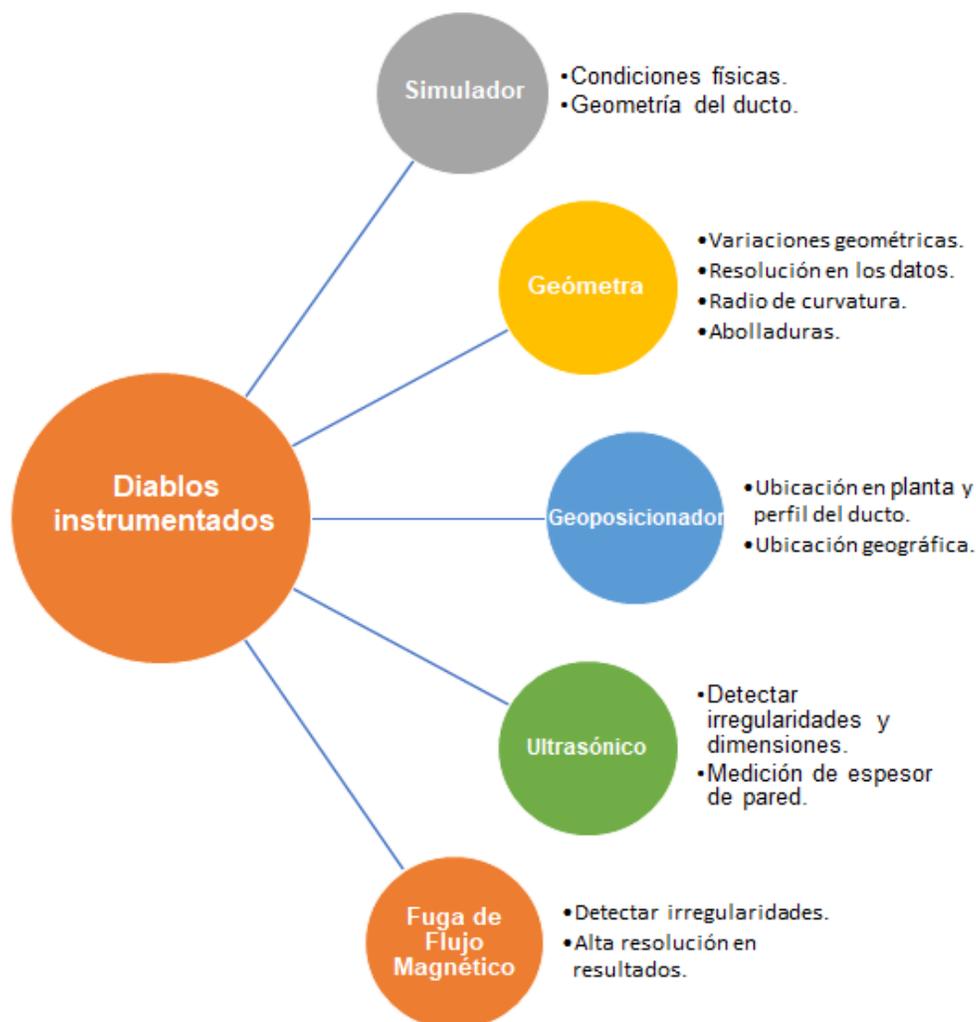


Figura 2.17 Clasificación de diablos por uso (PEMEX, 2012).



Figura 2.18 Diablo geoposicionador (De la Cruz, 2011).

Con respecto a los equipos de inspección, éstos permiten localizar anomalías (por ejemplo, grietas, abolladuras, defectos de fabricación, y laminaciones), zonas con presencia de depósitos sólidos, y la ubicación de los accesorios en la tubería; asimismo, permiten evaluar las pérdidas internas y externas de metal por efecto de la corrosión y/o erosión. Para tal efecto, las mediciones más comunes son de tipo ultrasónico y/o de flujo magnético (Rubio y Monterrubio, 2010).

En el primer caso, las pérdidas del material de la tubería se infieren a partir de la medición de los tiempos de tránsito de las ondas ultrasónicas generadas con transductores en los equipos (**Figura 2.19**); estos pulsos se emiten de forma perpendicular a la superficie interna del ducto y producen diferentes ecos en las interfases del sistema, permitiendo identificar anomalías tanto en su superficie interna como externa.

Por otra parte, el principio de operación de las tecnologías de inspección por fuga de flujo magnético (MFL, *Magnetic Flux Leakage* en inglés) consiste en magnetizar el ducto e identificar los puntos o regiones en que el flujo magnético se “fuga” (**Figura 2.20**); tales anomalías pueden tratarse de pérdidas de metal por corrosión, grietas, cordones de soldadura y abolladuras, por mencionar algunas.

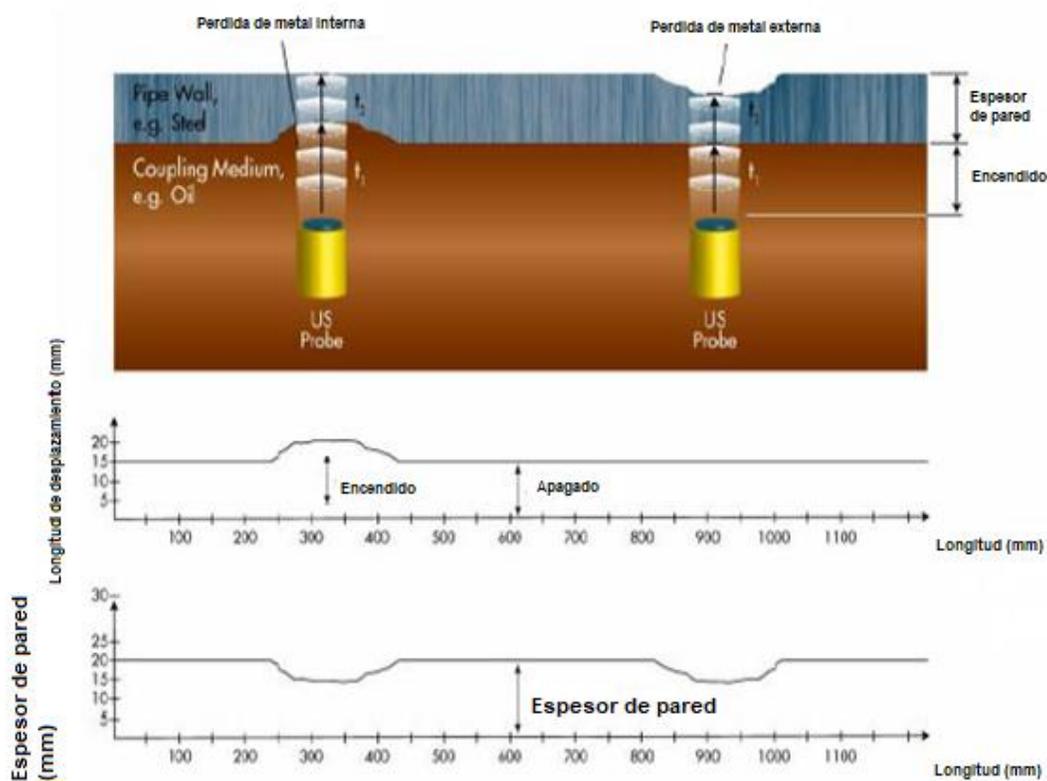


Figura 2.19 Principio para la medición del espesor de pared por ultrasonido (Rubio y Monterrubio, 2010).

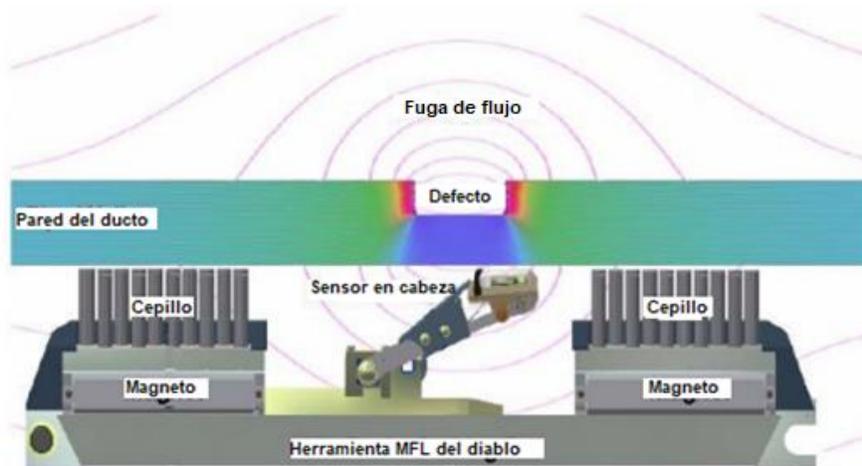


Figura 2.20 Sistema de detección de fallas por medio de fuga de flujo magnético (Rubio y Monterrubio, 2010).

Para finalizar esta sección, es importante destacar la conveniencia de realizar análisis cualitativos y cuantitativos de las sustancias recuperadas después de una operación limpieza, para identificar los agentes corrosivos presentes o que son producto de la corrosión; por mencionar algunos:

- ✓ Agua
- ✓ Óxidos
- ✓ Sales minerales
- ✓ Ácido Sulfhídrico
- ✓ Dióxido de carbono
- ✓ Sólidos orgánicos
- ✓ Ácidos orgánicos
- ✓ Bacterias aerobias y anaerobias

2.4 Corrosión externa en ductos

La corrosión de la superficie externa de una línea puede identificarse directamente mediante inspección visual cuando las características del sistema lo permiten; en ductos terrestres enterrados, previamente deberán hacerse otro tipo de estudios para identificar los puntos en que se realizarán las excavaciones correspondientes; en líneas terrestres expuestas, además de los recorridos por el personal competente, la inspección también puede realizarse a distancia con drones. En el caso de los ductos submarinos, se dispone de vehículos controlados de forma remota (ROV, *Remote Operated Vehicle*, en inglés) instrumentados con cámaras de video con transmisión en tiempo real (**Figura 2.21**).

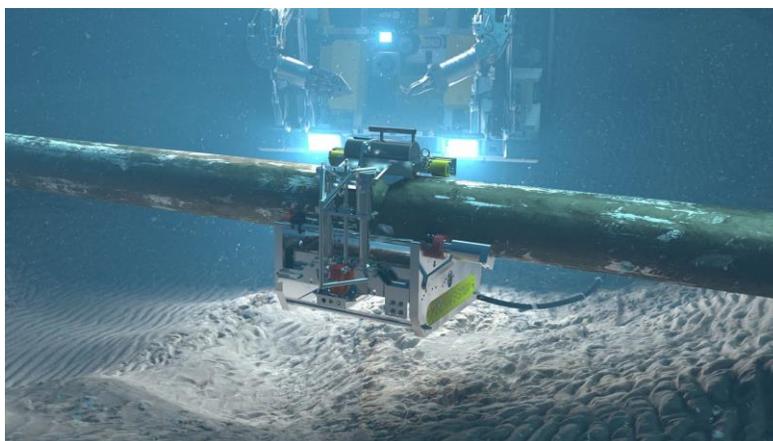


Figura. 2.21. Inspección de un ducto submarino con un ROV (Oceaneering, 2019).

Por otra parte, entre las tecnologías utilizadas frecuentemente para evaluar el riesgo de corrosión en ductos enterrados o sumergidos, pueden mencionarse las siguientes:

- 1) CIPS (*Close Interval Potential Survey*), o inspección por potencial en intervalos cercanos.
- 2) DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*), o inspección por gradiente de voltaje en corriente directa.
- 3) Ondas guiadas de ultrasonido.

Estas tecnologías de inspección son no destructivas y no intrusivas, y se describen a continuación.

2.4.1 Inspección por potencial en intervalos cercanos (CIPS)

La técnica CIPS consiste en la medición de los potenciales en corriente directa entre un ducto enterrado o sumergido y el suelo, con el objetivo de cuantificar su nivel de polarización e identificar los tramos con posibles afectaciones por la corrosión. Las mediciones se realizan sobre la superficie del terreno a intervalos regulares, siguiendo la trayectoria del ducto. En general, los resultados de las pruebas sirven para (PRotan, 2007):

- 1) Evaluar el nivel de protección catódica del ducto (ver capítulo 3).
- 2) Estimar el estado de los recubrimientos anticorrosivos (ver capítulo 3).
- 3) Identificar zonas con posibles interferencias eléctricas.

En la **Figura 2.22** se esquematiza un sistema de medición CIPS. El equipo elemental requerido para medir el potencial está conformado por un voltímetro, el electrodo de referencia (conformado generalmente por una barra de cobre en una solución saturada de sulfato de cobre) y conexiones eléctricas. En las pruebas, el operador hace el recorrido extendiendo un alambre fino desde el poste de prueba más cercano, y realiza las mediciones con el electrodo cada cierto número de metros (por ejemplo, de 1 a 2 m).

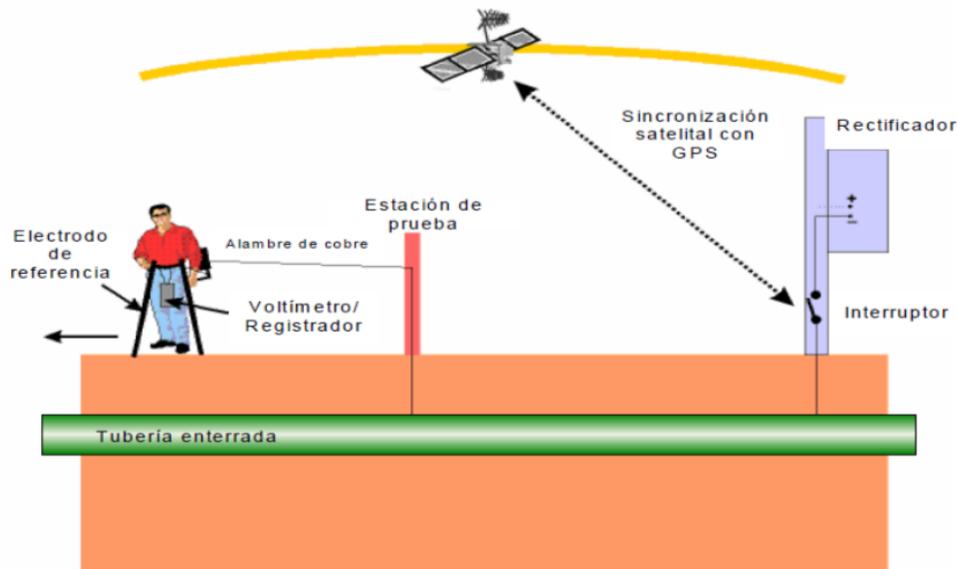


Figura 2.22 Tecnología de inspección CIPS ó CIS (Mc Miller Co., 2015).

Los potenciales se registran tanto con corriente encendida (“on”) como con corriente apagada (“off”), para eliminar el efecto de cualquier otro potencial diferente al del sistema ducto/electrolito sobre la medición (referido como “IR”); el encendido/apagado se realiza mediante temporizadores cíclicos sincronizados vía satélite.

Ahora bien, los registros de potencial “off” permiten determinar el nivel de polarización del ducto; en general, se espera que éstos se mantengan en el rango de -850 a -1140 mV (PRotan, 2007). De esta manera, la polarización del acero del ducto puede ser insuficiente y derivar en problemas de corrosión cuando el potencial “off” está por debajo de -850 mV. Por otra parte, si es mayor que -1140 mV, entonces la tubería se encuentra polarizada de forma excesiva, lo cual puede ser perjudicial para el recubrimiento anticorrosivo. En la **Figura 2.23** se ejemplifica un registro de los potenciales.

En cuanto al registro de los potenciales “on”, éstos permiten evaluar el estado de los recubrimientos anticorrosivos. Cuando el recubrimiento se encuentra en óptimas condiciones, el perfil del potencial “on” tenderá a ser estable, y la diferencia de los potenciales “on/off” será prácticamente constante. En los puntos o tramos del ducto donde el recubrimiento presenta defectos, se registrarán valles en el perfil del potencial; la amplitud de estos valles está relacionada directamente con la severidad de los defectos en el recubrimiento.

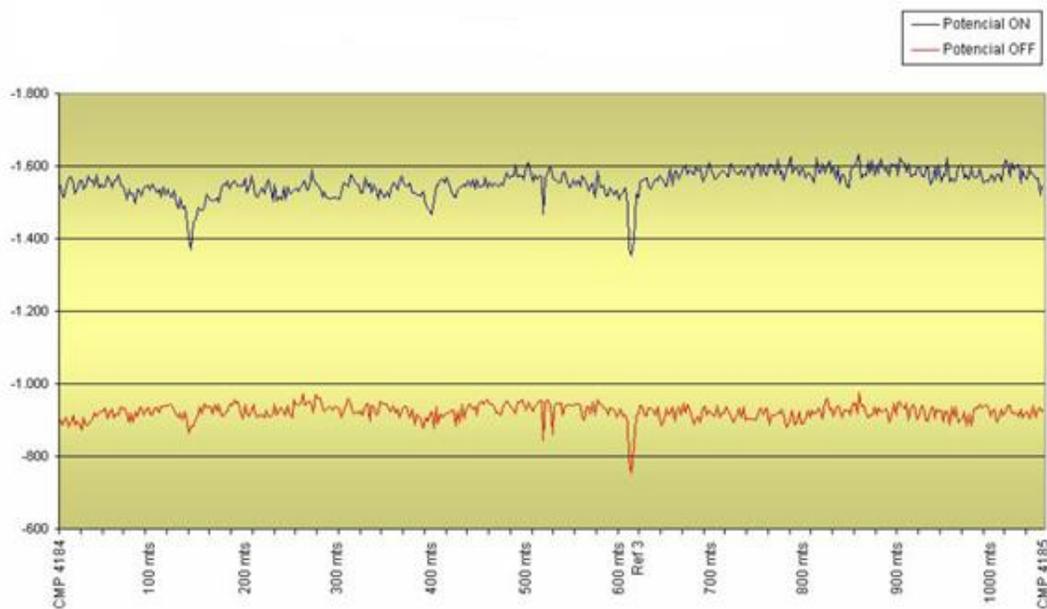


Figura 2.23 Ejemplo de un registro de potenciales “on” y “off” durante una prueba CIPS (Protan, 2007).

2.4.2 Inspección por gradiente de voltaje en corriente directa (DCVG)

La DCVG es una técnica que se utiliza para localizar los tramos de una tubería enterrada con protección catódica que presentan defectos en los recubrimientos anticorrosivos. Se basa en la medición de los potenciales sobre el terreno encima de la tubería, y la determinación de la dirección del flujo de la corriente eléctrica, misma que está relacionada directamente con la sensibilidad del voltímetro. Se diferencia del CIPS, en que no requiere una conexión eléctrica con el ducto. Las mediciones se realizan en distancias cortas (por ejemplo, cada 1 m). El principio de funcionamiento de esta metodología se explica a continuación.

En la **Figura 2.24** se ejemplifica el caso de una tubería que presenta un defecto en su recubrimiento anticorrosivo, marcado con una X. En tales condiciones, se generan gradientes de potencial y una corriente eléctrica entre el suelo y el punto expuesto de la tubería; si el recubrimiento fuese perfecto, no habría ningún potencial. De esta manera, al realizar un recorrido sobre la trayectoria del ducto, comenzarán a registrarse variaciones de voltaje cada vez más grandes conforme el operador vaya acercándose al defecto. Al continuar haciendo el recorrido, se registrarán nuevamente los gradientes de potencial, pero irán disminuyendo al alejarse del punto de falla (**Figura 2.24, caso C**).

Una vez que se ha identificado un punto con posibles anomalías, se realizan mediciones adicionales para confirmarlo, pero esta vez haciendo un recorrido de forma perpendicular a la trayectoria del ducto (caída IR). Cabe mencionar que la severidad del defecto estará directamente correlacionada con la amplitud del gradiente del voltaje entre el suelo y el punto de la anomalía (%IR) y se determina midiendo la pérdida de potencial entre el punto de la anomalía y la tierra remota (mV Total), como lo muestra la ecuación 2.2; dependiendo de la sensibilidad del voltímetro, los tramos más pequeños que pueden identificarse son de aproximadamente 10 cm.

$$\%IR = \left(\frac{mV \text{ Total}}{\text{caída IR}} \right) \times 100 \quad \dots \quad 2.2$$

La ecuación 2.2 representa el porcentaje de caída IR ($V=IR$), generado por una falla en el recubrimiento de la tubería. Según sea el tamaño del defecto en la tubería, el potencial se incrementará significativamente debido principalmente a que el flujo de corriente impresa fluye al lugar en que se encuentran los defectos.

Con base en el valor de %IR, en la **Tabla 2.2** se indican cuatro categorías que indican la severidad del defecto identificado y la necesidad de reparación del ducto (ANSI/NACE SP0502-2010).

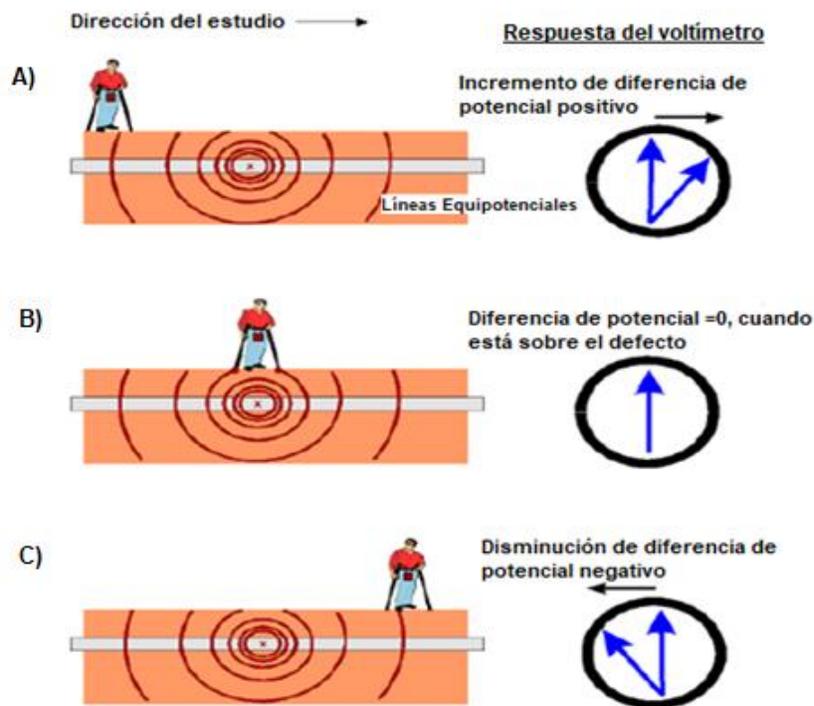


Figura 2.24 Detección de anomalías con la técnica DCVG (Mc Miller Co., 2015).

Tabla 2.2 Severidad de los defectos y consideraciones de reparación
(ANSI/NACE, 2010).

Categoría	Severidad del defecto %IR	Clasificación general	Acción propuesta
4	0-15	Recubrimiento Perfecto	Ninguna
		Pequeña severidad	No requiere reparación
3	16-35	Severidad Media	Considerar reparación
2	36-50	Severidad media/grande	Requiere reparación
1	51-100	Severidad grande	Reparación inmediata
		Área de acero expuesto de gran tamaño	Reparación e investigación inmediata

2.4.3 Inspección por ondas guiadas de ultrasonido

Como se describió en secciones anteriores, los tramos de un ducto que presentan pérdida de material pueden localizarse a través de ondas ultrasónicas. En el caso de los diablos instrumentados, la inspección se realiza de forma localizada conforme éste se desplaza en el interior del ducto.

Ahora bien, los equipos de ondas guiadas permiten inspeccionar tramos largos partiendo de un punto único. Para tal efecto, se coloca un anillo de transductores sobre la superficie externa de la tubería (**Figura. 2.25**) y se emiten ondas ultrasónicas de baja frecuencia; éstas se propagan longitudinalmente por la pared del ducto hacia ambos lados, cubriendo distancias relativamente grandes. El análisis de los ecos registrados permite localizar las secciones afectadas por la corrosión.

Con esta tecnología se inspecciona el 100% del volumen de la pared de la tubería, por lo que es posible evaluar tanto la corrosión interna como la externa. Las pruebas se realizan generalmente con el ducto en servicio, por lo que no es

necesario detener el flujo de fluidos al interior de éste. Otra de sus ventajas es que no es necesario realizar excavaciones masivas ni retirar porciones grandes del recubrimiento para colocar el anillo de transductores. Es apta para la inspección de líneas enterradas que pasan por cruces de caminos, en los cuales no es posible realizar excavaciones.

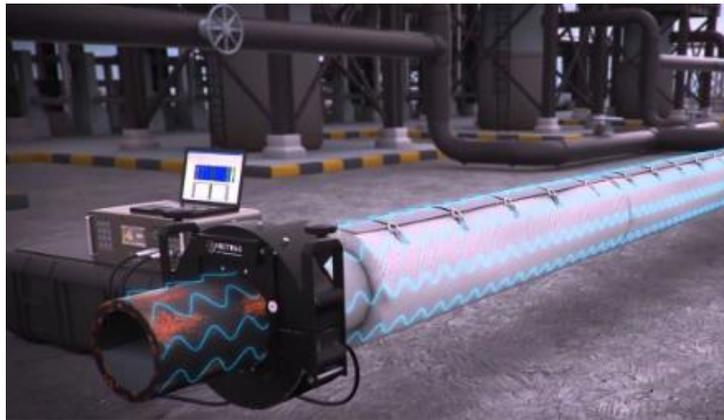


Figura 2.25 Equipo de inspección por ondas guiadas (MISTRAS, 2019).

Capítulo 3

Tecnologías de prevención

“En la actualidad, la velocidad con que están cambiando las cosas es enorme y esto hace que modelos hasta ahora válidos queden obsoletos rápidamente. Y la prevención no se encuentra al margen, por ello si queremos que sea una actividad importante dentro de cualquier empresa tendremos que ser hábiles y trabajar duro. “

Francisco Violero, 2013.

Los métodos y estrategias de prevención de la corrosión en las tuberías que transportan los fluidos de los yacimientos petroleros a lo largo de todo el sistema integral de producción constituyen un tema prioritario de aseguramiento de flujo. Por lo tanto, este capítulo comienza con una breve discusión de la selección de los materiales más utilizados en la fabricación de las tuberías en la industria petrolera, y se describen los principales métodos de prevención de la corrosión; se abordan materiales de recubrimiento, tecnologías de protección catódica, e inhibidores.

3.1 Selección de materiales de tuberías

La selección e implementación de los diversos métodos de prevención de la corrosión en las tuberías que transportan los fluidos de los yacimientos petroleros debe considerar la composición de los fluidos transportados y del medio al cual estarán expuestos; asimismo, las condiciones de operación, las propiedades mecánicas de los materiales, aspectos de seguridad, vida de servicio y costos. Debe tenerse en cuenta que las tuberías estarán expuestas a ambientes agresivos: fluidos con presencia de CO₂, H₂S y salmueras; ácidos (HCl o HF en operaciones de estimulación); altas presiones y temperaturas. En este contexto, la resistencia a la corrosión tiene un papel relevante en la selección del material.

Debido a su amplia disponibilidad y bajo costo, el acero al carbono es el material más utilizado para la fabricación de tuberías de perforación, producción y revestimiento, así como de líneas de recolección y ductos; cabe mencionar que en los últimos lustros se han utilizado exitosamente aleaciones de aluminio en tuberías de perforación de pozos de alcance extendido (Gelfgat et al., 2013; Ya et al., 2003) y de aceros inoxidables y aleaciones de níquel en procesos de refinación.

Los aceros al carbono son aleaciones complejas constituidas por hierro y carbono (el cual no supera el 1%). Adicionalmente, presentan trazas de otros elementos químicos, algunos de ellos requeridos en el proceso de fabricación, tales como el silicio y el manganeso, y otros considerados como impurezas, como azufre, fósforo, oxígeno e hidrógeno. Las tuberías se presentan en diferentes diámetros comerciales, su longitud varía entre 10 y 15 metros, y pueden fabricarse con o sin costura.

Existen diversas clasificaciones para las tuberías de acero al carbono utilizadas en la industria petrolera, según su composición química y propiedades mecánicas. En la **Tabla 3.1** se indica la composición de algunas de las más comunes reportadas por la ASTM y el API para el caso de transporte de hidrocarburos por ductos (ASM International, 1994).

Tabla 3.1 Composiciones típicas de aceros al carbono para tuberías ASTM y API (ASM International, 1994).

Acero	Composición (%)										
	C	Mn	Si	P	S	Cr	Mo	Nb	V	Ti	Al
A106 grado A	0.25 Máx.	0.27- 0.93	0.10 Mín.	0.048 Máx.	0.058 Máx.						
A106 grado B	0.30 Máx.	0.29- 1.06	0.10 Mín.	0.048 Máx.	0.058 Máx.						
A335 grado P2	0.20 Máx.	0.30- 0.61	0.10- 0.30	0.045 Máx.	0.045 Máx.	0.50- 0.81	0.44- 0.65				
A335 grado P5	0.15 Máx.	0.30- 0.60	0.50 Máx.	0.030 Máx.	0.030 Máx.	4-6	0.45- 0.65				
A335 grado P7	0.15 Máx.	0.30- 0.60	0.50-1	0.030 Máx.	0.030 Máx.	6-8	0.44- 0.65				
A335 grado P11	0.15 Máx.	0.30- 0.60	0.50-1	0.030 Máx.	0.030 Máx.	1-1.50	0.44- 0.65				
A335 grado P22	0.15 Máx.	0.30- 0.60	0.50 Máx.	0.030 Máx.	0.030 Máx.	1.90- 2.60	0.87- 1.13				
A381 clase Y52	0.25 Máx.	1.40 Máx.		0.040 Máx.	0.050 Máx.						
API 5L-X46	0.30 Máx.	1.35 Máx.		0.04 Máx.	0.05 Máx.						
API 5L grado A	0.17	0.50		0.020	0.020						
API 5L grado X52	0.21	0.90	0.26	0.015 Máx.	0.015 Máx.	-	-	-	0.09	-	0.030
API 5L grado X60	0.05	1.11	0.017	0.007	0.006	-	-	0.045	-	-	0.045
API 5L-X60	0.26 Máx.	1.35 Máx.		0.04 Máx.	0.05 Máx.			0.05 Mín.	0.02 Mín.	0.03 Mín.	
API 5A grado K-55	0.45	1.30	0.26	0.015 Máx.	0.015 Máx.						0.007
API 5AC grado C-90	0.29	0.50	0.26	0.015 Máx.	0.015 Máx.	1.08	0.33				
API 5AX grado N-80	0.28	1.48	0.26	0.015 Máx.	0.015 Máx.	0.20	0.10				0.007
API 5AX grado P-110	0.28	1.48	0.26	0.015 Máx.	0.015 Máx.	0.22	0.23				0.007

3.2 Recubrimientos anticorrosivos

Considerando la naturaleza electroquímica de la corrosión, una estrategia para evitar esta problemática en un ducto consiste en crear una barrera física entre éste y el medio corrosivo, mediante un recubrimiento dieléctrico. Para tal efecto, se utilizan pinturas y/o materiales especiales tanto en su superficie interna como externa.

La selección, preparación, muestreo, inspección y pruebas de los recubrimientos anticorrosivos se realizan con base en estándares nacionales e internacionales, y en observación de aspectos de seguridad, salud y protección al medio ambiente.

3.2.1 Sistemas de recubrimiento anticorrosivo

Es claro que antes de implementar un sistema de recubrimiento en un ducto (substrato), debe prepararse su superficie para favorecer la adherencia de los materiales protectores. Ahora bien, en términos generales, los sistemas de recubrimiento anticorrosivo están conformados por dos o más capas (en conjunto, con un espesor mínimo de 10 mm), como se muestra en la **Figura 3.1**; estos elementos se identifican como (NRF-026-PEMEX-2008):

- Elemento primario: recubrimiento cuyas funciones principales son la obtención de una buena adherencia con el substrato metálico, inhibir la corrosión y presentar una superficie áspera y compatible para que las capas de enlace o acabado logren una buena adherencia. Debe presentar una alta resistividad eléctrica, baja absorción de humedad y ser impermeable. Su espesor mínimo es normalmente de 3.7 mm.
- Elemento de enlace: capa intermedia capaz de adherirse a los elementos primario y de acabado, además de funcionar como barrera de protección para mejorar la eficiencia del sistema de protección anticorrosivo.

- Elemento de acabado: capa del sistema que está en contacto con el medio ambiente, y que proporciona protección mecánica a los elementos subyacentes. Debe ser resistente a la intemperie para proteger el ducto durante su almacenamiento al aire libre. Generalmente, su espesor mínimo es de 0.64 mm.

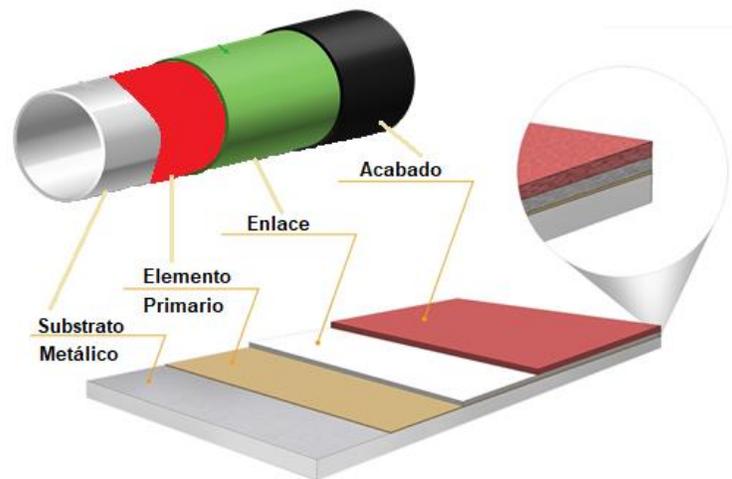


Figura 3.1 Esquema de recubrimientos superficiales en ducto.

En el caso de Petróleos Mexicanos, los sistemas de recubrimiento externo de ductos de acero enterrados y/o sumergidos más utilizados se indican en las **Tablas 3.2 y 3.3** (NRF-026-PEMEX-2008). En esta misma norma se indican las pruebas de laboratorio que deben realizarse para evaluarlos.

Tabla 3.2 Sistemas de recubrimiento anticorrosivos (PEMEX, NRF-026-PEMEX 2008).

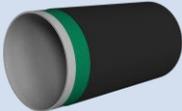
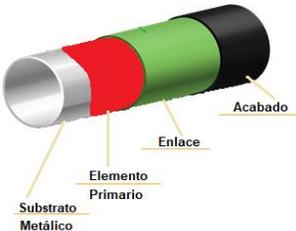
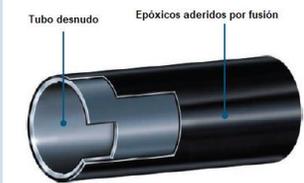
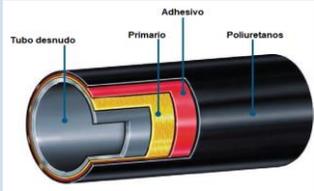
Arreglo	Sistema de recubrimiento	Descripción
	Bicapa con resina epóxica	La primera capa se adhiere a la superficie del tubo y la segunda lo hace químicamente a la primera, formando un sistema de protección homogéneo y estable.
	Tricapa con polietileno extruido	La primera capa de resina epóxica en polvo es aplicada electroforéticamente; segunda capa de co-polímero modificado; tercera capa de polietileno o de polipropileno.
	Epóxicos en polvo adheridos por fusión	Son térmicamente estables además de ser impermeables, y facilitan la protección catódica; su temperatura de operación es menor a los 80°C.
	Epóxicos líquidos de altos sólidos	Pasa de ser líquido a un recubrimiento sólido, resistente y duro. Son recubrimientos protectores en ambientes marinos, para suelos, adhesivos, compuestos de moldeo, aislantes, plásticos reforzados y productos textiles.
	Cintas de poliolefinas	Su uso se remonta a más de 30 años. En un sistema en condiciones normales de construcción, las cintas prefabricadas en frío se aplican como un sistema de tres capas que consiste en un primario, una cinta de corrosión preventiva, y una cinta mecánica (capa externa). Los sistemas de cinta están disponibles de 5 a 30cm de diámetro exterior.

Tabla 3.2 Sistemas de recubrimiento anticorrosivos, continuación (PEMEX, NRF-026-PEMEX 2008).

Arreglo	Sistema de recubrimiento	Descripción
	<p>Cintas y mangas (encamisados) termo-contráctiles</p>	<p>Son cubiertas de polietileno reticulado; se utilizan para tuberías nuevas y en juntas de tuberías.</p>
	<p>Ceras microcristalinas del petróleo</p>	<p>Pueden ser empleadas en tuberías de acero nuevas o en reparaciones en campo. Se componen de dos capas, una interna compuesta de mezclas de ceras de petróleo, que por su carácter hidrófobo desplazan la humedad, ayudando a mitigar la corrosión activa; la segunda capa es cinta de fibra sintética saturada con una mezcla de ceras, dando protección a los agentes externos.</p>
	<p>Poliuretanos</p>	<p>Poseen alta resistencia a la intemperie, lluvia ácida, niebla salina y derrames. Presentan excelente adherencia. Los recubrimientos de poliuretanos de dos componentes 100% sólidos y libres de disolventes se utilizan para la protección externa de tuberías.</p>
	<p>Brea de alquitrán de hulla</p>	<p>Líquido espeso, utilizado como base para recubrimientos. Tiene propiedades termoplásticas, y se adhiere al ducto por medio de una película de pintura primaria y reforzada con fibra de vidrio.</p>

3.2.2 Requerimientos mínimos de selección

En la **Tabla 3.3**, se indican los requerimientos mínimos que deben de cumplir los sistemas genéricos o básicos en cuanto a recubrimientos, para la selección y aplicación a tuberías enterradas, sumergidas e interfaces (NRF-053-PEMEX-2005).

Tabla 3.3 Requerimientos mínimos de aceptación para sistemas de recubrimientos de cintas poleolefinas (NRF-053-PEMEX-2005).

Propiedad	Requerimientos físicos	Método de prueba
Sólidos en volumen	>20%	ASTM 5201
Espesor de capa húmeda	50.8 a 101.6 μm promedio	ASTM 1000
Contenido de orgánicos volátiles (CVO)	0 a 600 g/L	ASTM D 3960
Punto de flasheo	-12°C Mínimo	ASTM D 1310

3.3 Protección catódica

La protección catódica constituye uno de los métodos más efectivos para evitar o retardar la corrosión de una estructura metálica enterrada o sumergida en un medio electrolítico. Partiendo del concepto de una celda de corrosión, consiste en hacer que el material a proteger actúe como cátodo y no como ánodo. Como se describe en las secciones siguientes, esto puede realizarse cambiando artificialmente su potencial mediante corriente impresa, o utilizando ánodos de sacrificio (Peabody, 2001).

3.3.1 Protección catódica con corriente impresa

El método consiste en unir eléctricamente la estructura que se desea proteger con una fuente externa de alimentación de corriente continua (CC ó CD), para forzar a que actúe como cátodo y evitar su degradación; el circuito electroquímico se complementa con electrodos auxiliares inmersos en el medio que actuarán como ánodos (**Figura 3.2**). De esta manera, los componentes de estos sistemas de protección catódica son (Uhlig, 2008):

- 1) Estructura metálica a proteger (cátodo)
- 2) Electrodos auxiliares (ánodo)
- 3) Fuente de corriente continua (pura o rectificada).
- 4) Cable portador de corriente.

En la **Figura 3.3** se muestra un sistema de protección catódica con corriente impresa en una plataforma petrolera costa afuera.

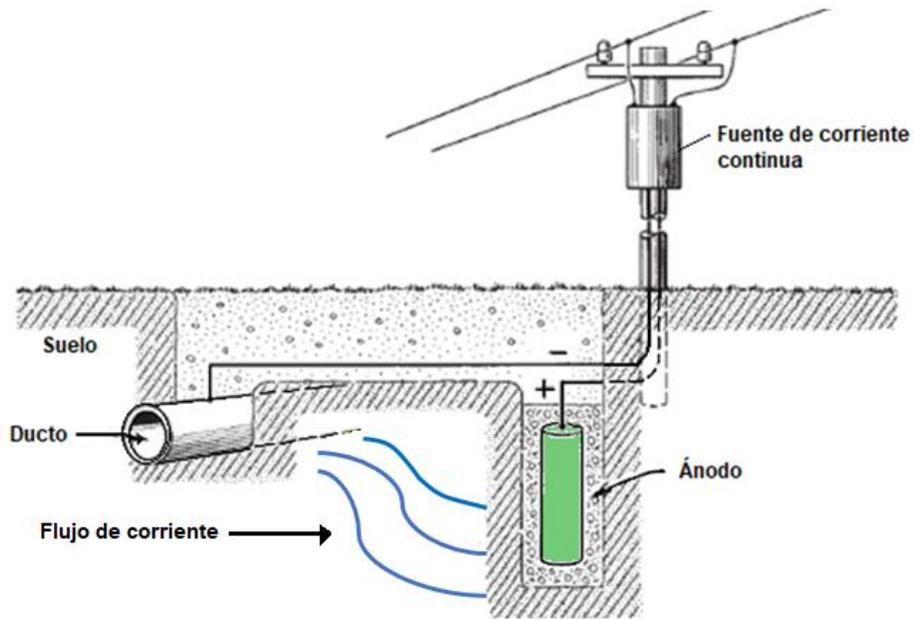


Figura 3.2 Protección catódica con corriente impresa (Uhlig,2008).

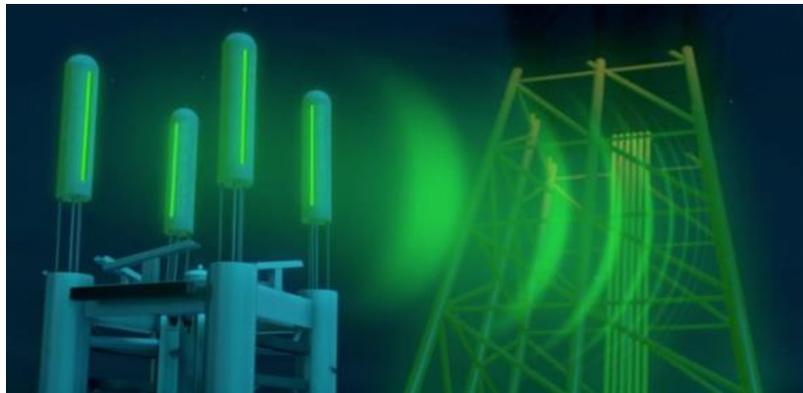


Figura 3.3 Sistema de corriente impresa para plataformas fijas (Deepwater, 2019).

Los ánodos utilizados se consumen con mayor o menor velocidad en el transcurso del tiempo dependiendo del material del que estén fabricados, del medio en el cual se requiera la protección, y de la densidad de corriente que les sea suministrada. Los más comunes están elaborados de hierro, aleaciones de hierro y silicio, grafito, o titanio platinado. En el caso de los ánodos de hierro o acero al carbono, clasificados como solubles por la degradación que tienen, se consumen con mayor velocidad que los de titanio platinado (considerados insolubles o inertes), los cuales se degradan a un ritmo más lento.

De manera general, un buen ánodo deberá tener las propiedades siguientes (Ávila y Genescá, 1995):

- 1) Bajo consumo.
- 2) Densidad de corriente erogada elevada.
- 3) Dimensiones relativamente pequeñas.
- 4) Baja resistividad.
- 5) Buena resistencia mecánica.
- 6) Elevado potencial de ruptura.

3.3.2 Protección catódica con ánodos de sacrificio

Este método consiste en transferir el ataque corrosivo que experimentaría la estructura que se desea proteger en un medio electrolítico, hacia otro elemento externo que será el que se degrade (“ánodo galvánico o de sacrificio”). Los ánodos de sacrificio se fabrican principalmente de zinc, magnesio, aluminio, o aleaciones de éstos. En la **Figura 3.4** y **Figura 3.5** se muestran los elementos que integran este sistema de protección catódica.

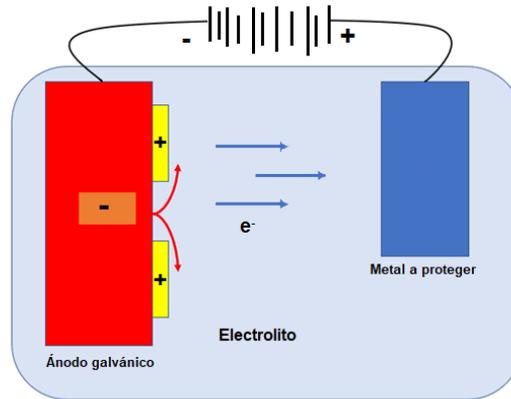


Figura 3.4 Mecanismo de protección catódica con ánodos de sacrificio.

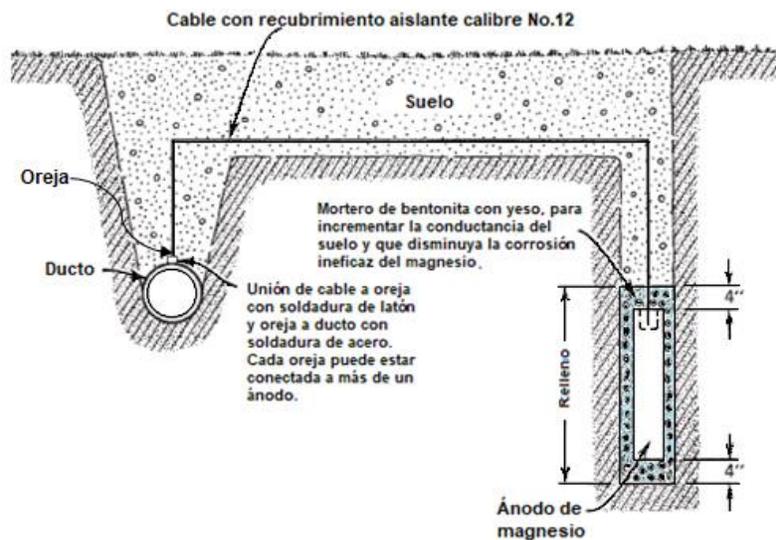


Figura 3.5 Elementos de un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio (Uhlig,2008).

Para evaluar la efectividad de los ánodos de sacrificio se debe tomar en cuenta su potencial electroquímico (serie galvánica); en la **Tabla 3.4** se indican los valores correspondientes a algunos elementos metálicos. De esta manera, un metal tendrá un carácter anódico respecto a otro si es más electronegativo; por lo tanto, se disolverá en favor del metal que actúa como cátodo. Por ejemplo, tomando como referencia el zinc (Zn), éste es anódico en comparación con el hierro (Fe), pero actuará como cátodo con respecto al magnesio (Mg).

Tabla 3.4 Potencial electroquímico de metales comunes (Uhlig,2008).

<i>Sistema</i>	<i>Semirreacción</i>	<i>Potencial E°, V A 25°C</i>
Li + / Li	Li + 1e ⁻ ⇌	Li -3.045
K ⁺ / K	K ⁺ + 1e ⁻ ⇌	K -2.925
Cs ⁺ / Cs	Cs ⁺ + 1e ⁻ ⇌	Cs -2.923
Ba ²⁺ / Ba	Ba ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Ba -2.90
Sr ²⁺ + Sr	Sr ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Sr -2.89
Ca ²⁺ / Ca	Ca ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Ca -2.87
Na ⁺ / Na	Na ⁺ + 1e ⁻ ⇌	Na -2.714
Mg ²⁺ / Mg	Mg ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Mg -2.37
Al ³⁺ / Al	Al ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	Al -1.66
Mn ²⁺ / Mn	Mn ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Mn -1.18
Cr ²⁺ / Cr	Cr ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Cr -0.913
V ³⁺ / V	V ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	V -0.876
Zn ²⁺ / Zn	Zn ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Zn -0.762
Cr ³⁺ / Cr	Cr ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	Cr -0.74
Fe ²⁺ / Fe	Fe ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Fe -0.99
Cd ²⁺ / Cd	Cd ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Cd -0.402
In ³⁺ / In	In ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	In -0.342
Co ²⁺ / Co	Co ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Co -0.277
Ni ²⁺ / Ni	Ni ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Ni -0.250
Sn ²⁺ / Sn	Sn ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Sn -0.136
Pb ²⁺ / Pb	Pb ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Pb -0.126
Fe ³⁺ / Fe	Fe ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	Fe -0.036
H ⁺ / H ₂	2H ⁺ + 2e ⁻ ⇌	H ₂ 0.000
Cu ²⁺ / Cu	Cu ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Cu 0.337
Hg ²⁺ / Hg	Hg ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	2 Hg 0.789
Ag ²⁺ / Ag	Ag ²⁺ + 1e ⁻ ⇌	Ag 0.799
Hg ²⁺ / Hg	Hg ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Hg 0.857
Pd ²⁺ / Pd	Pd ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Pd 0.987
Pt ²⁺ / Pt	Pt ²⁺ + 2e ⁻ ⇌	Pt 1.19
Au ³⁺ / Au	Au ³⁺ + 3e ⁻ ⇌	Au 1.50

Un material anódico debe tener las siguientes propiedades (Ávila y Genescá, 1995):

- Un potencial de disolución suficientemente negativo para polarizar la estructura que se desea proteger (-0.95 V a -1.7 V).
- El metal que actúe como ánodo debe presentar una tendencia pequeña a la polarización.
- El metal debe tener un alto rendimiento eléctrico (amperes-hora por kg).
- El metal deberá poder fundirse en diferentes formas y tamaños, y ser de fácil adquisición.

- e) El costo del metal deberá ser razonable considerando sus propiedades electroquímicas, para lograr una protección a un costo bajo por ampere-año.

En la **Figura 3.6** se muestran los diseños más comunes de los ánodos de sacrificio utilizados para la protección catódica de estructuras y ductos en la industria petrolera. Por otra parte, en las **Figuras 3.7** y **3.8** se ilustra la colocación y arreglo de los ánodos en una plataforma costa afuera, respectivamente.



Figura 3.6 Ánodos de sacrificio utilizados en instalaciones costa afuera (Deepwater, 2019).

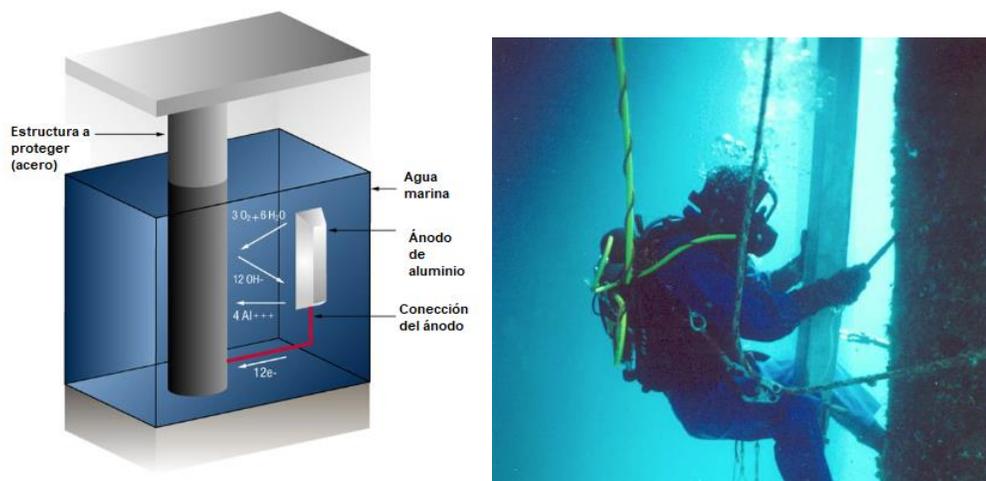


Figura 3.7 Colocación de ánodos de sacrificio en una plataforma petrolera (Deepwater, 2019).

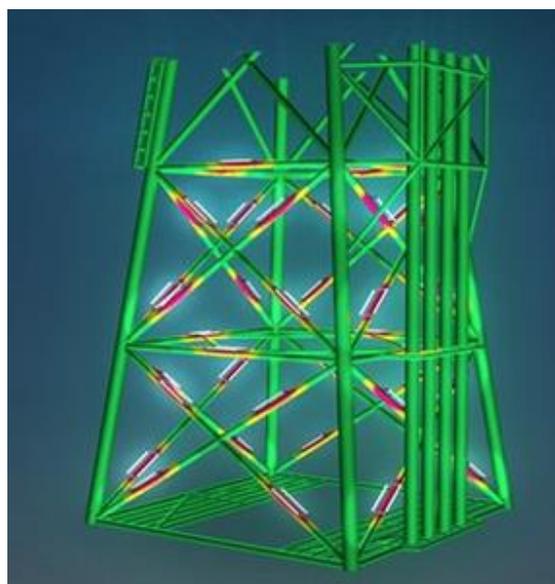


Figura 3.8 Arreglo de ánodos de sacrificio una plataforma petrolera (Deepwater, 2019).

3.4 Inhibidores de corrosión

El objetivo de estas sustancias químicas es proteger de la corrosión a los materiales metálicos, ya sea modificando el medio para hacerlo no corrosivo, modificando la interfase entre el metal y el medio, o modificando la composición del material durante su fabricación.

En la industria petrolera, se aplican principalmente en el transporte de fluidos en pozos y ductos, así como en equipos de proceso y tanques de almacenamiento. Su naturaleza puede ser orgánica o inorgánica, y se adicionan al fluido transportado en concentraciones bajas (en ppm), ya sea de manera continua o en lotes.

3.4.1 Tipos de inhibidores de corrosión

A continuación, se mencionan los tipos más comunes de inhibidores de corrosión; al respecto, cabe destacar que un mismo producto puede ser clasificado en uno o más rubros (Muty, 1994; Papavisam, 1999; Schlumberger, 2016; NRF-005-PEMEXC-2000).

a) Formadores de película

Este tipo de productos son los más utilizados en la industria petrolera para proteger el interior de las tuberías por la presencia de H_2S y CO_2 . Forman una película hidrofóbica sobre la superficie del metal, impidiendo su contacto con el medio corrosivo; para tal efecto, las partículas del inhibidor se adhieren o adsorben en el sustrato de la pared metálica del ducto (**Figura 3.9**). Generalmente, se trata de compuestos orgánicos de cadena larga, entre los que pueden mencionarse las amidas e imidazolinas, y los ésteres fosfóricos. Suelen clasificarse en función de su solubilidad y capacidad de dispersión en el agua y el aceite.

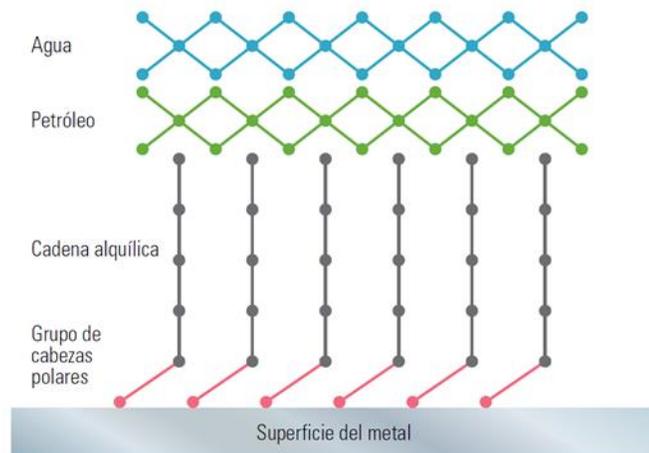


Figura 3.9 Inhibidor de corrosión formador de película (Schlumberger, 2016)

b) Inhibidores en fase vapor

Este tipo de productos químicos se utilizan en tuberías que transportan gas para protegerlas de la corrosión por CO_2 . Tienen como objetivo inhibir la formación de ácido carbónico (H_2CO_3). Para tal efecto, se depositan sobre la superficie metálica, adsorbiéndose y formando una capa monomolecular que interrumpe el proceso corrosivo; actúan tanto en las zonas anódicas como catódicas. Como ejemplos, pueden mencionarse la morfolina y la etilendiamina.

c) Secuestrantes

El objetivo de estas sustancias es eliminar un agente corrosivo específico al reaccionar con él y generar productos no corrosivos. Los inhibidores más comunes en este rubro son los secuestrantes de oxígeno y de H_2S . En el primer caso, evitan la oxidación del metal y además sirven para controlar la proliferación de microorganismos aerobios; se utilizan comúnmente en pozos de inyección de agua, la cual puede contener oxígeno disuelto;

algunos ejemplos de estas sustancias son: hidracina, dióxido de azufre y bisulfito de amonio, así como sulfito, bisulfito y metabisulfito de sodio.

Por otra parte, los secuestrantes de H_2S , como su nombre lo indica, permiten reducir la concentración de este compuesto en las corrientes de flujo. En este rubro, se encuentran los carboxilatos de zinc, así como algunos aldehídos y aminas.

d) Neutralizantes

Tienen como objetivo reducir la concentración de los iones de hidrógeno en soluciones ácidas. Presentan un comportamiento químico similar al del agente ácido que se desea controlar (por ejemplo, HCl , CO_2 , SO_2 , H_2S y algunos ácidos orgánicos en procesos de refinación). Algunos inhibidores de este tipo son el amoniaco, la morfolina, el hidróxido de sodio y algunas aminas. Para resultar efectivos, deben inyectarse en concentraciones calculadas estequiométricamente, ya que pueden resultar contraproducentes.

e) Pasivadores

Se caracterizan por modificar el potencial de corrosión del metal, llevándolo al rango pasivo; también se les denomina inhibidores aniónicos. En general, reaccionan con los productos iniciales de la corrosión y forman una película insoluble que se adhiere a la superficie metálica e interrumpe el proceso corrosivo. Para resultar efectivos y proteger la totalidad de la superficie, su concentración debe ser mayor de cierto valor crítico específico para cada sistema; de lo contrario, pueden derivar en un proceso agresivo de corrosión localizada. Ejemplos de este tipo de inhibidores son: aniones oxidantes como cromatos, nitritos y nitratos; e iones no oxidantes como fosfatos y molibdatos.

f) Formadores de precipitados

Como su nombre lo indica, estas sustancias generan productos insolubles que se depositan sobre la superficie metálica, protegiéndola del ataque corrosivo. Inhibidores típicos en esta categoría son los silicatos y los fosfatos.

g) Misceláneos

En este rubro se consideran los productos químicos que poseen propiedades biocidas y/o anti-incrustaciones, y que coadyuvan a mitigar la corrosión. Puede tratarse de un solo producto o de una mezcla de varios, en cuyo caso todos deben ser compatibles para evitar que pierdan sus propiedades, o que resulten contraproducentes al acelerar el ataque corrosivo o que generen otras problemáticas, como la formación de emulsiones estables difíciles de romper.

Con respecto a los diferentes tipos de inhibidores descritos anteriormente, es conveniente mencionar que también suelen clasificarse con base en la reacción electroquímica que inhiben como catódicos, anódicos y mixtos, según corresponda; cabe mencionar que el 80% de los inhibidores orgánicos utilizados comúnmente en tuberías que transportar hidrocarburos son de tipo mixto.

3.4.2 Criterios de selección

Entre los aspectos que deben considerarse en la selección de los inhibidores de corrosión, pueden mencionarse los siguientes:

- ✓ Tipos de corrosión que serán atendidos.
- ✓ Composición de los fluidos que serán transportados e identificación de los posibles agentes corrosivos.
- ✓ Compatibilidad con los fluidos transportados, así como con cualquier otro producto químico utilizado.
- ✓ Tipo y diseño de la instalación (costa afuera o terrestre).
- ✓ Materiales constitutivos de tuberías y otros elementos en el sistema.
- ✓ Tipo de flujo (monofásico o multifásico).
- ✓ Solubilidad y capacidad de dispersión en agua, aceite, o ambas.
- ✓ Rangos de presión y temperatura, así como de los gastos de los fluidos (aceite, gas y salmuera) transportados.
- ✓ Estabilidad del inhibidor en condiciones extremas de temperatura.
- ✓ Periodo de tiempo de efectividad del inhibidor.
- ✓ Preexistencia de corrosión en el sistema.
- ✓ Efectividad si se aplica en concentraciones diferentes a las de diseño.
- ✓ Información de laboratorio sobre el desempeño del producto.
- ✓ Costos y disponibilidad del producto.
- ✓ Requerimientos de seguridad, salud y protección al medio ambiente.

Capítulo 4

Modelos de predicción

“Es un hecho que la ciencia procede por la elaboración de modelos que primeramente dividen lo real en niveles de organización, en grandes categorías que nos permiten penetrar en una jungla neuronal y sináptica de una complejidad extraordinaria. ¡Esos modelos no pretenden agotar toda la realidad del mundo! ... “

Jean-Pierre Changeux, 1998.

Considerando la importancia de estimar la tasa de corrosión en tuberías que transportan o están expuestas a fluidos corrosivos, en la literatura especializada se han reportado diversos trabajos al respecto. De esta manera, se tienen disponibles desde correlaciones sencillas hasta modelos electroquímicos, mecanicistas y estadísticos complejos; algunos son de aplicación general y otros son específicos por tipo de corrosión y/o agente corrosivo.

Dada la bastedad de modelos existentes, en este capítulo se presentan y describen únicamente los modelos de-Waard y Milliams (1975 y 1991) y de NORSOK (1998) para calcular la velocidad de corrosión interna por CO₂, y el método de Papavinasam (2014) en el caso de la corrosión externa.

4.1 Corrosión interna en ductos

A continuación, se describen los modelos de de-Waard y Milliams (1975 y 1991) y NORSOK (1998) para estimar la tasa de corrosión interna en ductos.

4.1.1 Modelos de de-Waard y Milliams

Con base en estudios teóricos y resultados experimentales, de-Waard y Milliams (1975) desarrollaron uno de los primeros métodos semi-empíricos para predecir la tasa de corrosión del acero por efecto del ácido carbónico; desde entonces, éste ha sido ampliamente utilizado en la industria petrolera en la evaluación de la integridad mecánica de tuberías que transportan gas natural con contenido de CO₂, y ha servido como punto de partida en diversos trabajos posteriores. De acuerdo al método, la tasa de corrosión (V_c) depende principalmente de la temperatura y la presión parcial del CO₂ (p_{CO_2}).

En 1991, de-Waard, Lotz y Milliams presentaron la siguiente versión actualizada del modelo original:

$$\log V_c = 5.8 - \frac{1710}{T} + 0.67 \log p_{CO_2} , \quad \dots \quad 4.1$$

donde V_c (mm/año), T (K) y p_{CO_2} (bar).

Es importante mencionar que los autores mencionan que los resultados obtenidos con la ecuación 4.1 tienden a ser un tanto conservadores (correspondientes al peor escenario), ya que se sobreestima la velocidad de corrosión. Por lo tanto, propusieron factores de corrección de V_{corr} que incorporan los efectos de otras variables; sin embargo, también destacaron que estos factores tienden en general a disminuir el valor de V_{corr} , por lo que deben utilizarse con las reservas del caso. Los factores de corrección propuestos por los autores se describen a continuación. Otras correlaciones, incluyendo el efecto del H₂S, pueden consultarse en Smith y de-Waard (2005).

a) Efecto de la presión total del sistema

La ecuación 4.1 puede refinarse utilizando la fugacidad del CO₂ (f_{CO_2}) en lugar de la presión parcial, de tal forma que:

$$\log V_{corr} = 5.8 - \frac{1710}{T} + 0.67 \log f_{CO_2} . \quad \dots \quad 4.2$$

De manera aproximada, puede multiplicarse la ecuación 4.1 por el factor:

$$\log F_p = 0.67 \left(0.0031 - \frac{1.4}{T} \right) p . \quad \dots \quad 4.3$$

b) Efecto de la formación de una película incrustante

Cuando se forman precipitados de FeCO₃ o Fe₃O₄, el valor de V_{corr} obtenido con la ecuación 4.2 debe multiplicarse por el factor de corrección F_{sc} , que se calcula a partir de la ecuación siguiente:

$$\log F_{sc} = 2400 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{sc}} \right) , \quad \dots \quad 4.4$$

donde

$$T_{sc} = \frac{2400}{6.7 + 0.6 \log (f_{CO_2})} . \quad \dots \quad 4.5$$

Si $T < T_{sc}$ o $F_{sc} > 1$, entonces $F_{sc} = 1$.

c) Efecto del pH

El efecto del pH sobre la velocidad de corrosión calculada con la ecuación 4.1, se determina de la manera siguiente:

Si $pH_{sat} > pH_{act}$:

$$\log F_{pH} = 0.32 (pH_{sat} - pH_{act}) . \quad \dots \quad 4.6$$

Si $pH_{sat} < pH_{act}$:

$$\log F_{pH} = -0.13 (pH_{act} - pH_{sat})^{1.6} . \quad \dots \quad 4.7$$

donde pH_{act} es el pH actual del sistema, y $pH_{sat} = \min (pH_A, pH_B)$:

$$pH_A = 1.36 + \frac{1307}{T} - 0.17 \log (f_{CO_2}) . \quad \dots \quad 4.8$$

$$pH_B = 5.4 - 0.66 \log (f_{CO_2}) . \quad \dots \quad 4.9$$

d) Efecto del aceite

En sistemas con presencia de aceite, si su velocidad es mayor de 1 m/s y el corte de agua es menor de 30%, entonces no se presentará la corrosión ya que el agua estará dispersa en la fase aceite.

e) Efecto de la condensación del agua

El factor de corrección por la condensación de agua en tuberías que transportan gas es:

$$F_{CW} = 0.4 CW . \quad \dots \quad 4.10$$

donde CW es el ritmo de condensación en $g/m^2/s$.

Cuando $CW \geq 2.5 g/m^2/s$, $F_{CW} = 1$.

f) Efecto del glicol

Cuando se adiciona glicol como inhibidor de hidratos de gas, su efecto en la velocidad de corrosión se considera mediante el factor de corrección siguiente:

$$\log F_g = 16 \log(G\%) - 3.2 , \quad \dots \quad 4.11$$

donde $G\%$ es el porcentaje de la masa de agua en la mezcla agua-glicol.

4.1.2 Modelo NORSOK

De acuerdo con los estándares NORSOK de la industria petrolera noruega, la tasa de corrosión dulce del acero al carbono puede estimarse a partir del siguiente modelo semi-empírico (1998), el cual depende de la presión parcial del CO₂, la temperatura, el pH y los esfuerzos cortantes en la pared de la tubería:

$$V_c(\text{mm/año}) = K_t \psi f_{CO_2}^{0.62} \left(\frac{S}{19}\right)^A, \quad \dots \quad 4.12$$

donde:

$$A = 0.146 + 0.0324 * \log(f_{CO_2})$$

K_t = Constante que depende de la temperatura (**Tabla 4.1**).

f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ (bar).

S = Esfuerzo cortante en la pared (Pa).

$\psi = \psi(pH)$ es una función del pH y la temperatura (**Tabla 4.2**).

Tabla 4.1 Constantes K_t para distintas temperaturas (NORSOK, 1998).

Temperatura °C	K_t
20	4,762
40	8,927
60	10,695
80	9,949
90	6,250
120	7,770
150	5,203

Tabla 4.2 pH en función de la temperatura (NORSOK, 1998).

Temperatura	pH	ψ (pH)
20 °C	$3.5 \leq pH < 4.6$	$\psi = 2.0676 - (0.2309 \times pH)$
	$4.6 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 5.1885 - (1.2353 \times pH)$ $+ (0.0708 \times pH^2)$
40 °C	$3.5 \leq pH < 4.6$	$\psi = 2.0676 - (0.2309 \times pH)$
	$4.6 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 5.1885 - (1.2353 \times pH)$ $+ (0.0708 \times pH^2)$
60 °C	$3.5 \leq pH < 4.6$	$\psi = 1.836 - (0.1818 \times pH)$
	$4.6 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 15.444 - (6.1291 \times pH)$ $+ (0.8204 \times pH^2)$ $- (0.0371 \times pH^3)$
80 °C	$3.5 \leq pH < 4.6$	$\psi = 2.6727 - (0.3636 \times pH)$
	$4.6 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 331.68 \times e^{-1.2618 \times pH}$
90 °C	$3.5 \leq pH < 4.57$	$\psi = 3.1355 - (0.4673 \times pH)$
	$4.57 \leq pH < 5.62$	$\psi = 21254 \times e^{-2.1811 \times pH}$
	$5.62 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 0.4014 - (0.0538 \times pH)$
120 °C	$3.5 \leq pH < 4.3$	$\psi = 1.5375 - (0.125 \times pH)$
	$4.3 \leq pH < 5$	$\psi = 5.9757 - (1.157 \times pH)$
	$5 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 0.546125 - (0.071225 \times pH)$
150 °C	$3.5 \leq pH < 3.8$	$\psi = 1$
	$3.8 \leq pH < 5$	$\psi = 17.634 - (7.0945 \times pH)$ $+ (0.715 \times pH^2)$
	$5 \leq pH \leq 6.5$	$\psi = 0.037$

4.2 Corrosión externa en ductos

En principio, es de esperar que los ductos que transportan la producción de los campos petroleros estén protegidos contra la corrosión externa a través del uso de recubrimientos y tecnologías de protección catódica. Ahora bien, con el paso del tiempo puede ocurrir que estos métodos fallen y que el metal comience a experimentar un proceso corrosivo; en este escenario, será necesario predecir su tasa de degradación.

Como en el caso de la corrosión interna, existen diversos modelos para estimar la tasa de corrosión de la superficie externa de ductos. A continuación, se describe uno basado en datos de campo.

4.2.1 Método de Papavinasam

En 2014, Papavinasam presentó un método para estimar la velocidad de corrosión externa de ductos a partir de sus características y las del medio, las condiciones de operación, y datos de laboratorio. Se determina con base en la ecuación siguiente:

$$V_{c,campo} = V_{c,lab} \cdot \left(\frac{100}{S_{campo}} \right), \quad \dots \quad 4.13$$

donde $V_{c,campo}$ es la velocidad de corrosión externa. Por otra parte, $V_{c,lab}$ es la tasa de corrosión obtenida con pruebas de laboratorio (ver capítulo 10); cuando no se tiene disponible, el autor recomienda asignarle un valor de 4 mpy.

Con respecto a S_{campo} , éste es un puntaje (con un valor máximo de 100 unidades) que se cuantifica con base en ciertas escalas que ponderan el efecto de las variables más relevantes en el proceso corrosivo, y las cuales fueron agrupadas en cinco categorías (con puntaje máximo de 20 unidades cada una):

1. Tubería (S_{Tub})

2. Construcción (S_{Const})
3. Suelo (S_{Suelo})
4. Condiciones de operación (S_{Oper})
5. Protección catódica ($S_{Pr.Ca.}$)

El puntaje total se obtiene sumando los puntos asignados a cada categoría:

$$S_{Campo} = S_{Tub} + S_{Const} + S_{Suelo} + S_{Oper} + S_{Pr.Cat.} \quad \dots \quad 4.14$$

A continuación, se describe el método para evaluar cada una de ellas.

1. Categoría: Tubería (S_{Tub})

$$S_{Tub} = S_{Grad} + S_{Diám} + S_{Manf} + S_{Cost} + S_{Recub} , \quad \dots \quad 4.15$$

donde

- S_{Grad} , grado del acero
- $S_{Diám}$, diámetro de la tubería (pg)
- S_{Manf} , año de manufactura
- S_{Cost} , con/sin costura
- S_{Recub} , con/sin recubrimiento

En la **Tabla 4.3** se indican criterios de evaluación correspondientes.

Tabla 4.3 Criterios de evaluación de la categoría: Tubería (S_{Tub}).

Parámetro	Puntuación			
	1	2	3	4
Grado acero (S_{Grado})	Menor que X40	X40-X50	X50-X60	Mayor que X60
Diám. tub. ($S_{Diám}$)	Mayor que 26	16-26	8-16	Menor que 8
Año de manufactura (S_{Manf})	Antes de 1960	1960-1980	1980-2000	Después de 2000
Costura (S_{Cost})	---	Si	----	No
Recubrimiento (S_{Recub})	Sí	-----	----	No

2. Categoría de construcción ($S_{Construcción}$)

$$S_{Construcción} = \frac{20}{54} * (S_{YI} + S_{HD} + S_{RTC} + S_{BT} + S_{ACC} + S_{Casing} + S_B + S_E + S_{RCV} + S_{Feature}), \quad \dots \quad 4.16$$

donde:

- S_{YI} , edad de la tubería
- S_{HD} , defectos del recubrimiento
- S_{RTC} , cambio de ruta
- S_{BT} , tipo de material donde se encuentra enterrado la tubería
- S_{ACC} , accesorios
- S_{Casing} , revestimiento (encamisado), si es que lo tiene
- S_B , curvatura de la tubería
- S_E , perfil de elevación
- S_{RCV} , cruce de río
- $S_{Feature}$, proximidad a otras estructuras

En las **Tablas 4.4 a 4.6** se indican los criterios de evaluación de los diferentes parámetros involucrados en la categoría de construcción.

Tabla 4.4 Criterio de evaluación del parámetro S_{YI} (edad de la tubería).

Edad de la tubería, años	Puntaje
S_{YI}	
>50	0
45-50	1
40-45	2
35-40	3
30-35	4
25-30	5
20-25	6
15-20	7
10-15	8
5-10	9
<5	10

Tabla 4.5 Criterios de evaluación de los parámetros S_{HD} , S_{RTC} , S_{BT} , S_{ACC} .

Parámetro	Puntaje				
	0	1	2	3	4
Defectos del recubrimiento (S_{HD})	Sí, sin reporte de reparación	-----	Sí, por reparación	No existe información de defectos	Sin detección de defectos
Cambio de ruta (S_{RTC})	-----	Si	No	-----	-----
Material en sitio (S_{BT})	-----	Roca, tiza, relleno apisonado	Sólidos finos, arena, relleno sin apisonar	-----	-----
Accesorios (S_{ACC})	-----	Si	No	-----	-----

Tabla 4.6 Criterios de evaluación de los parámetros S_{Casing} , S_B , S_E , S_{RCV} , $S_{Feature}$.

Parámetro	Puntaje	
	1	2
Revestimiento (S_{Casing})	Si	No
Curva de la tubería (S_B)	Si	No
Perfil de elevación (S_E)	Si	No
Cruce de río (S_{RCV})	Si	No
Proximidad a estructuras ($S_{Feature}$)	Si	No

3. Categoría de suelo (S_{Soil})

$$S_{Soil} = S_{ST} + S_{Drain} + S_T + S_{SCC} , \quad \dots \quad 4.17$$

donde:

- S_{ST} , tipo de suelo
- S_{Drain} , escurrimiento
- S_T , topografía
- S_{SCC} , susceptibilidad

En las **Tablas 4.7 a 4.9** se indican los criterios de evaluación de los diferentes parámetros involucrados en la categoría de suelo.

Tabla 4.7 Criterio de evaluación del parámetro S_{ST} (tipo de suelo).

Parámetro Tipo de suelo (S_{ST})	Puntaje
Turba*	1
Arroyos y riachuelos	2
Roca, guijarro, roca con canto pelado, grava	3
Grava orgánica	4
Lacustre, limo orgánico	5
Arcilla orgánica	6
Arcilla, morrena*	7
Glacio-fluvial, arena	8
Sedimentos fluviales	9
Aluvión	10

Turba: Carbón ligero, esponjoso y de aspecto terroso que se forma en lugares pantanosos debido a la descomposición de restos vegetales.
Morrena: Escombros previamente depositados por un glaciar.
Aluvión: Depósito de arcilla, limo, arena y grava que dejan las corrientes.

Tabla 4.8 Criterios de evaluación de los parámetros S_T , S_{Drain} .

Parámetro	Puntaje			
	1	2	3	4
Escurrimiento (S_{Drain})	Muy poco	Poco	Imperfecto	Bastante
Topografía (S_T)	Ondulada, puntiaguda o con crestas	Depresiva	Inclinada	Nivelada

Tabla 4.9 Criterios de evaluación del parámetro S_{SCC} (susceptibilidad).

Selección del tipo de recubrimiento	Tipo de suelo	Topografía	Escurrimiento	Puntaje
Asfalto u alquitrán de hulla	Glacio-fluvial	Depresiva	A veces	2
	Morrea	Otras	Bueno	1
			Otras	2
	Otras	Cualquiera	A veces	2
Cinta	Arroyo, riachuelo	Ninguno	Ninguno	1
	Lacustre	Inclinada, a nivel	Pobre o muy pobre	1
		Ondulada	Otros	2
		Depresiva	Pobre	1
			Otros	2
		Puntiaguda	Ninguno	2
	Orgánica (Arcilla, grava, limo)	A nivel	Muy pobre	1
		Depresiva	Otros	2
		Otros	Ninguno	2
	Morrea	Inclinado	Bueno	2
			Otros	1
		Otros	Bueno	2
			Otros	1
	Otros tipos	Ninguno	Ninguno	2
Otros	Ninguno	Ninguno	Ninguno	2

4. Categoría operacional ($S_{Operational}$)

$$S_{Operational} = \left(\frac{20}{18}\right) * S_T + S_{Pressure} + S_{Repair} + S_{LR} + S_{TP} + S_{HT}, \quad \dots \quad 4.18$$

donde:

- S_T , temperatura
- $S_{Pressure}$, fluctuación de la presión
- S_{Repair} , reparación
- S_{LR} , fuga o ruptura
- S_{TP} , daño por terceros
- S_{HT} , pruebas hidráulicas

En la **Tabla 4.10** se indican los criterios de evaluación de los diferentes parámetros involucrados en la categoría operacional.

Tabla 4.10 Criterios de evaluación de la categoría: operacional ($S_{Operational}$).

Parámetro	Puntaje				
	0	1	2	3	4
Temperatura S_T (°C)	-----	> 95	65 a 95 ó menor de 0	25 a 65	0 a 25
Fluctuación de la presión ($S_{Pressure}$)	P_{fluc} : > 25%	P_{fluc} : 25 a 50 %	P_{fluc} : 10 a 25%	P_{fluc} : 0 a 10%	P_{fluc} : 0%
Reparación (S_{Repair})	Si	-----	No	-----	-----
Fuga o ruptura (S_{LR})	Si	-----	No	-----	-----
Daño por terceros (S_{TP})	Si	-----	No	-----	-----
Pruebas hidráulicas (S_{HT})	P_{dif} : 0%, o sin prueba	-----	P_{dif} : 0 a 25 %	P_{dif} : 25 a 50 %	P_{dif} : > 50 %

El parámetro P_{fluc} requerido en la evaluación de $S_{pressure}$ se calcula utilizando la ecuación 4.19, entre las temperaturas mínima y máxima de operación:

$$P_{fluc} = \frac{P_{Min}}{P_{Max}} * P_{Min} * 100\% , \quad \dots \quad 4.19$$

donde:

P_{fluc} , es el porcentaje de la fluctuación de la presión de operación

P_{Min} , es la presión mínima de operación

P_{Max} , es la presión máxima de operación

Por otra parte, el parámetro P_{dif} en la evaluación de S_{HT} se calcula como:

$$P_{dif} = \left(\frac{P_{H.test} - P_{Max}}{P_{Max}} \right) * 100\% , \quad \dots \quad 4.20$$

donde:

P_{dif} , es la diferencial porcentual de la presión

$P_{H.test}$, es la presión de la prueba hidrostática

P_{Max} , es la presión máxima de operación

5. Categoría de protección catódica (PC) (S_{CP})

$$S_{CP} = \left(\frac{20}{16} \right) * (S_{CPT} + S_{CPS} + S_{SCS} + S_{CPEC} + S_{DWCP}) , \quad \dots \quad 4.21$$

donde:

- S_{CPT} , tipo de protección catódica
- S_{CPS} , estándar de protección catódica
- S_{SCS} , interferencia de corriente parásita
- S_{CPEC} , criterios de evaluación
- S_{DWCP} , tiempo que pudo haber pasado la tubería sin protección catódica

En las **Tablas 4.11** y **4.12** se indican los criterios de evaluación de los diferentes parámetros involucrados en la categoría de protección catódica.

Tabla 4.11 Criterios de evaluación de los parámetros S_{CPT} , S_{CPS} , S_{SCS} .

Parámetro	Puntaje				
	0	1	2	3	4
Tipo PC (S_{CPT})	-----	No PC	Tipo de PC desconocido	Ánodos de sacrificio	Corriente impresa
Estándar de PC (S_{CPS})	Ningún estándar seguido	Estándar seguido pero desconocido	NACE, CSA o ISO, estándar seguido y reconocido	-----	-----
Corriente parásita (S_{SCS})	-----	Si	No	-----	-----

Tabla 4.12 Criterios de evaluación de los parámetros S_{CPEC} , S_{DWCP} .

Parámetro	Parámetro				
	0	1	2	3	4
Tiempo sin PC (S_{DWCP})	t_{npc} : Más de 75 %	t_{npc} : 50 a 75%	t_{npc} : 25 a 50%	t_{npc} : 0 a 25%	t_{npc} : 0%
Criterio de evaluación (S_{CPEC})	Criterio desconocido	Otros criterios	100 mV	-950 mV o más	<ul style="list-style-type: none"> -850mV (ON u OFF) -950mV en suelos activos donde estén presentes bacterias sulfato reductoras (SRB).

El parámetro S_{DWCP} se calcula con la ecuación siguiente:

$$t_{npc} = \left(\frac{t_{edad} - t_{pc}}{t_{edad}} \right) * 100\%, \quad \dots \quad 4.22$$

donde:

t_{npc} , es el porcentaje de tiempo que la tubería estuvo sin PC

t_{edad} , es la edad de la tubería (en meses o años)

t_{pc} , es el tiempo con protección catódica (en meses o años)

Capítulo 5

Normas y estándares

“El buen juicio nace de la buena inteligencia y la buena inteligencia deriva de la razón, sacada de las buenas reglas; y las buenas reglas son hijas de la buena experiencia: madre común de todas las ciencias y las artes.”

Leonardo Da Vinci

Para mitigar el impacto negativo de las actividades petroleras en el personal y el medio ambiente, es necesario contar con normas nacionales e internacionales en materia de estándares técnicos, permitiendo la implementación de requerimientos o mejores prácticas en la industria. , es por ello que en el capítulo siguiente es mencionada la estructura actual de normas y estándares actuales aplicados a la industria petrolera nacional y de manera específica las normas y estándares del sector de mantenimiento y transporte por ductos

En el capítulo siguiente es mencionada la estructura actual de normas y estándares aplicados a la industria petrolera nacional y de manera específica del sector de mantenimiento y transporte por ductos, debido a los problemas y daños ocasionados por el fenómeno de corrosión. Atendiendo la necesidad de reducir y mitigar el impacto en las actividades de la industria petrolera y con el objetivo de implementación de requerimientos o mejores prácticas, contando con la revisión de normas nacionales e internacionales en materia de estándares técnicos.

5.1 Normas y Reglamentos Técnicos Nacionales e Internacionales

5.1.1 Reglamentos Técnicos Nacionales

Son las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's), de observancia obligatoria, en las que se establecen las características de un bien o servicio o los procesos y métodos de producción relacionados, con la inclusión de las disposiciones administrativas aplicables. Son emitidas exclusivamente por dependencias de gobierno y organismos reguladores, dentro de los cuales destacan (**Figura 5.1**): Secretaría de Energía (SENER); Secretaría de Economía (SE); Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT); Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA); Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); Comisión Reguladora de Energía (CRE); y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), entre otras.

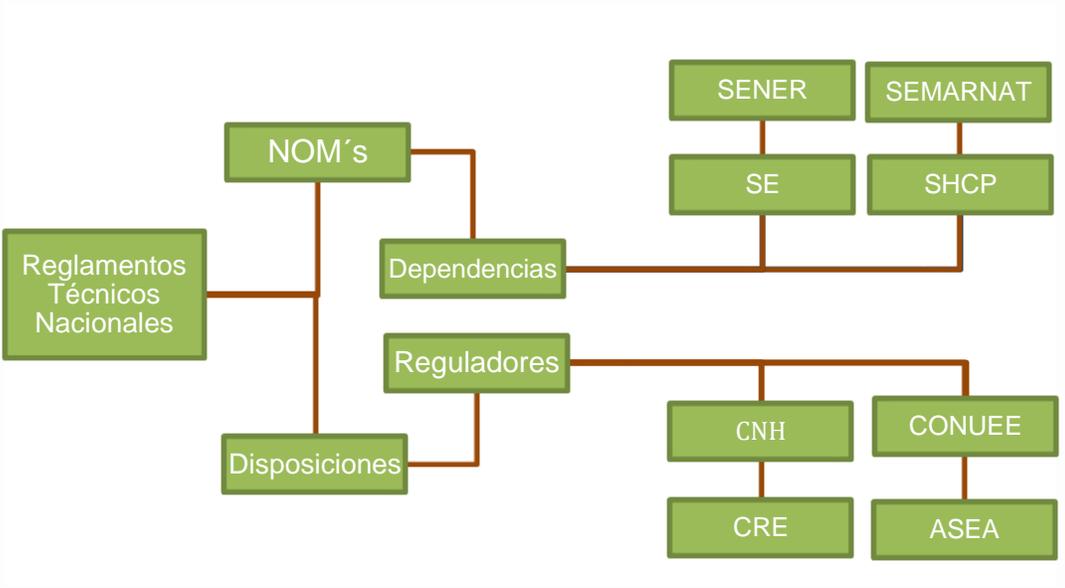


Figura 5.1 Entidades gubernamentales que emiten Reglamentos Técnicos Nacionales.

5.1.2 Estándares Nacionales

Son las Normas Mexicanas (NMX's) de observancia voluntaria (a diferencia de una NOM, que es obligatoria), emitidas por la Secretaría de Economía o por entidades de carácter privado, conocidas como Organismos Nacionales de Normalización (ONN). Pueden mencionarse (**Figura 5.2**): Instituto Mexicano de Normalización y Certificación (IMNC); Asociación de Normalización y Certificación (ANCE); y Normalización y Certificación Electrónica (NYCE), entre otros. En esta clasificación también se encuentran las Normas de Referencia (NRF's) de las antiguas empresas paraestatales como PEMEX y CFE.

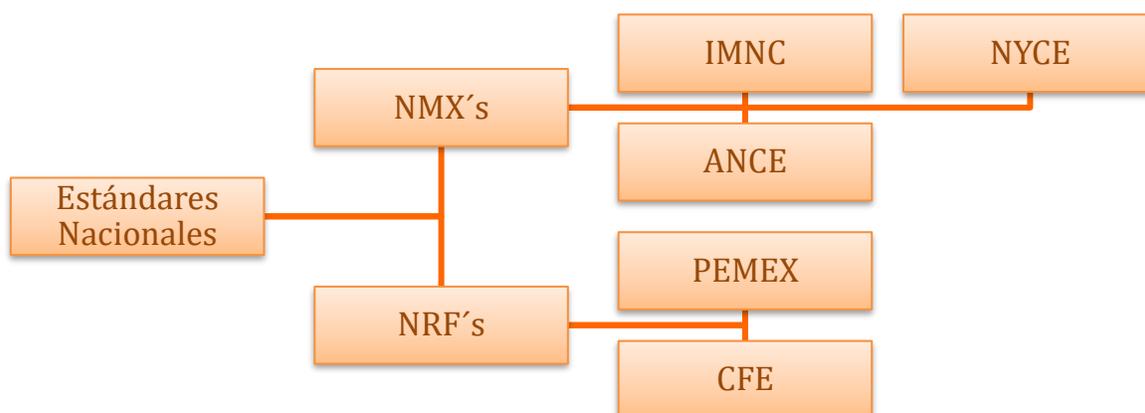


Figura 5.2 Entidades que emiten Estándares Nacionales.

5.1.3 Normas Internacionales

Son aquellas normas emitidas por organizaciones, típicamente de carácter privado, que son acordadas por sus respectivos países miembro y adoptadas por la comunidad internacional. Entre las organizaciones más importantes, pueden mencionarse las siguientes (**Figura 5.3**): Organización de Normalización Internacional (ISO); Comisión Electrotécnica Internacional (IEC); *International*

Maritime Organization (IMO); Bureau International des Poids et Mesures (BIPM); Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML).

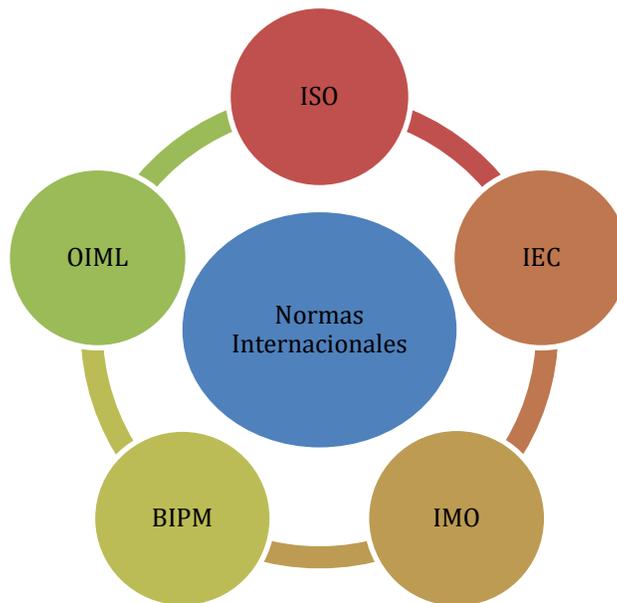


Figura 5.3 Normas internacionales.

5.1.4 Estándares de Instituciones Internacionales

Diferentes instituciones privadas publican estándares, directrices, guías o mejores prácticas para su país de origen, que sirven de referencia en otros países del mundo. Pueden mencionarse: *American Petroleum Institute (API); British Standards Institution (BSI); Norwegian Standards Writing Bodies (NORSOK); European Standardization Organizations (ESO); American Society for Testing and Materials (ASTM); y American Society of Mechanical Engineers (ASME).*



Figura 5.4 Instituciones Internacionales que emiten estándares de relevancia en la industria de petrolera.

5.2 Normas y estándares nacionales - sistema nacional de ductos

En las **Tablas 5.1** a **5.4** se indican algunas de las normas y estándares más importantes del país con relación al sistema nacional de ductos.

Tabla 5.1 Normas Mexicanas (NMX's).

Nomenclatura	Concepto
PROY-NMX-B-516-CANACERO-2017	Tubos de acero para sistemas de transporte por ductos de petróleo, gas y otros fluidos.

Tabla 5.2 Normas Oficiales Mexicanas (NOM's).

Nomenclatura	Concepto
NOM-117-SEMARNAT-2006	Especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto.
NOM-EM-004-SECRE-2014	Transporte por Medio de Ductos de Gas Licuado de Petróleo y Otros Hidrocarburos Líquidos Obtenidos de la Refinación del Petróleo.
NOM-027-SESH-2010	Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos.

Tabla 5.3 Normas de Referencia generales (NRF's).

Nomenclatura	Concepto
NRF-084-PEMEX-2011	Electrodos para soldadura para los sistemas de ductos e instalaciones relacionadas.
NRF-096-PEMEX-2010	Conexiones y accesorios para ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
NRF-291-PEMEX-2012	Depósitos metálicos para inhibidores de corrosión de los sistemas de protección interiores de ductos terrestres de transporte.
NRF-292-PEMEX-2012	Registros para instalación y retiro de testigos y/o probetas corro simétricas de los sistemas de evaluación de ductos terrestres de transporte.
NRF-060-PEMEX-2006	Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados.
NRF-014-PEMEX-2006	Inspección, evaluación y mantenimiento de ductos marinos “, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Tabla 5.4 Normas de Referencia PEMEX para corrosión (NRF's).

Nomenclatura	Concepto
NRF-005-PEMEX-2000	Establecer los criterios, metodologías, requisitos mínimos de calidad, especificaciones y pruebas de laboratorio y campo, que deben cumplir los inhibidores de corrosión que suministren las Compañías fabricantes, ya sea a través de Adquisiciones o por Licitaciones de Contratos.
NRF-026-PEMEX-2008	Establecer los requisitos mínimos técnicos y documentales que deben cumplir los proveedores y contratistas en la adquisición y aplicación de los recubrimientos anticorrosivos para la protección exterior de los ductos de acero enterrados y/o sumergidos, que transportan fluidos en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
NRF-030-PEMEX-2009	Establecer los requisitos técnicos para la contratación del diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres destinados al transporte de hidrocarburos.
NRF-047-PEMEX-2014	Establecer los requisitos técnicos para la contratación del diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres destinados al transporte de hidrocarburos.
NRF-053-PEMEX-2006	Establecer los requisitos técnicos que debe cumplir un sistema de protección anticorrosiva, aplicado a superficies de hierro y acero al carbono a diferentes condiciones ambientales.
NRF-060-PEMEX-2012	Establecer los requisitos técnicos y documentales para la contratación del servicio de inspección de ductos, mediante la utilización de equipos instrumentados.
NRF-194-PEMEX-2013	Establecer los requisitos técnicos y documentales que se deben cumplir para la adquisición de testigos y probetas corrosimétricas usadas para evaluar la velocidad de corrosión en el interior de ductos, equipos, recipientes e instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX).

Algunas normas institucionales específicamente dirigidas al transporte de hidrocarburos son:

- Norma de referencia NRF-096-PEMEX-2004: Conexiones y Accesorios para Ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
- Lineamientos Generales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para la protección de los derechos de vía petroleros, contra ocupaciones irregulares emitida en 1999.
- Lineamientos para la consolidación de los derechos de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios Respecto de los Ductos de la industria Petrolera y sus Correspondientes Derechos de Vía Petroleros, emitida en el año 1992.
- Lineamiento corporativo para el Reporte de Fugas, Derrames, desfogues, Descargas y Emisiones Extraordinarias de Hidrocarburos y Otras Sustancias Peligrosas, 2001.

Las normas y lineamientos anteriores buscan regular el transporte de hidrocarburos por ductos, delimitar los servicios jurídicos y normativos, y mantener la seguridad industrial y protección ambiental, entre otros aspectos.

5.3 Normas y estándares internacionales - sistema nacional de ductos

En las **Tablas 5.5 a 5.15** se indican algunas de las normas y estándares internacionales más importantes con relación al sistema nacional de ductos en México.

Tabla 5.5 Normas ISO para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
ISO 7384-1986	Pruebas de corrosión en atmósfera artificial. Requisitos generales.
ISO 7539-11987 ISO 7539-2-1989	Corrosión de metales y aleaciones. Ensayos de corrosión bajo tensión. Parte 1: Orientación general sobre procedimientos de ensayo. Parte 2: Preparación y uso de muestras de vigas dobladas.
ISO 8565-1992	Metales y aleaciones. Ensayos de corrosión atmosférica. Requisitos generales para ensayos de campo.
ISO 9227-1990	Pruebas de corrosión en atmósferas artificiales. Pruebas de niebla salina.
ISO 11303-2002	Corrosión de metales y aleaciones. Directrices para la selección de métodos de protección contra la corrosión atmosférica.
ISO 11845-1995	Corrosión de metales y aleaciones. Principios generales para ensayos de corrosión.
ISO 15156-1-2001 ISO 15156-2-2003	Industrias de petróleo y gas natural. Materiales para su uso en entornos que contienen H ₂ S en la producción de petróleo y gas. Parte 1: Principios generales para la selección de materiales resistentes al agrietamiento. Parte 2: Aceros al carbono y de baja aleación resistentes al agrietamiento, y el uso de fundiciones.
ISO 15156-3-2003	Industrias de petróleo y gas natural. Materiales para su uso en entornos que contienen H ₂ S en la producción de petróleo y gas. Parte 3: CRA resistentes a la fisuración (aleaciones resistentes a la corrosión) y otras aleaciones.
ISO 6614-1994	"Determinación de productos petrolíferos del agua Separabilidad de aceites de petróleo y fluidos sintéticos".

Tabla 5.6 Normas ISO para el sistema nacional de ductos.

Nomenclatura	Concepto
ISO 3183:2012	Sistemas de transporte por ductos / Manufactura de tubos de acero.
ISO 12490:2011	Integridad mecánica y dimensionamiento de actuadores y kits de montaje para válvulas.
ISO 12736:2014	Revestimientos de aislamiento térmico húmedo para ductos, líneas de flujo, equipos y estructuras submarinas.
ISO 13623:2009	Sistemas de transporte por ductos / Diseño, materiales, construcción, pruebas, operación, mantenimiento y abandono.
ISO 13847:2013	Soldadura de ductos.
ISO 14313:2007/ Cor 1:2009	Válvulas de ductos.
ISO 14723:2009	Válvulas de ductos submarinos.
ISO 12747:2011	Práctica recomendada para la extensión de la vida del ducto.
ISO 16440:2016	Diseño, construcción y mantenimiento de ductos recubiertos de acero.
ISO 16708:2006	Métodos de estado límite basados en confiabilidad.
ISO 21329:2004	Procedimientos de prueba para conectores mecánicos.
ISO 15589-1:2015 ISO 15589-2:2012	Protección catódica de los sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Ductos terrestres. Parte 2: Ductos mar adentro.
ISO 15590-1:2009 ISO 15590-2:2003 ISO 15590-3:2004	Curvas de inducción, accesorios y bridas para sistemas de transporte por ductos. Parte 1: Curvas de inducción. Parte 2: Guarniciones. Parte 3: Bridas

Tabla 5.7 Normas ISO para el sistema nacional de ductos.

Nomenclatura	Concepto
ISO 21809-1:2011 ISO 21809-2:2014 ISO 21809-3:2016 ISO 21809-4:2009 ISO 21809-5:2017	Revestimientos externos para ductos enterrados o sumergidos utilizadas en sistemas de transporte por ductos Parte 1: Revestimientos de poliolefina. Parte 2: Revestimientos de poliolefina. Parte 3: Recubrimientos de juntas de campo. Parte 4: Revestimientos de polietileno. Parte 5: Revestimientos exteriores de hormigón.
ISO13703:2000/Cor 1:2002	Sistema de ductos Off shore: Diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de producción off shore.

Tabla 5.8 Normas ASME para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
ANSI / ASME B31.4-2015	"Sistemas de transporte por tuberías para hidrocarburos líquidos y otros líquidos".
ANSI / ASME B31G-1991	"Manual para determinar la] resistencia remanente de tuberías corroídas: un suplemento a B31, Código para tuberías de presión".
ASME B31G-2009	Método para determinación del esfuerzo remanente en tuberías corroídas (Method For Determining The Remaining Strength Of Corroded Pipelines1991(R2004)).
ASME B31.8S-2018	Administración de sistemas de integridad de ductos que transportan gas (Managing System Integrity of Gas Pipelines) (2004).

Tabla 5.9 Normas ASTM para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
ASTM G50 – 10-2015	Práctica estándar para realizar pruebas de corrosión atmosférica en metales.
ASTM G84 – 89-2012	Práctica estándar para la medición del tiempo de humedad en superficies expuestas a condiciones de humectación como en las pruebas de corrosión atmosférica.
ASTM G101 – 04-2015	Guía estándar para estimar la resistencia a la corrosión atmosférica de los aceros de baja aleación.
ASTM G3 – 14-2019	Práctica estándar para convenciones aplicables a mediciones electroquímicas en pruebas de corrosión.
ASTM G96 – 90-2018	Guía estándar para el monitoreo en línea de la corrosión en equipos de planta (métodos eléctricos y electroquímicos).
ASTM G102 – 89-2019	Práctica estándar para el cálculo de tasas de corrosión e información relacionada de mediciones electroquímicas.
ASTM G189-07-2013	Guía estándar para la simulación de laboratorio de corrosión bajo aislamiento.
ASTM G199-09-2014	Guía estándar para la medición de ruido electroquímico.
ASTM G215 – 17	Guía estándar para la medición potencial de electrodos.
ASTM G185-06-2016	Guía estándar para evaluar y calificar los inhibidores de corrosión de refinerías y campos petroleros en el laboratorio
ASTM G-8, G 42-2019	Práctica estándar para evaluar y calificar los inhibidores de corrosión de refinerías y campos petroleros utilizando una jaula giratoria.

Tabla 5.10 Normas ASTM para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
ASTM G30 – 97-2016	Práctica estándar para hacer y usar muestras de prueba de corrosión y esfuerzo de flexión en U.
ASTM G111 – 97-2018	Práctica estándar para operar aparatos de niebla salina (niebla).
ASTM G184-06-2016	Guía estándar para pruebas de corrosión en ambientes de alta temperatura o alta presión, o en ambos.
ASTM G 1-03-2017	Práctica estándar para evaluar y calificar los inhibidores de corrosión de refinerías y campos petroleros utilizando el electrodo de cilindro giratorio.
ASTM G 4-01-2014	Evaluación de la resistencia catódica desprendimiento de los revestimientos.
ASTM SI 10	"Práctica estándar para preparar, limpiar y evaluar muestras de prueba de corrosión"
ASTM G 46-2018	"Guía estándar para realizar pruebas de corrosión en aplicaciones de campo".

Tabla 5.11 Normas API para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
API 1160-2016	"Gestión de la integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos".
ANSI / API 579-2017	"Práctica recomendada para la aptitud física para el servicio y la operación continua de equipos".
API 2200-2015	"Reparación de petróleo crudo, gas licuado de petróleo y tuberías de productos". Especificación API 5L "Especificación para tubería de línea".
API 1160-2016	Gestión de la integridad del sistema para tuberías de líquidos peligrosos.

Tabla 5.12 Estándares para la evaluación de inhibidores de corrosión.

Nomenclatura	Concepto
MR- 01-74	Recomendaciones para la selección de inhibidores para su uso como lubricante de roscas en varillas de bombeo.
RP-02-73, API D-15 Bulletin	Manejo y uso adecuado de inhibidores en yacimientos con componentes ácidos en la producción.
TM-01-73	Productos con propiedades antióxido para yacimientos petroleros gestionados a través de oleoductos.
RP-01-75	Control de corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías.
ASTM G31-72	Laboratorio de inmersión de ensayos de corrosión de metales.
TM-03-74, TM-197, TMO374-2001	Prueba de detección de laboratorio para determinar la capacidad de los inhibidores de incrustaciones para prevenir la precipitación de calcio, sulfato y carbonato de calcio de la solución.

Tabla 5.13 Normas NACE para corrosión en ductos.

Nomenclatura	Concepto
NACE / ASTM G31 - 12^a-2012	Guía estándar para pruebas de corrosión por inmersión en laboratorio de metales.
NACE / ASTM G193-2012	Terminología estándar y acrónimos relacionados con la corrosión.
NACE SP0204-2015	"Metodología de evaluación directa del agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC). Publicación NACE 3T199 "Técnicas para monitorear la corrosión y parámetros relacionados en aplicaciones de campo".
NACE MR0175 / ISO 15156-2018	"Industrias de petróleo y gas natural - Materiales para uso en entornos que contienen H ₂ S en la producción de petróleo y gas".
NACE TM0169-2012	"Ensayos de corrosión en laboratorio de metales".
NACE RP-0176-2007	Control de corrosión de acero, plataformas marinas fijas asociadas con la producción de petróleo.
NACE 37507-1999	Prevención de corrosión por recubrimientos protectores.
NACE SP0169: 2007	Control de la corrosión externa en sistemas de tuberías metálicas subterráneas o sumergidas.
NACE-RP-0502-2012	Metodología de evaluación directa de ductos con corrosión externa ECDA (Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology) (2002).

Tabla 5.14 Estándares Internacionales.

Nomenclatura	Concepto
Y – 002	Extensión de vida de sistemas de transporte (NORSOK).
U – 001	Sistemas de producción submarina (NORSOK).
U – 009	Extensión de la vida de los sistemas de producción submarina (NORSOK).
CEN ISO / TS 16530-2: 2015	Sistemas de transporte de tuberías - Práctica recomendada para la extensión de la vida útil de los oleoductos (ESO).
EN 13942: 2009	Sistemas de transporte de tuberías - Válvulas de tubería (ESO).
EN 14161: 2011 + A1: 2015	Sistemas de transporte de tuberías (ESO).
EN 14163: 2001 / AC: 2006	Sistemas de transporte de tuberías - Soldadura de tuberías (ESO).
EN ISO 14723: 2009	Sistemas de transporte de tuberías - Válvulas de tuberías submarinas (ESO).
EN ISO 16440: 2016	Sistemas de transporte por tubería - Diseño, construcción y mantenimiento de tuberías de acero (ESO).
EN ISO 11960: 2014	Tubos de acero para uso como tuberías o tuberías para pozos (ESO).
EN ISO 11961: 2008	Tubos de acero (ESO).
EN ISO 13680: 2010	Tubos sin soldadura de aleación resistentes a la corrosión para uso como carcasa, tubería y material de acoplamiento - Condiciones técnicas de suministro (ESO).

Tabla 5.15 Estándares Internacionales.

Nomenclatura	Concepto
EN ISO 24817: 2017	Reparaciones compuestas de tuberías - Calificación y diseño, instalación, pruebas e inspección (ESO).
CEN ISO/TR 10400:2011	Ecuaciones y cálculos para las propiedades de la carcasa, tubería, tubería de perforación y conductos utilizados como tuberías o tuberías (ESO).
EN ISO 13628-3: 2000	Diseño y operación de sistemas de producción submarinos - Parte 3: A través de sistemas de flujo de fluido (ESO).
B837-10	Especificación estándar para Seamless tubos de cobre para gas natural y petróleo licuado (LP) Sistemas de Distribución de Gas Combustible (ASME).
(2011) e1 D1187 / D1187M-97	Especificación estándar para emulsiones asfálticas-Base para su uso como revestimientos protectores de metal (ASME).
D1227-13	Especificación estándar para el asfalto emulsionado, utilizado como revestimiento protector para cubiertas (ASME).
ASTM F2896-11 (2017)	Especificación estándar para polietileno reforzado compuesto de tuberías para el transporte de petróleo y gas y líquidos peligrosos (ASTM).
ASTM B837-10	Especificación Estándar para tubo de cobre sin fisuras para Natural Gas y Fluido (LP) Gas Sistemas de distribución de combustible (ASTM).
ASTM F2905 / F2905M-13	Especificación estándar para Black polietileno reticulado (PEX) Línea de tuberías, accesorios y juntas para petróleo y gas producción de aplicaciones (ASTM).

Capítulo 6

Diseño y operación de ductos: prevención y mitigación de la corrosión

“Reinaba el tumulto cuando llegué al lugar. Muchos camellos habían sido empujados dentro del estanque por las oleadas que los seguían y estaban tratando, con bramidos y gruñidos, de retroceder. Mientras orillaba el tumulto, me invadió un olor acre y vi salir del estanque a los primeros camellos, con las panzas y patas goteando un líquido negro, y en los rostros de sus jinetes una mirada furiosa de desilusión. No era agua lo que habíamos encontrado, sino petróleo ¡Que brotaba de las entrañas de la tierra!”.

Hans Ruesch (1953)

Con base en la investigación realizada, en este capítulo se presenta un resumen de algunos de los aspectos técnicos más relevantes que los ingenieros deben considerar en las etapas de diseño y operación de los ductos petroleros para prevenir y mitigar de la corrosión. Sobra mencionar que el éxito de ambas etapas radica en la participación de grupos multidisciplinarios de especialistas, así como en la correcta y oportuna aplicación de las normas y estándares nacionales e internacionales correspondientes.

6.1 Etapa de diseño

Algunos los principales aspectos técnicos concernientes a la corrosión que deben considerarse en el diseño de un ducto son los siguientes.

- Composición de los fluidos transportados: Es necesario conocer la composición de los fluidos de yacimiento (aceite, gas y /o agua) que serán transportados para diseñar los ductos y establecer estrategias adecuadas de prevención y mitigación de la corrosión; en particular, resulta crítico cuantificar el contenido de H₂S, CO₂ y agua, así como de cualquier otra sustancia corrosiva presente en el sistema.
- Medio ambiente: Deben identificarse las características del medio ambiente al que estará expuesto el ducto a lo largo de toda su trayectoria, la cual puede cubrir varios cientos de kilómetros.
- Condiciones de operación: Para el diseño del ducto, es necesario especificar la presión, temperatura y gastos de los fluidos transportados en condiciones de servicio, así como los valores máximos y mínimos esperados de estos parámetros (particularmente, en operaciones de arranque y paro).
- Vida útil: En el diseño, deberá considerarse el tiempo que se espera que el ducto esté en operación.
- Material del ducto: Los ductos están constituidos por acero al carbono y trazas de otros elementos químicos en diferentes porcentajes; la selección específica del material del ducto estará en función de la composición de los fluidos transportados y del medio al cual estarán expuestos, las condiciones de operación, las propiedades mecánicas de los materiales, y aspectos de seguridad, vida de servicio y costos.

- Diámetro de la tubería: Deben tenerse en cuenta dimensiones nominales de la tubería y las conexiones; en la selección del diámetro, deberá considerarse cierta flexibilidad operativa. Es recomendable que las variaciones en el diámetro sean mínimas.
- Tipo de esfuerzos: Dependiendo del lugar donde sea colocado el ducto, se deberán analizar los principales esfuerzos a los que estará sometido, tanto axial como radialmente. Si el ducto estará sumergido, deberá establecerse el diferencial positivo máximo entre la presión externa y la presión interna. En el diseño, deberán considerarse las expansiones mecánica y térmica del ducto.
- Espesor adicional por desgaste: Se estimará un espesor adicional de la pared del ducto en función de datos estadísticos de desgaste registrados en sistemas existentes similares. Si no se cuenta con este tipo de datos, hay criterios para estimarlo (por ejemplo, un incremento adicional de 0.159 mm de espesor por cada año de vida útil esperado).
- Curvatura en codos: Debe considerarse un radio mínimo de curvatura (al menos, tres veces el diámetro de la tubería) en los codos para permitir el libre paso de los instrumentos de limpieza, así como para disminuir el desgaste por erosión en estos puntos.
- Tipo de soldadura: Los ductos se fabrican con o sin costura, y se sueldan con arco eléctrico. Al respecto, es importante considerar que los puntos de unión son susceptibles a problemas de corrosión.
- Cambio de ruta: Deben considerarse cambios de ruta cuando exista un cruce con una carretera, calles o avenidas, líneas de transmisión eléctrica, otros ductos o alguna instalación subterránea preexistente.

- Cruce de ríos: El cruce en ríos se realiza de dos formas: a) aéreo: estructura en forma de puente que soporta la tubería y libra el cruce; b) subfluvial: la tubería se instala en el fondo del río y debe lastrarse o anclarse para darle estabilidad.
- Interacción suelo-tubería: Identificar los puntos en que puedan ocurrir desplazamientos longitudinales y deformaciones, principalmente en suelos no homogéneos.
- Programa de mantenimiento e inspección: Para identificar oportunamente las posibles problemáticas que comprometan la integridad mecánica del ducto, desde la etapa de diseño deberán elaborarse los correspondientes programas de inspección y mantenimiento.
- Recubrimientos anticorrosivos: Dependiendo de los fluidos transportados y del medio al que estará expuesto el ducto, deberá seleccionarse el tipo de recubrimiento anticorrosivo.
- Protección catódica: Deberá evaluarse, seleccionar y diseñar el tipo de protección catódica (corriente impresa y ánodos de sacrificio) que se implementará.
- Trampas de diablos: Dependiendo del tipo de servicio del ducto, será conveniente considerar el diseño de trampas de envío y de recibo de diablos para operaciones de limpieza y toma de información.
- Programa de inyección de inhibidores: Se evaluará y seleccionará el tipo de inhibidor de corrosión que será utilizado en la operación del ducto, previendo que sea compatible con los fluidos transportados, y se elaborará un programa de inyección.
- Localización de testigos y probetas de corrosión: en el diseño del ducto, deberán identificarse los puntos en que se colocarán testigos y/o probetas de corrosión.

6.2 Etapa de operación

De acuerdo con lo revisando en este trabajo, la corrosión es un fenómeno que se presentará tarde o temprano en los ductos; ahora bien, se buscará mantener la tasa de degradación en rangos aceptables. Para tal efecto, a continuación, se mencionan algunas de los principales aspectos técnicos que deberán considerarse en la etapa de operación.

- Pruebas hidráulicas: Para evaluar la hermeticidad del ducto, será necesario realizar pruebas hidráulicas; éstas se llevan a cabo antes de la entrada en operación, pero también pueden realizarse nuevamente después de cierto número años en operación; asimismo, para identificar fugas o rupturas cuando sea necesario.
- Monitoreo continuo de las condiciones de operación: Deberá monitorearse de forma continua la presión, temperatura y gastos en condiciones normales de operación, así como durante paros o arranques, para identificar y controlar oportunamente las variaciones que pongan en riesgo el sistema.
- Evaluación de la corrosión interna: Deberá evaluarse la progresión de la corrosión interna del ducto mediante el uso de testigos y probetas, o bien mediante la corrida de diablos instrumentados.
- Protección catódica: Deberá evaluarse periódicamente la efectividad del sistema de protección catódica para mantenerlo en condiciones óptimas de operación.
- Inyección de inhibidores: La efectividad de los inhibidores de corrosión utilizados deberá evaluarse con cierta periodicidad para sustituirlos si fuera necesario; en este caso, deberán realizarse nuevamente pruebas de compatibilidad con los fluidos transportados y otros químicos utilizados.

- Corrida de diablos de limpieza: Deberán correrse diablos de limpieza para remover cualquier acumulación de sustancias indeseables en el ducto; por ejemplo, agua estancada y depósitos orgánicos e inorgánicos. La periodicidad se estimará con base en estudios de simulación de flujo y evidencia de análisis composicionales de muestras de los fluidos recolectados a la entrada y salida del ducto.
- Evaluación de la corrosión externa: Deberán realizarse pruebas periódicas para evaluar la corrosión externa del ducto y la integridad de los recubrimientos anticorrosivos; por ejemplo, mediante tecnologías de ondas guiadas, CIPS y DCVG. En ductos submarinos, podría realizarse una inspección visual mediante vehículos operados de forma remota.
- Operaciones de mantenimiento: Deberá implementarse el programa de mantenimiento del ducto para reparar o sustituir aquellos tramos que representen un riesgo para la continuidad de las operaciones. El programa de mantenimiento deberá actualizarse continuamente con base en los datos de integridad mecánica disponibles al momento.
- Daño por terceros: Para tomar acciones pertinentes de forma oportuna, deberán identificarse aquellos tramos susceptibles a daños por terceros.

Conclusiones

El aseguramiento de flujo en la industria petrolera involucra todas aquellas problemáticas relacionadas con el transporte de fluidos complejos a través de tuberías, particularmente bajo condiciones adversas de presión y temperatura. La corrosión es una de las más relevantes.

La corrosión de los materiales es un fenómeno que se presenta prácticamente en toda la cadena de valor de la industria petrolera, y es la causante de un alto porcentaje de las fallas mecánicas de tuberías, instalaciones y equipos; fallas que pueden derivar en eventos catastróficos, tanto para el personal como el medio ambiente. Por lo tanto, es importante que los ingenieros petroleros complementen su formación profesional con conocimientos sobre esta problemática.

Por lo tanto, en este trabajo se presentó una visión integral, sintética y sistemática de los aspectos fundamentales en el estudio, evaluación, prevención, modelado y normatividad concernientes a la corrosión en tuberías, como un tema prioritario de aseguramiento de flujo en los sistemas de producción petroleros.

Para tal efecto, se presentaron definiciones y conceptos relevantes de la corrosión. Se describieron su principio electroquímico y sus diferentes tipos. Se mencionaron sus causas más comunes en los sistemas integrales de producción de petróleo y gas, siendo la presencia de CO_2 , H_2S y agua libre (salmuera) los factores más relevantes.

Una de las primeras acciones para evaluar la corrosión que podrían experimentar las tuberías es estimar la tasa de degradación a través de pruebas en laboratorio; al respecto, puede mencionarse que existen diferentes tipos de experimentos en función de los tipos de corrosión que se desean evaluar, de los agentes corrosivos de interés, y de las condiciones de gastos, presión y temperatura en que operará el sistema.

El monitoreo en línea de la tasa de corrosión interna de los ductos puede realizarse mediante probetas y testigos corrosimétricos; asimismo, con tecnologías de inspección con diablos instrumentados. En cuanto a la corrosión externa, ésta puede evaluarse con herramientas de ondas ultrasónicas directamente sobre la tubería; o bien, puede inferirse a partir de mediciones de cambios en el potencial del terreno.

La selección de los materiales con que se elaboran las tuberías constituye la primera acción para prevenir su degradación por la corrosión. Otras medidas de protección son el uso de recubrimientos anticorrosivos, sistemas de protección catódica, y la inyección de inhibidores de corrosión seleccionados de acuerdo con las características del medio y los fluidos transportados.

Existe una gran diversidad de modelos teóricos y correlaciones para predecir la tasa de corrosión, desde los más sencillos basados en criterios de campo hasta aquéllos que involucran elaborados cálculos electroquímicos y/o probabilísticos. En este trabajo se presentaron dos métodos ampliamente utilizados en la industria petrolera para estimar la corrosión interna de tuberías, y un método de campo en el caso de la tasa de corrosión externa.

También, se mencionaron algunas normas y estándares, tanto nacionales como internacionales, relacionadas con el sistema nacional de ductos en México, destacando aquellas referentes al tema de corrosión.

Finalmente con base en los resultados de la investigación realizada y el resumen de algunos de los principales aspectos técnicos que deben considerarse en las etapas de diseño y operación de los ductos petroleros para prevenir o mitigar la corrosión.

Referencias

1. Anuario Estadístico, PEMEX . (2008). Obtenido de:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
2. Anuario Estadístico, PEMEX (2010). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
3. Anuario Estadístico, PEMEX . (2011). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
4. Anuario Estadístico, PEMEX. (2009). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
5. Anuario Estadístico, PEMEX. (2012). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
6. Anuario Estadístico, PEMEX. (2013). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
7. Anuario Estadístico, PEMEX. (2016). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico-2016.pdf>
8. Anuario Estadístico, PEMEX. (7 de agosto de 2014). Obtenido de Anuario Estadístico, PEMEX:
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>
9. Arne Dugtand, Fundamental Aspects of CO₂ Metal Loss Corrosion Part 1: Mecanism, Institute for Energy Technology, Paper No. 06111 NACE, 2006.
10. Ascott, España. (2016, 20 junio). Cámara de nebulización-modo rocío de

- sal. Recuperado 28 agosto, 2019, de:
http://www.ascott.es/howtheywork/sscsaltsprayillo2_sp.html
11. ASM. (1994). Corrosion in the Petrochemical Industry (Ed. Rev.). Ohio, USA: ASM International.
 12. ASTM G01-03 Estándar Practice for Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimens.
 13. ASTM G31 (NACE TM0169/G31). Estandar practice for Laboratory Immersion Corrosion testing Metals.
 14. Ávila, J., & Genescá, J. (1995). Más allá de la Herrumbre II. "La lucha contra la corrosión" (3ª ed.). Recuperado de:
http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_7.htm.
 15. Baboian, R. (2005). Corrosion Tests and Standards (2ªed.). Baltimore, USA: ASTM.
 16. Bell, C., & Johnson, D. (2007). Resistencias de materiales. (4ta. ed.). México: McGraw-Hill.
 17. Caleyó, F., Velázquez, J.C., & Hallen, J.M. (2014). Análisis de los diferentes modelos de velocidad de crecimiento de defectos causados por corrosión en la confiabilidad de tuberías de acero al carbón que transportan hidrocarburos. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 13(2), 493-507.
 18. Cordell, J., & Vanzant, H. (2003). *The Pipeline Pigging Handbook* (3ªed.). Houston, USA: Clarion Technical Publishers & Scientific Surveys.
 19. CORMET. (2009). CORMET, Testing Systems, Recuperado 12 agosto, 2019, de:
<https://www.cormettestingsystems.com/product/instruments-controlled-flow-laboratory-tests/>.
 20. Corrosion Coupons in Oilfield Operations (RP0775-2005). Recuperado de:
<https://www.ingenieriadepetroleo.com/standard-nace-rp0775/>.
 21. Cosasco. (2014, 20 enero). Corrosion Coupons. Recuperado 10 septiembre, 2019, de:
<https://www.cosasco.com/corrosion-monitoring-corrosion-coupon.html>.
 22. De Waard, C., & Milliams, D.E. (1975). Predictive of carbonic acid corrosión

- in natural gas pipelines. (No.5).
<https://doi.org/10.5006/0010-9312-31.5.177>.
23. De Waard, C., & Milliams, D.E. (1991). Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines (No. 12).
DOI:10.5006/1.3585212.
24. Dillon, C.P., Forms of Corrosion: Recognition and Prevention, Houston, Tex., NACE, International, 1982.
25. DUCOMSA. (2010, 22 febrero). Recubrimiento epóxico. Recuperado 30 agosto, 2019, de:
<http://www.ducomsa.com/servicios/obra-mecanica/>.
26. Ducomsa. (2013, 27 febrero). Inspección de Ductos. Recuperado 11 septiembre, 2019 de:
<http://www.ducomsa.com/servicios/inspeccion-de-ductos/>
27. Ferrer Jiménez, C., & Amigo Borrás, V. (2005). Tecnología de materiales. México: Alfa y Omega.
28. Fontana Mars G., 1987. *Corrosion Engineering, Mc Graw Hill*. USA. Pp 153-192.
29. Fuentes, C., & Peña, D. (2007, septiembre). Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbón. *Scientia et Technica* 13(36), 881-886.
30. Gelfgat, M., Basovich, v., Adelman, A., & Drilling Research and Development Corp. (2005). Aluminium Alloy Tubulars for Oil and Gas Industry (SPE- 97035).
<https://doi.org/10.2118/97035-MS>.
31. Gelfgat, M., Grebtsov, N., Podrazhansky, A., Tikhonov, V., Shaposhnikov, V., & Krylov's Institute. (2004). High-Strength Aluminium Alloys for Deepwater Riser Applications (OTC-16185).
<https://doi.org/10.4043/16185-MS>.
32. Gill, L. (2010). Corrosión (Ed. Rev .)

33. González, C., & Monterrubio, J.L. (2010). DISEÑO MECÁNICO DE DIABLO ULTRASÓNICO PARA LA MEDICIÓN DE ESPEORES (No. 702). Recuperado de:
academia.edu/7530702/DISEÑO_MECÁNICO_DE_DIABLO_ULTRASÓNICO_PARA_LA_MEDICIÓN_DE_ESPEORES.
34. González, J. L. (2004). Mecánica de la fractura. México: Limusa.
35. Heidersbach, R. (2011). Metallurgy and Corrosion Control in Oil and Gas Production (2ª ed.). New Jersey, E.E.U.U: John Wiley & Sons.
36. H, Uhlig. (1975). Corrosión y Control de Corrosión. Estados Unidos: Wiley Interscience.
37. Koch, G.G Brongers, M.P.H. y Thompson, ASM Handbook 13 A, S.D Cramer, B.S. Covino, Jr., editors, ASM Inter, New York, 2007.
38. La lista más negra: Más de 130 desastres por vertidos de petróleo desde 1960. (s.f.). Recuperado 11 septiembre, 2018, de:
<https://www.20minutos.es/noticia/728547/0/vertidos/petroleo/claves/>
39. LORDCO. (2016, 24 mayo). Probes. Recuperado 7 septiembre, 2019, de:
https://lordco.co.nz/wp-content/uploads/er_probes-500x500.jpg.
40. M.P. Kermani and A. Morshed. Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production-A Compendium, NACE Texas 2003.
41. Mandke, J.S. (1990). Corrosion Causes Most Pipeline Failures in Gulf of México. Oil & Gas Journal.
42. Mendenhall, W., & Sincich, T. (1999). Probability and Statistics for Engineering and Science. (4ta. ed.). Mexico: Prentice- Hall.
43. MISTRAS. (2009, 25 julio). Guided Wave Testing. Recuperado: 29 septiembre, 2019, de:
<https://www.mistrasgroup.com/how-we-help/field-inspections/advanced-ndt/automated-ultrasonic-testing/guided-wave-testing/>.
44. MONROY CAMELO, Juan C. PÁEZ LUENGAS, Edgar A. Análisis de las técnicas de monitoreo de corrosión en tubería enterrada para su aplicación industrial. Bogotá, 2001, 9 h. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería Química.
45. MORKEN GROUP. (2014, 6 agosto). Recubrimiento de ducto de 30" con

cinta termocontraíble. Recuperado 30 agosto, 2019, de:
<http://www.morkengroup.com/mantas-termocontraibles-para-uniones-soldadas/>.

46. Muttu D.H. Atwood J. E. Et., Corrosion in the petrochemical industry, 1994.
47. NACE International, 2003. (2003). Corrosión Interior de Ductos (Ed. rev). Estados Unidos: NACE Corrosion Network.
48. NACE, International. Protección catódica nivel I manual básico. Estados Unidos, 2002. (3/01). 2:5-2:7p.
49. NACE. (2005). Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of
50. NACE. (2010). Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology (No. 21097). Recuperado de:
<https://www.coursehero.com/file/39174648/NACE-SP-0502-2008-PHMSA-tp-dlmnya-2010pdf/>.
51. NORSOK. (2005), NORSOK standard M-506, CO₂ corrosión predicción model. Strandvein.
52. NRF-014-PEMEX-2006, “Inspección, evaluación y mantenimiento de ductos marinos”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
53. NRF-026-PEMEX-2008, “Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
54. NRF-053-PEMEX-2005, “Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
55. NRF-060-PEMEX-2006, “Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados”.
56. NRF-060-PEMEX-2012, “Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
57. NRF-194-PEMEX-2013, “Testigos y probetas corrosimétricas”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

58. Oceaneering. (2019, 30 septiembre). Support offshore. Recuperado 9 octubre, 2019 de:
<https://www.oceaneering.com/wp-content/uploads/2017/05/DRT-cropped.jpg>.
59. OHIO University. (2016, 15 marzo). [OHIO University]. Recuperado 12 agosto, 2019, de:
<https://www.ohio.edu/engineering/corrosion/images/figure26.jpg>.
60. Olympus. (2013, 12 abril). Soluciones de inspección para la corrosión. Recuperado 8 agosto, 2019, de:
<https://www.olympus-ims.com/es/corrosion-inspection-solutions/>.
61. PANCORBO FLORISTÁN, Francisco. Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación: Diagramas de Corrosión. Barcelona: Ediciones técnicas Marcombo, 2011. 34 p. ISBN 978-84-267-1576-0.
62. Papavinasam, S. (2014). *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry*. Amsterdam, Países Bajos: ELSEVIER.
63. PEMEX. (2000). Informe de sustentabilidad. Ciudad de México.
64. PEMEX. (2004). Desarrollo sustentable. Ciudad de México.
65. PEMEX. (2005). Informe de sustentabilidad. Ciudad de México.
66. PEMEX. (2007). Informe de sustentabilidad. Ciudad de México.
67. PEMEX. (2008). Informe de sustentabilidad. Ciudad de México.
68. Peña Genis D. (2015). "Inhibidores de corrosión ". Recuperado 20 diciembre, 2018, de:
<https://prezi.com/6yqlgwlsfhzn/inhibidores-de-corrosion/>.
69. PROTAN. (2007). Auditoria de Sistemas de Protección Catódica y Estado de Conservación de Revestimientos Anticorrosivos en Gasoductos y Oleoductos (Inspecciones CIPS – DCVG). Recuperado de:
<https://www.protansa.com/sevicios/PROTAN-SA-InspeccionesCIPS-DCVG.pdf>
70. PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación, SEGOB.

71. Roberge, P. (2000). Handbook of Corrosion Engineering (2^a ed.). Madrid, España: McGraw-Hill.
72. Schlumberger. (2016). La corrosión: la lucha más extensa. Oilfield Review, 36-51.
73. Schmidt, D. (2000). Historical Overview of Oil Spills From All Sources (1960-1998). *Oil Spill Intelligence Report*.
74. Schmidt, D. (2001). Analysis of oil spill Trends the United States and Worldwide. *Oil Spill Intelligence Report*, 1291-1300.
75. Schmidt, D., & Welch, J. (1997). Trends in oil spill volumes and frequency. *Oil Spill Intelligence Report*.
76. Sheldon W. Dean, Jr., Richard Derby and Glenn T., Material Performance, NACE, No. 47, 1981.
77. Sintemar. (2012, 28 mayo). Cintas Poleolefinas. Recuperado 30 agosto, 2019, de:
<http://www.sintemar.com/es/servicios/sector-naval/proteccion-de-pilotes-marinos>.
78. Smith, L. & de Waard, K. (2005). CORROSION PREDICTION AND MATERIALS SELECTION FOR OIL AND GAS PRODUCING ENVIROMENTS (No. 05648). Recuperado de:
<http://ww.intetech.com/images/downloads/Paper71.pdf>.
79. SPE. (2013). Application of Aluminium Alloy Tube Semis: Problems and Solutions in the Development of Exploration, Production and Transportation Bussiness of Hydrocarbons in the Artic (SPE 166919). Recuperado de:
<http://toc.proceedings.com/20311webtoc.pdf>.
80. Staehle, R. W., Predicting the Performance of Pipelines. Revie, R. W. And Wang, K. C. International Conference on Pipeline Reability, VII-1-1VII-1-13. 1992. Ottawa, Ont., CANMET.
81. Staehle, R. W., Understanding "Situation-Dependent Strength ": A Fundamental Objective, in Assessing the History of the Stress Corrosion Cracking. Environment Induced Craking of Metals, Houston, Tex., NACE International, 1989, pp. 561-612.

82. Subsecretaría de Industria y Comercio (Ed.). (2017). Guía de Estándares Técnicos (Para empresas proveedoras de la Industria de hidrocarburos 2017). Ciudad de México: Secretaria de Economía.
83. Training Argentina Oil & Gas. (2017, 21 mayo). Crevice corrosión. Recuperado 8 agosto, 2019 de:
<http://training-arg.com.ar/eventos2017.htm>.
84. UHLIG, HERBET H. Corrosión y Control de Corrosión. España: Urmo S.A. de ediciones. 393 p. 84-314-0149-4. (1979).
85. UPV. (2012, 10 abril). Corrosión selectiva o desaleante. Recuperado 8 de agosto, 2019, de:
https://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/pfcm12_4_10.html.
86. VILA CASADO, Gustavo. Corrosión Electroquímica- Mecanismo y Métodos de control. Bogotá: Universidad Nacional, 1990. p.138.
87. Waard, C.d., Lotz, U., & Dugstad, A (1995). Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂. CORROSION/95, PAPER 128, NACE.
88. Waard, C.d., Smith, L., & Craig, B. D. (2003). The Influence of Crude Oil on Well Tubing Corrosion Rates. CORROSION/2003, Paper no. 03629, NACE International.
89. Walpole, R., & Myers, R. (1992). Probabilidad y estadística. (4ta. Ed.). México: McGraw-Hill.
90. Wikimedia. (2016, 25 abril). Galvanic corrosión. Recuperado 8 agosto, 2019 de:
http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Galvanic_corrosion-1b.jpg.
91. Ya, M., Basovich, V., & Tikhonov, V. (2003). Drillstring with Aluminium Alloy Pipes Design and Practices (SPE/IADC-79873).
<https://doi.org/10.2118/79873-MS>.