

**ESTUDIO DE LAS METODOLOGÍAS DE INSPECCIÓN, CONTROL Y  
MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN EL PROCESO DE  
TRANSPORTE DE GAS NATURAL**



**ANATILDE ARIAS BASTIDAS**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA AMBIENTAL, CIVIL Y QUÍMICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA, 21 DE DICIEMBRE 2020**

**ESTUDIO DE LAS METODOLOGÍAS DE INSPECCIÓN, CONTROL Y  
MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN EL PROCESO DE  
TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

**ANATILDE ARIAS BASTIDAS**

**Trabajo de monografía presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO QUÍMICO**

**Director: JACQUELINE CORREDOR ACUÑA  
Doctor en Ingeniería química**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA AMBIENTAL, CIVIL Y QUÍMICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**

**Pamplona, 21 de diciembre 2020**

## Dedicatoria

A Dios, por todas las pruebas y bendiciones que me ha dado para que pudiera terminar una meta propuesta hace diez años. A mis padres Pablo y Neglis por su infinito amor, les agradezco su entrega, entendimiento y confianza para cumplir todos mis sueños y por estar presente en todas las etapas de mi vida. A mis hermanos Andrea y Pablo José por su apoyo incondicional a pesar de todos mis tropiezos. A mis abuelos Anatalde, José y Dionisio que desde niña confiaron en todas mis habilidades y no me dejaron rendir en la obtención de mis sueños.

A mi compañero de vida Joseph, por su esfuerzo constante para que pudiera realizarme profesionalmente, por sus palabras de aliento y apoyo. A la persona más importante de mi vida a mi hijo Juan Pablo, quien es mi motivo, mi luz y el empuje necesario para lograr cualquier cosa que me proponga en mi vida.

A todas aquellas personas que hicieron parte de este proceso para culminar mis estudios.

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que hicieron parte del proceso formativo. A mi padre por ser mi ejemplo de superación y perseverancia, esta monografía nace de todas las experiencias vividas con él, a mi familia por acompañarme en este proceso. A mis compañeros por su colaboración, aprendizaje y disposición en cada etapa académica y docentes de la carrera por su conocimiento y profesionalismo. Finalmente, a mi nueva alma mater por permitirme cumplir este objetivo.

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN .....	12
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	12
2.2 JUSTIFICACIÓN.....	12
3. OBJETIVOS .....	13
3.1 Objetivo general .....	13
3.2 Objetivos específicos.....	13
4. ESTADO ACTUAL .....	14
4.1 IMPORTANCIA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.....	14
4.1.1 Gas natural .....	14
4.1.1.1 Composición del gas natural.....	14
4.1.1.2 Compuestos presentes en el gas natural que favorecen la corrosión. ....	14
4.1.1.2.1 agua.....	14
4.1.1.2.2 dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ).....	15
4.1.1.2.3 oxígeno .....	15
4.1.1.2.4 sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S).....	15
4.1.1.2.5 sólidos.....	15
4.1.1.2.6 ácidos orgánicos .....	15
4.1.2 Generalidades de la tubería para transporte de gas natural.....	15
4.1.2.1 Tipos de fabricación .....	17
4.1.2.1.1 Tubería soldada.....	17
4.1.2.1.2 Tubería sin costura.....	17
4.1.2.2 Grados de la tubería API 5L.....	17
4.2 fenomenos de corrosión en las tuberías.....	17
4.2.1 Clasificación de la corrosión.....	17
4.2.1.1 Según el mecanismo de corrosión .....	17
4.2.1.1.1 Corrosión química .....	17
4.2.1.1.2 Corrosión Electroquímica.....	17
4.2.1.2 Según la morfología de ataque. ....	18

4.2.1.2.1	Corrosión general .....	18
4.2.1.2.2	Corrosión localizada .....	18
4.2.2	Tipos de corrosión interna .....	18
4.2.2.1	Corrosión por picadura .....	19
4.2.2.2	Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC) .....	19
4.2.2.3	Corrosión por erosión .....	19
4.2.2.4	Corrosión galvánica.....	19
4.2.2.5	Corrosión por cavitación .....	19
4.2.2.6	Ataque de mesa.....	20
4.2.3	Mecanismos de corrosión .....	20
4.2.3.1	Corrosión acida.....	20
4.2.3.2	Corrosión dulce.....	20
4.2.4	Factores que influyen en la corrosión. ....	20
4.2.4.1	Temperatura.....	20
4.2.4.2	Influencia de la velocidad del flujo .....	20
4.2.4.3	Presión. ....	20
4.2.4.4	pH .....	21
4.2.4.5	Vapor de agua.....	21
4.2.5	Corrosión interna en tuberías utilizadas en el transporte de gas natural.....	21
4.3	METODOLOGIA PARA INSPECCIÓN, CONTROL Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA. ....	22
4.3.1	Técnicas de inspección. ....	23
4.3.1.1	Inspección en línea .....	23
4.3.1.1.1	Fuga de flujo magnético (MLF) .....	23
4.3.1.1.2	Herramientas ultrasónicas (UT).....	24
4.3.1.2	ensayos no destructivos (NDT). ....	25
4.3.1.2.1	Métodos CCTV.....	25
4.3.1.2.2	Inspección de líquidos penetrantes .....	25
4.3.1.2.3	Test de radiografía (RT) .....	26
4.3.2	Métodos de control .....	26
4.3.2.1	Inhibidores de corrosión .....	26

4.3.2.1.1	Selección de los inhibidores de corrosión .....	27
4.3.2.1.2	Método de aplicación.....	27
4.3.2.2	Biocidas .....	27
4.3.2.2.1	Selección de biocida .....	28
4.3.2.2.2	Método de aplicación.....	28
4.3.2.3	Mantenimiento de las instalaciones.....	28
4.3.3	Técnicas de monitoreo .....	28
4.3.3.1	Cupones -método pérdida de peso.....	28
4.3.3.2	sonda de resistencia eléctrica.....	30
4.3.3.3	Sondas de resistencia de polarización lineal.....	30
4.3.3.4	Análisis químico .....	31
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	32
5.1	ANÁLISIS PARA LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.....	32
5.2	ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CONTROL.....	35
5.3	ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO.....	37
6.	RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	38
7.	CONCLUSIONES.....	39
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	40

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición química (% en moles) del gas natural en gasoductos.....	14
Tabla 2. Propiedades mecánicas para la tubería API.....	16
Tabla 3. Diferencias entre los materiales de tubería PSL1 y PSL2 en función de su composición química.....	16
Tabla 4. Resumen de las técnicas de gestión de la integridad de las tuberías. ....	22
Tabla 5. Tipos de biocidas utilizado en la industria de gas y petróleo .....	27
Tabla 6. Estudio de las técnicas de inspección .....	32
Tabla 7. Estudio de las técnicas de control de corrosión .....	35
Tabla 8. Estudio de las técnicas de monitoreo de la corrosión .....	37



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de la corrosión en una tubería. ....	18
Figura 2. Diferentes tipos de corrosión interna en tuberías de petróleo y gas. ....	18
Figura 3. Tubería afectada por corrosión MIC. ....	19
Figura 4. Vista general de la ruptura en la superficie interna de la tubería. ....	22
Figura 5. Pig corriendo a través de una tubería. ....	23
Figura 6. Funcionamiento de la técnica de fuga de flujo magnético. ....	24
Figura 7. Funcionamiento de la herramienta UT. ....	24
Figura 8. Funcionamiento de CCTV. ....	25
Figura 9. Tipos de inhibidores utilizados en la industria de gas y petróleo. ....	26
Figura 10. Tipos de cupones. ....	29
Figura 11. constante $K_{max}$ para convertir la pérdida de masa en unidades de velocidad de corrosión. ....	29
Figura 12. sonda de resistencia de polarización de tres electrodos. ....	30
Figura 13. Diagrama esquemático de un cerdo de sonda en la inspección de un defecto. ....	34
Figura 14. Procesos de (a) pre-film y (b) atomización. ....	36

## GLOSARIO

### Abreviatura

API: Instituto americano del petróleo  
HSLA: aceros de baja aleación de alta resistencia  
SSAW: soldadura por arco sumergido  
LSAW: soldadura longitudinal por arco sumergido  
ERW: soldadura por resistencia eléctrica  
NACE: Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión  
MIC: corrosión influenciada microbiológicamente  
NDT: ensayos no destructivos  
ILI: inspección en línea  
MFL: fuga de flujo magnético  
UT: herramienta ultrasónica  
PIG: medidor de tubería interna  
CCTV: circuito cerrado de televisión  
ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales  
CMC: carboximetilcelulosa  
RT: test de radiografía

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos, la industria del gas natural ha venido ganando importancia en el sector de hidrocarburos, siendo ésta una fuente limpia de energía utilizada para calentadores, cocina, como combustible de vehículos, etc. (Lihong, et al., 2013). Este gas, es transportado a través de tuberías de acero al carbón de baja aleación, gracias a su alta efectividad para transportar grandes cantidades de fluido y su bajo costo (Xie & Tian, 2018). Sin embargo, esta industria se ve afectada en gran medida por la corrosión generada en la parte interna de las tuberías de transporte de gas.

La corrosión es uno de los problemas más comunes que pueden ocurrir en las diferentes industrias, ha derrumbado puentes, aeronaves, arruinado plantas químicas, causado accidentes fatales, etc. (Schlumberger, 2018). En la industria de transporte de gas natural, la corrosión interna se produce debido a que el flujo de productos transportados por dichas tuberías, contiene una combinación de productos químicos que incluyen CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, ácidos orgánicos, bacterias, arena y agua, la interacción del acero de la tubería con los componentes mencionados anteriormente genera corrosión interna.

Los daños en las tuberías y las reparaciones realizadas a éstas, son bastante costosos y riesgosos además de que requieren la suspensión del servicio en la línea afectada, por lo tanto, la implementación y mejoramiento del monitoreo e inspección en dichas tuberías se hace esencial en estos tiempos (Xie & Tian, 2018).

En el presente trabajo se realizó una recopilación bibliográfica de las metodologías de inspección, control y monitoreo de la corrosión interna en los gasoductos, las generalidades de la tubería. Posteriormente, se menciona las generalidades del gas natural, los factores y mecanismos que generan corrosión interna. Al final de esta sección se encuentra un análisis de las técnicas de monitoreo para poder controlar los diferentes tipos de corrosión generados en la tubería y se realizan sugerencias para aplicar métodos de control amigables con el medio ambiente. Finalmente se caracterizan las metodologías de acuerdo a los requerimientos de integridad del gasoducto.

## **2. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN**

### **2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Actualmente, el gas natural se considera una de las principales y más importantes fuentes de energía. Puede utilizarse tanto para fines domésticos como industriales o comerciales. Es un tipo de energía menos dañina para el medio ambiente, segura y económicamente disponible y que en la práctica La única alternativa que puede reemplazar el carbón y los productos del petróleo en diferentes usos. (CENEGAS, 2016).

A lo largo de los años, la integridad de las redes de gasoductos se ha visto afectada debido a daños causados en la infraestructura de las tuberías, generando pérdidas financieras significativas, una de las causas es la corrosión, tan sólo en Estados Unidos el costo directo anual de las reparaciones realizadas a causa de la corrosión, calculado en el 2015 fue de aproximadamente quinientos mil millones de dólares estadounidenses (\$500.000.000 USD), lo que representa aproximadamente el 3,1% del PIB del país (Schlumberger, 2018). Estas pérdidas económicas se producen debido a que el flujo de productos transportados por las tuberías, contiene una combinación de productos químicos que incluyen CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, ácidos orgánicos, bacterias, arena y agua. La interacción del acero de la tubería con los componentes mencionados anteriormente genera corrosión interna. Por lo tanto, realizar un estudio acerca de la corrosión interna, se hace muy importante debido al alto costo de los daños que genera, siendo ésta una fuente de falla muy frecuente en tuberías de transporte de gas natural.

### **2.2 JUSTIFICACIÓN**

En la industria de gas natural una de las fallas más importantes en las instalaciones y redes de tuberías, es la corrosión, provocando consecuencias graves, desde el deterioro de las mismas, hasta incluso accidentes fatales.

El gas natural es un producto que se extrae de pozos petroleros y plataformas marítimas, este gas extraído viene mezclado con agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno, luego es sometido a un proceso de purificación para eliminar los contaminantes y es transportado en ductos de acero al carbono fabricados bajo las especificaciones de la norma API 5L con algunos contaminantes que afectan la integridad de las tuberías (NACE International, 2010).

La vida útil de las tuberías de transporte de gas y disminución de los costos de mantenimiento son el principal motivo para la realización de la recopilación bibliográfica donde se analizan los principales factores y mecanismos que influyen en el correcto funcionamiento de un gasoducto y a su vez las metodologías de inspección interna, el uso de las técnicas de control como aplicación de inhibidores, limpiezas periódicas y monitoreo por medio método de pérdida de peso para garantizar la integridad de la tubería.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio bibliográfico de las metodologías de inspección, control y monitoreo de la corrosión interna en el proceso de transporte de gas natural

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los tipos y mecanismos de corrosión que se presentan internamente en las tuberías de transporte de gas natural
- Estudiar los factores que influyen en la corrosión interna en las tuberías de transporte de gas natural
- Describir las diferentes metodologías para la inspección, control y monitoreo de la corrosión interna de las tuberías de transporte de gas natural
- Realizar un análisis comparativo de las metodologías para la inspección, control y monitoreo de la corrosión interna

## 4. ESTADO ACTUAL

### 4.1 IMPORTANCIA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

#### 4.1.1 Gas natural

Es un combustible de origen fósil limpio y de alta calidad que se extrae de yacimientos en el subsuelo en tierra y alta mar y se encuentra en estado libre o asociado. El estado asociado, hace referencia a la extracción del gas acompañado de crudo, mientras que, en el estado libre, el producto extraído contiene únicamente gas natural. (GRUPO VANTI, 2020). El gas natural contiene una mezcla gaseosa homogénea de hidrocarburos, impurezas corrosivas tales como agua, sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), ácidos orgánicos y gases nobles, éste es transportado en longitudes extensas de tuberías de acero al carbono, y finalmente ser distribuido para consumo industrial, comercial y doméstico gracias a su bajo costo y por ser amigable con el medio ambiente. (So, et al., 2013)

##### 4.1.1.1 Composición del gas natural

Es una mezcla de los primeros cinco hidrocarburos(C1-C5), contiene impurezas de nitrógeno, dióxido de carbono, agua, ácido sulfhídrico además se pueden presentar cantidades mínimas de otros gases como helio, argón e hidrogeno (So, et al., 2013), tal como se observa en la tabla 1, obtenida de un caso de estudio en el gasoducto Qinhuangdao-Shenyangen, donde la composición química del gas natural fue analizada en un espectrómetro de lectura directa ARL 4460-Beijing (Lihong, et al., 2013).

**Tabla 1. Composición química (% en moles) del gas natural en gasoductos.**

Componente	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>4+</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	He	H <sub>2</sub> O
Content, mol%	89.09	3.78	0.64	0.49	0.20	0.93	2.27	0.02	2.58

Fuente: (Lihong, et al., 2013)

##### 4.1.1.2 Compuestos presentes en el gas natural que favorecen la corrosión.

###### 4.1.1.2.1 agua

La presencia del agua implica gran variedad de factores negativos en el transporte de gas natural, siendo ésta un ente favorable para la aparición de corrosión interna en las tuberías, ya que, al combinarse con dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno provocan un ambiente agresivo para los ductos (Wang, et al., 2020). Los líquidos generalmente se acumulan en los puntos bajos siendo

así, la parte inferior de la tubería estará cubierta por agua y con el tiempo se observará una corrosión severa de tipo localizada (Pikas & Richardson, 2018)

#### 4.1.1.2.2 dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ )

El dióxido de carbono es un gas no corrosivo para los aceros al carbono en ausencia de una solución acuosa, sin embargo, en presencia de agua se convierte en ácido carbónico, afectando así la integridad de la tubería. El proceso de deterioro del metal en contacto con el dióxido de carbono se conoce como corrosión dulce (Ammar , et al., 2019).

#### 4.1.1.2.3 oxígeno

El oxígeno es un oxidante fuerte y reacciona con el hierro formando óxido de hierro. En la corrosión electroquímica influye en los efectos corrosivos del sulfuro de hidrogeno, oxidándose en  $\text{SO}_3$  (trióxido de azufre) (Latosov, et al., 2018).

#### 4.1.1.2.4 sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ )

El sulfuro de hidrógeno es un agente corrosivo en presencia de agua, deteriorando el metal al contacto con éste, formándose como productos de corrosión el sulfuro de hierro y el hidrogeno. Este proceso de corrosión se conoce como corrosión ácida y es la más agresiva para las tuberías de acero al carbono puede causar corrosión general o por picaduras (Popoola, et al., 2013).

#### 4.1.1.2.5 sólidos

Los sólidos en el transporte de gas natural tales como arena, silicatos, microorganismos y productos metabólico pueden aparecer por estar contenidos en la composición química del gas natural o como productos del fenómeno de corrosión. Éstos pueden causar problemas en toda la red de transporte como bloqueos en tuberías, filtros, compresores e intercambiadores de calor (Groysman, 2017).

#### 4.1.1.2.6 ácidos orgánicos

Usualmente se presenta el ácido acético y actúa como agente corrosivo en la parte superior de la tubería de transporte, donde disuelve la capa protectora del carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ) acelerando la corrosión (Groysman, 2017).

### 4.1.2 Generalidades de la tubería para transporte de gas natural.

El American Petroleum Institute (API) especifica las propiedades mecánicas, composición química y tipos de soldadura para la fabricación de las tuberías de transporte de gas natural, utilizando aceros de baja aleación de alta resistencia (HSLA) en especial los del grupo 5L (Sharma & Maheshwari, 2016). En la tabla 2 se detallan las especificaciones de las propiedades mecánicas como elongación, resistencia a la tensión y límite elástico para los diferentes grados descritos por la normativa API.

**Tabla 2. Propiedades mecánicas para la tubería API**

GRADO DEL TUBO	Cuerpo de tubería soldada y sin costura		
	Limite elástico	Resistencia a la tensión	Elongación
	Rt0.5	Rm	Af
	MPa (psi),	MPa (psi), min	% mínimo
L210 o A	210 (30 500)	335 (48 600)	C
L245 o B	245 (35 500)	415 (60 200)	C
L290 o X42	290 (42 100)	415 (60 200)	C
L320 o X46	320 (46 400)	435 (63 100)	C
L360 o X52	360 (52 200)	460 (66 700)	C
L390 o X56	390(56 600)	490 (71 100)	C
L415 o X60	415 (60 200)	520 (75 400)	C
L450 o X65	450 (65 300)	535 (77 600)	C
L485 o X70	485 (70 300)	570 (82 700)	C

Fuente: (OCTAL, 2018)

Según la norma API de especificación 5L, se determina que los materiales de tubería se fabrican en dos niveles de especificación del producto el PSL1 PSL2 (API, 2012). En la tabla 3 se observa que la diferencia más importante es que PSL2 es superior en términos de composición química, sus porcentajes son menores y cumple con ser un acero de baja aleación. Otra diferencia se basa en el monitoreo de la corrosión, para la PSL1 no requieren pruebas no destructivas y para la PSL2 es un requisito estas pruebas donde el objetivo es descubrir defectos o daños en la tubería (OCTAL, 2018).

**Tabla 3. Diferencias entre los materiales PSL1 y PSL2 en función de su composición química.**

Química	PSL 1 (% en peso)	PSL 2 (% en peso)
Max. carbono para tubería sin costura	0,28% para grados $\geq$ B	0,24%
Max. carbono para tubería soldada	0,26% para grados $\geq$ B	0,22%
Max Manganeso para tubería sin costura	1,40% para grados $\geq$ X46	1,40% para grados $\geq$ X46
Max Manganeso para tubería soldada	1,40% para grados $\geq$ X46 y $\leq$ X60; 1,45% para X65; Y 1,65% X70	1,40% para grados $\geq$ X46 y $\leq$ X60;1,45% para X65; 1,65% para X70; Y 1,85% para X80
Fósforo máximo	0.030% para grados $\geq$ A	0,025%
Azufre máximo	0,03%	0,02%

Fuente: (API, 2012)



#### 4.1.2.1 Tipos de fabricación

Existen dos tipos de fabricación para tuberías soldadas y sin costura según la norma API 5L.

##### 4.1.2.1.1 Tubería soldada

Los tipos más utilizados en la industria del petróleo y gas natural son tuberías de acero en espiral con soldadura por arco sumergido (SSAW), tuberías de acero con soldadura longitudinal por arco sumergido (LSAW) y tubería de acero con soldadura por resistencia eléctrica (ERW) (OCTAL, 2018).

##### 4.1.2.1.2 Tubería sin costura

Este tipo es la más utilizada en los procesos de transporte de gas natural porque ofrecen mayor resistencia por su estructura homogénea, son de diámetros pequeños. Cuando se necesitan con diámetros menores de 6 pulgadas se prefiere este tipo de tubería (OCTAL, 2018).

#### 4.1.2.2 Grados de la tubería API 5L.

Existen diferentes grados del acero al carbono como se observa en la tabla 2, donde la descripción del grado puede estar en dos formatos: 1) la letra “L” seguido de dígitos numéricos que representan el límite elástico mínimo en MPa y 2) la letra “X” seguida de dos números que representan el límite elástico en 1000 psi (OCTAL, 2018).

## 4.2 FENOMENOS DE CORROSIÓN EN LAS TUBERIAS

Se le conoce como corrosión al deterioro de un material en su esfuerzo por regresar a su estado natural debido a la reacción química o electroquímica con su ambiente (NACE International, 2010).

### 4.2.1 Clasificación de la corrosión.

#### 4.2.1.1 Según el mecanismo de corrosión

##### 4.2.1.1.1 Corrosión química

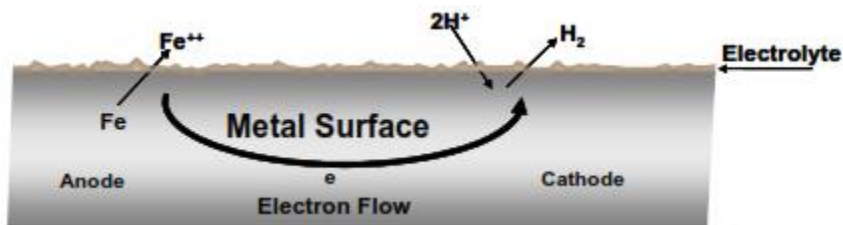
Se entiende por corrosión química como la destrucción de un metal en ausencia de un electrolito acompañado de altas temperaturas. El medio corrosivo puede ser gas o vapor sin intervención de una corriente eléctrica. Estas se pueden dar por ataque directo de oxígeno y azufre (Pazos Peinado, 2006)

##### 4.2.1.1.2 Corrosión Electroquímica.

Ocurre cuando el metal se expone a un electrolito y se oxida, los átomos en el sitio del ánodo pierden electrones los cuales son absorbidos por los otros átomos de metal en el sitio del cátodo. Esa reacción anódica se representa con la ecuación 1 donde el hierro metálico se oxida al ion  $Fe^{2+}$  (Bharatiya, 2019).



La corrosión interna de un tramo de la tubería se muestra en la figura 1 donde una zona de la tubería actúa como zona anódica y una región separada actúa como zona catódica con una fuente de alimentación que genera una diferencia de potencial entre los electrodos (NACE International, 2010).



**Figura 1. Representación esquemática de la corrosión en una tubería.**

**Fuente:** (NACE International, 2010)

#### 4.2.1.2 Según la morfología de ataque.

##### 4.2.1.2.1 Corrosión general

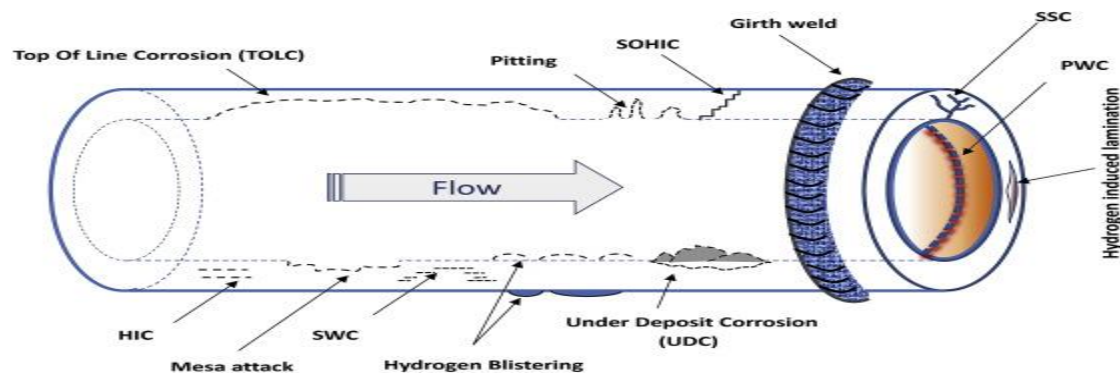
Es el deterioro que se distribuye uniformemente sobre la superficie del metal y se reconoce visualmente por tener una superficie rugosa. Este tipo de corrosión provoca que el espesor de la tubería se reduzca a medida que avanza la corrosión (Schlumberger, 2018).

##### 4.2.1.2.2 Corrosión localizada

Es una desintegración acelerada del metal en distintos lugares donde la película pasiva (capa de óxido) se ha visto comprometida en forma de pequeños huecos. Es peligrosa en comparación de la corrosión generalizada debido a su dificultad para predecir su lugar, es una de las causas principales en la falla de las tuberías de transporte de gas natural (Schlumberger, 2018; Alamri, 2020).

#### 4.2.2 Tipos de corrosión interna

Para la comprensión de los tipos de corrosión interna que se produce en las tuberías de petróleo y gas se resume en la figura 2 y se detalla únicamente las que tipos de corrosión influyentes en este estudio.



**Figura 2. Diferentes tipos de corrosión interna en tuberías de petróleo y gas.**

**Fuente:** (Askari, et al., 2019).

#### 4.2.2.1 Corrosión por picadura

Es el tipo de corrosión más severo en las tuberías de transporte de petróleo y gas, debido al deterioro severo que produce la formación de un hueco en la superficie interna y/o externa de la tubería (Vanaei, et al., 2017).

#### 4.2.2.2 Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC)

Esta forma de corrosión es el resultado de la presencia de microorganismos(bacterias) en la superficie del metal. Hay alrededor de 12 tipos de bacterias y hongos que causan MIC en las tuberías con pH de 4 a 9 y temperaturas en un rango de 10 a 50 °C. Las principales bacterias son las bacterias reductoras de sulfato y hierro, las bacterias productoras de ácido y las bacterias oxidantes de hierro. (Salazar Jiménez, 2015). En la figura 3 se muestra un ejemplo de corrosión en la tubería



**Figura 3. Tubería afectada por corrosión MIC.**

**Fuente:** (Askari, et al., 2019)

#### 4.2.2.3 Corrosión por erosión

Tipo de corrosión que ocurre por el movimiento de los fluidos transportados contra la tubería. En las zonas donde hay turbulencia por el fluido, se presenta un desgaste en la superficie interna en forma de hoyos (Vanaei, et al., 2017).

#### 4.2.2.4 Corrosión galvánica

Ocurre cuando dos metales con diferente potencial electroquímico entran en contacto en presencia de un electrolito. Donde el metal activo (menor potencial) es el ánodo y comienza a corroerse (Alamri, 2020).

#### 4.2.2.5 Corrosión por cavitación

Se produce cuando en la superficie interna de la tubería la presión del fluido cae por debajo de su presión de vapor ocasionando la formación de burbujas de vapor que generan la pérdida de material en la superficie (Vanaei, et al., 2017).

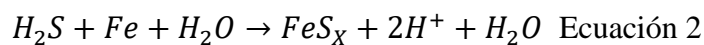
#### 4.2.2.6 Ataque de mesa

Es un tipo de corrosión generado por presencia el dióxido de carbono, se caracteriza por causar un daño localizado profundo con un fondo plano en lugares de la tubería con poca protección sobre la película pasiva (Askari, et al., 2019)

### 4.2.3 Mecanismos de corrosión

#### 4.2.3.1 Corrosión ácida

Corrosión inducida por los iones de sulfuro de hidrógeno en la que el hidrogeno reacciona con el hierro formando sulfuro de hierro el cual forma incrustaciones que actúan como barrera para la corrosión lenta, la ecuación general para esta reacción se observa en la ecuación 2. Las formas de corrosión acida son uniforme, con picaduras y agrietamiento (Popoola, et al., 2013).



#### 4.2.3.2 Corrosión dulce

La presencia de dióxido de carbono es la principal causa de corrosión, donde el CO<sub>2</sub> se disuelve en una fase acuosa que promueve una reacción entre la fase de contacto y la tubería por la formación del ácido carbónico. La corrosión por CO<sub>2</sub> está influenciada por la temperatura, con su aumento el metal comienza a corroerse en forma de picaduras (Bharatiya, 2019).

### 4.2.4 Factores que influyen en la corrosión.

#### 4.2.4.1 Temperatura

La temperatura es de los factores más importantes en los procesos de corrosión debido que al incrementar su valor aumenta la velocidad de corrosión. Al incrementar este parámetro se produce efectos como la aceleración de la difusión del O<sub>2</sub> hacia el material afectado fragilizando su película pasiva (Salazar Jiménez, 2015).

#### 4.2.4.2 Influencia de la velocidad del flujo

La velocidad del flujo tiene relación directa con la tasa de corrosión sobre un metal. Si el flujo es turbulento se altera la ubicación del flujo y provoca daños de forma localizada. Cuando la tubería tiene tratamientos de control como inhibidores, el flujo destruirá las capas protectoras (Bharatiya, 2019).

#### 4.2.4.3 Presión.

El gas entra a medida que la presión incrementa, al tener cambios de presión resultan incrementos en las velocidades de corrosión generando corrosiones localizadas o incluso daños permanentes en la tubería (Bharatiya, 2019).

#### 4.2.4.4 pH

el pH influye directamente en la velocidad de la corrosión. Cuando se tiene un pH por debajo de 7 es decir una solución acida, se forman incrustaciones en las tuberías (Salazar Jiménez, 2015).

#### 4.2.4.5 Vapor de agua

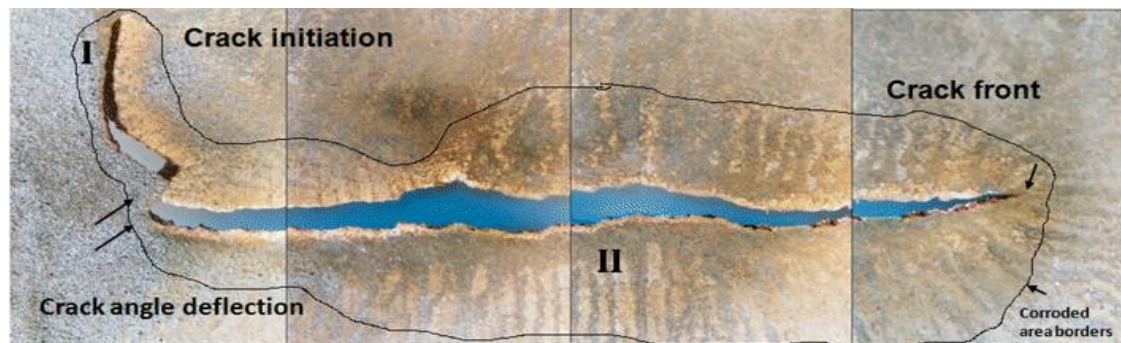
El agua puede adsorberse a una superficie de metal a humedad baja resultando en proporciones de corrosión insignificadamente bajas. A la concentración de la fase de vapor donde se condensa el agua, la corrosión puede ocurrir siempre y cuando existan otras condiciones ambientales (NACE International, 2010).

### 4.2.5 Corrosión interna en tuberías utilizadas en el transporte de gas natural

La corrosión interna es causada por presencia de agua, mecanismos y los microorganismos que afectan la integridad del material. En el transporte del gas natural a pesar que se puede que este seco, siempre se debe suponer que el gas contiene algunas partículas de agua en su composición para evitar una fuga o ruptura total de la tubería, además un impacto financiero negativo (Moosavi, 2017).

En la industria del gas y petróleo uno de los grandes problemas es el envejecimiento de las tuberías provocando fugas, daños a la infraestructura y al medio ambiente, es por eso que se debe implementar un sistema de gestión de la integridad y seguridad de las tuberías. El programa de gestión de integridad consta de tres pasos: implementación de técnicas de inspección basadas en el riesgo, brindando información sobre la longitud, el ancho y la profundidad del daño ocasionado a través de evaluación visual directa o inspecciones de en línea (Xie & Tian, 2018). Con la información obtenida de la inspección se realizan actividades proactivas para el control de la integridad de la tubería y por último actividades de monitoreo que ayudan a identificar la mitigación de la corrosión interna (Ossai, et al., 2014).

Las amenazas de falla de un gasoducto pueden atribuirse a la pérdida del material o el adelgazamiento del espesor de la tubería, presencia de mecanismos de corrosión, propiedades del material y composición química del gas. Una recomendación antes de empezar el proyecto es elegir el acero al carbono que se ajuste a las condiciones del fluido y disponer del programa de gestión de integridad de la tubería para garantizar que la vida útil de diseño se logre adecuadamente. Un estudio presentado por (Soudani, et al., 2018) realizó una inspección, el diagnóstico y recomendación sobre la falla de una tubería que sufrió ruptura con tan sólo un año en servicio. Al realizar la correspondiente inspección visual y metalográfica, se confirma una grieta, la cual se inicia circunferencialmente y luego longitudinalmente en la sección de las 6 horas. Se denotó gran pérdida de espesores y ruptura dúctil como se ilustra en la figura 2, según estos parámetros de falla, se determinó que la tubería falló por corrosión interna, mostrando la probeta trazas de carbonato de hierro y sulfato de hierro, es decir, por presencia de condensados en el fondo de la tubería.



**Figura 4.** Vista general de la ruptura en la superficie interna de la tubería.

**Fuente:** (Soudani, et al., 2018)

### 4.3 METODOLOGIA PARA INSPECCIÓN, CONTROL Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA.

La gestión de la integridad es un programa conformado por métodos y herramientas para evaluar las condiciones de las tuberías y planificar actividades de inspección y mantenimiento para disminuir riesgos y costos. Para la gestión de la integridad de las tuberías corroídas internamente se deben tres pasos: la inspección de los defectos, como se va a mitigar ese defecto y como se va a monitorear para evitar fallas en las tuberías (Xie & Tian, 2018).

Las técnicas de inspección, control y monitoreo de la tubería se resumen en la tabla 4, se especifican las que influyen en la corrosión interna.

**Tabla 4.** Resumen de las técnicas de gestión de la integridad de las tuberías.

	Internal	External
Corrosion Control	Material Selection Chemical Inhibition Cladding Dewatering Pigging	Material Selection Coating Cathodic Protection
Corrosion Monitoring	Weight-Loss Coupons Electrochemical Probes Hydrogen Probes	Tomography Thermography Field Signature Method Ultrasonic Thickness Gauge
Inspection	In-Line Inspection	Visual CIPS DCVG

**Fuente:** (Moosavi, 2017).

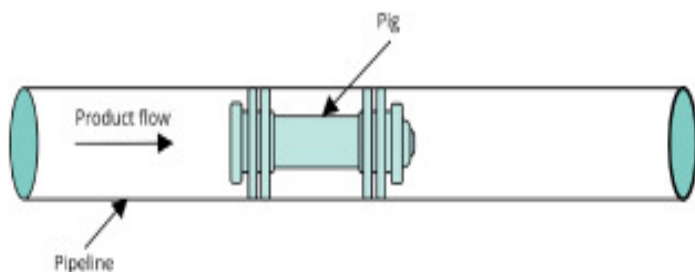
### 4.3.1 Técnicas de inspección.

Las tuberías se inspeccionan periódicamente mediante dos tipos de técnicas: inspección en línea y ensayos no destructivos (NDT).

#### 4.3.1.1 Inspección en línea

La inspección ILI se basa en técnicas para determinar y localizar defectos en la tubería por pérdida de espesor, generalmente se realiza con un dispositivo conocido como pig inteligente que adopta tecnologías NDT. Las tecnologías ILI más utilizadas para la inspección de la tubería son: fuga de flujo magnético (MFL) y herramienta ultrasónica (UT) (Vanaei, et al., 2017).

El PIG (medidor de tubería interna), es un dispositivo que se mueve a través de la tubería para medir la integridad de la tubería como se muestra en la figura 6. Dependiendo de su funcionalidad los pig se puede clasificar en tres tipos: pig de limpieza o utilitarios, pig de sellado y pig de inspección en línea (ILI). Los pigs de limpieza se utilizan para eliminar o remover cualquier residuo sólido que se encuentre en el interior de la tubería y son utilizados como método de control de corrosión, los pigs de sellado o escrapers son herramientas para sellar o barrer el agua presente en la tubería y por los pig de ILI que son utilizados para recoger información de los tipos de corrosión y pérdidas de espesor en las tuberías. (Liu, et al., 2019).

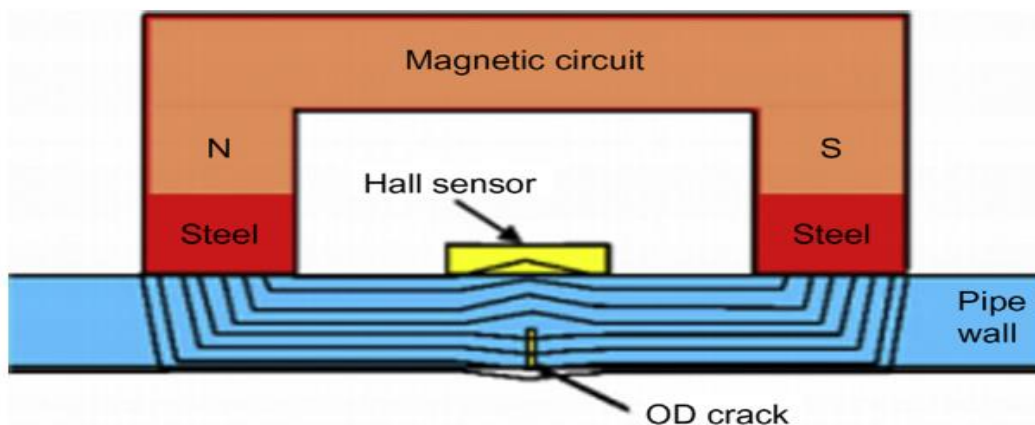


**Figura 5. Pig corriendo a través de una tubería.**

**Fuente:** (Liu, et al., 2019)

#### 4.3.1.1.1 Fuga de flujo magnético (MLF)

Es una herramienta para la inspección en línea que utiliza sensores magnéticos para detectar defectos en el espesor de la tubería. Esta técnica magnetiza la pared de la tubería con una serie de sensores mientras se desplaza por la estructura y detecta los defectos como corrosión uniforme, pitting y soldaduras defectuosas en el campo magnético. La figura 7 ilustra la disposición de los sensores en la pared de la tubería y como se puede detectar el defecto. Hay dos tipos de herramientas MFL, de alta resolución (HR) y resolución estándar (SR). Las cuales se diferencian en que la primera tiene mayor número de sensores distribuidos y proporciona mayor precisión en los defectos por corrosión en el gasoducto (Mahmoodian, 2018)



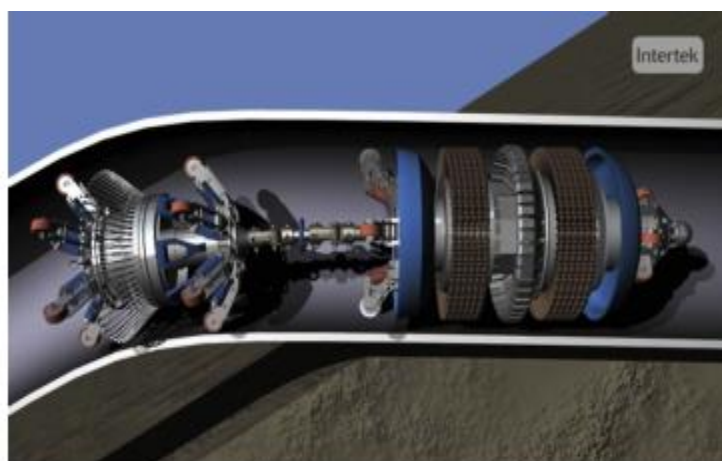
**Figura 6. Funcionamiento de la técnica de fuga de flujo magnético.**

**Fuente:** (Vanaei, et al., 2017)

Las especificaciones para el manejo del instrumento FML se encuentran en la norma NACE 35100, con el propósito de brindar información sobre los aspectos de la utilización de las herramientas, aplicaciones características y desempeño de las tecnologías ILI. Las tablas C1 son para especificaciones típicas para MFL de resolución estándar y C2 para MFL de alta resolución con una confiabilidad de la herramienta del 80% para los dos tipos. (NACE, 2017)

#### 4.3.1.1.2 Herramientas ultrasónicas (UT)

La herramienta viaja por el interior de la tubería para medir su espesor como se observa en la figura 8, el cual se calcula a partir de la onda acústica emitida por transductores ultrasónicos que viajan en un medio líquido. Para la inspección de las tuberías de gas, la tubería se llena con un líquido (agua) que sirve para transferir el sonido entre el transductor(pig) y la tubería (Papavinasam, 2014).



**Figura 7. Funcionamiento de la herramienta UT.**

**Fuente:** (Papavinasam, 2014)



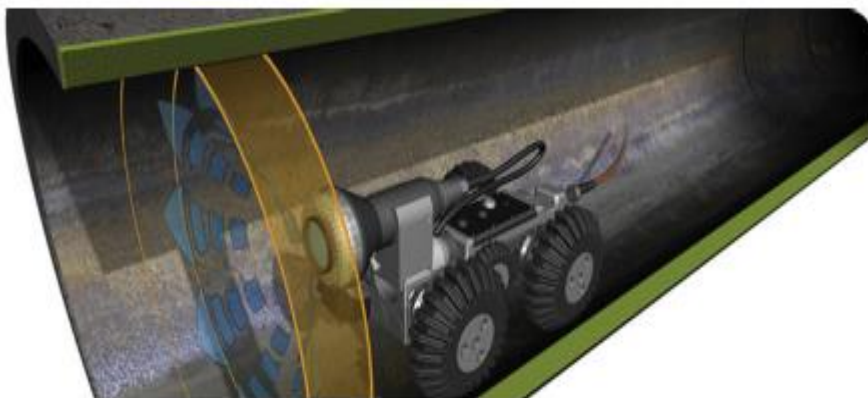
Actualmente es la tecnología de inspección en línea más confiable con respecto a las otras tecnologías, ofrece un dimensionamiento confiable de la profundidad de los defectos y una buena repetibilidad y maneja espesores de tuberías muy pequeños. Sin embargo, como desventaja las señales ultrasónicas recopiladas por la herramienta UT suelen tener ruidos asociados del ambiente y se necesitan técnicas de eliminación de ruidos para obtener información precisa sobre los defectos. (Xie & Tian, 2018)

Las especificaciones para el manejo del instrumento UT se encuentran en la norma NACE 35100 en la tabla C3 del apéndice C que proporciona la información sobre la distancia del muestreo, las limitaciones de detección, precisión de los defectos con respecto a profundidad y nivel de confianza que es del 80% (NACE, 2017).

#### 4.3.1.2 ensayos no destructivos (NDT).

##### 4.3.1.2.1 Métodos CCTV

Herramienta de inspección visual que consiste en una cámara CCTV (circuito cerrado de televisión) instalada en una plataforma móvil con control remoto que viaja a través de la tubería grabando imágenes del recorrido, como se observa en figura 8. El CCTV es relativamente económico e identifica las tuberías dañadas, amenazas de corrosión o deformaciones internamente sin necesidad de extraer la tubería (Safizadeh & Azizzadeh, 2012)



**Figura 8. Funcionamiento de CCTV.**

**Fuente:** (Mahmoodian, 2018)

##### 4.3.1.2.2 Inspección de líquidos penetrantes

Es una técnica que se puede utilizar para detectar defectos en la tubería, donde el líquido fluorescente penetra las aberturas de superficie como grietas, porosidad y costuras debido a la acción de la capilaridad. Durante la inspección por este método, el líquido penetrante puede observarse de forma natural o con una lámpara ultravioleta (Reddy, 2017).

El estándar ASTM E165/E165M proporciona las especificaciones para la preparación de las piezas metálicas al proceso como limpieza previa y procedimientos como aplicación del penetrante y el revelador, eliminación de los excesos de penetrantes y la inspección visual para detectar discontinuidades abiertas a la superficie (ASTM , 2018).

#### 4.3.1.2.3 Test de radiografía (RT)

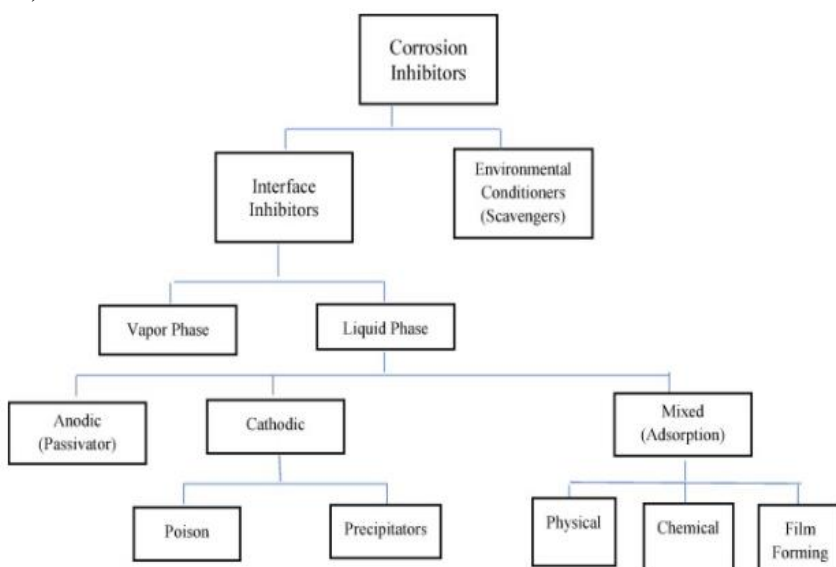
Es un método que se basa en la diferente absorción a la radiación penetrante en toda la pared de la tubería inspeccionada. Cuando una mayor cantidad de radiación atraviesa un área se observa que esa zona tiene defectos. Estas imágenes son evaluadas por un sistema automatizado por computadora (Mahmoodian, 2018).

El estándar ASTM E94/E94M es una guía para el examen radiográfico aplicable a los materiales, procesos y técnicas que utilizan películas radiográficas como medio de grabación (ASTM, 2017).

### 4.3.2 Métodos de control

#### 4.3.2.1 Inhibidores de corrosión

Son compuestos químicos que se absorben a la superficie del metal contra la corrosión y protege temporalmente durante el transporte del producto. Los inhibidores se clasifican en dos grupos como se observa en la figura 10. Los acondicionadores ambientales (carroñeros) que pueden controlar la corrosión del medio eliminando las especies agresivas y los inhibidores de la interfaz que controlan la corrosión formando una película en el metal y también se subdividen en dos grupos los cuales son los inhibidores en fase vapor y fase líquida. Los inhibidores que se encuentran en fase líquida son clasificados como anódicos, catódicos y mixtos (Papavinasam, 2011).



**Figura 9. Tipos de inhibidores utilizados en la industria de gas y petróleo**

**Fuente:** (Papavinasam, 2011).

Los inhibidores orgánicos más utilizados en la industria del gas natural son los que se encuentran compuesto por nitrógeno, como las aminas, las imidazolininas o sus sales debido a que son rentables, estables y brindan protección en ambientes corrosivos (Umoren, et al., 2018).

#### 4.3.2.1.1 Selección de los inhibidores de corrosión

Para la selección del producto de mejor rendimiento que sea de fácil y rápida aplicación se debe tener en cuenta las siguientes condiciones. La capacidad de suministrar el producto, evitar la corrosión presente en la tubería y consideraciones de costo del producto. (NACE International, 2010)

#### 4.3.2.1.2 Método de aplicación

Según la norma ASTM G170-06 la aplicación de inhibidores puede realizarse por inyección continua o por lotes. Los tratamientos por inyección continua se realizan a través de boquillas atomizadoras que producen un flujo constante del inhibidor y los tratamientos por lote no requieren mantenimiento y cubren la totalidad de la tubería con un inhibidor que no se dispersa en la fase de agua (ASTM, 2020).

#### 4.3.2.2 Biocidas

Son sustancias activas que poseen un efecto inhibidor sobre las bacterias que dañan la tubería, su uso es para desinfectar, esterilizar y matar los microorganismos. Se puede dividir en dos categorías, los biocidas no oxidantes y oxidantes como se observa en la tabla 4. Los biocidas no oxidantes actúan sobre la película como sobre la membrana celular microbiana o los mecanismos de la corrosión MIC mientras que los biocidas oxidantes actúan sobre la biopelícula y destruyen las células bacterianas a través de reacciones oxidativas (Javaherdashti , 2017)

**Tabla 5. Tipos de biocidas utilizado en la industria de gas y petróleo**

oxidante	no oxidantes
<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cloro</li> <li>•Bromo</li> <li>•hipoclorito</li> <li>• hipobromito</li> <li>• hipocloroso</li> <li>•Dióxido de cloro (ClO)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•amina: <i>Compuestos de amina cuaternaria</i></li> <li>•Aldehídos: <i>Formaldehído, glutaraldehído y acroleína</i></li> <li>• compuesto halogenados: <i>Bronopol, Dbnpa</i></li> <li>•azufre: bis tiocianato de metileno (MBT), isotiazolona, Tiocarbamatos</li> </ul>

**Fuente:** (Papavinasam, 2014)

#### 4.3.2.2.1 Selección de biocida

La selección del biocida adecuado para mitigar la MIC se evalúa utilizando los siguientes parámetros el tipo de microorganismos involucrados, los productos químicos que se usan para el control de corrosión como los inhibidores, las características del sistema y las restricciones ambientales (Papavinasam, 2014).

#### 4.3.2.2.2 Método de aplicación

Para la aplicación de biocidas la norma NACE 31205 recomienda el método de aplicación continua del químico, ya que se distribuye uniformemente con unas concentraciones dosificadas que van de 50 a 250 rpm. (NACE, 2006)

#### 4.3.2.3 Mantenimiento de las instalaciones

Se realiza a través del PIG de limpieza para la remoción periódica de la acumulación de biopelículas acumuladas, depósitos sólidos como arena y líquidos donde reducirá la corrosión MIC. La desventaja es que la limpieza con el pig no se puede realizar en algunas tuberías debido al encogimiento, deformaciones, cambios de diámetro o porque no tienen punto de lanzamiento y recepción del equipo (NACE International, 2010).

### 4.3.3 Técnicas de monitoreo

El monitoreo intenta evaluar la vida útil de la tubería con respecto a las condiciones de corrosión y que tan efectivos son los controles.

#### 4.3.3.1 Cupones -método pérdida de peso

La técnica de cupón es la más conocida y simple de todas las técnicas de monitoreo. Los cupones son una muestra de metal previamente pesado y medida, que se ingresa a un sistema y se expone a ese ambiente específico, luego es removido y pesado para determinar la pérdida de peso durante un periodo de tiempo. Los cupones vienen de diferentes formas y materiales. El tamaño no es tan importante, aunque a mayor superficie del cupón expuesta más precisa serán las lecturas de la velocidad de corrosión (Ramesh, 2014).

La corrosión microbiológica se monitorea usando esta técnica, donde los cupones después de un determinado tiempo de exposición se recuperan con regularidad para inspeccionar la colonización microbiana y los defectos causados por MIC en la tubería (Alamri, 2020)

La norma SP0775 de NACE "Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones de campos petroleros", describe los procedimientos para preparar, instalar los cupones de corrosión y determinar la velocidad de corrosión. Los cupones pueden ser de diferentes tamaños y formas, como se observa en la figura 11, donde son rectangulares, circulares o helicoidal (NACE International, 2018)



**Figura 10. Tipos de cupones.**

**Fuente:** (NACE International, 2018)

La velocidad de corrosión de la masa perdida durante la prueba se calcula con la ecuación 3, donde  $K_{max}$  es una constante,  $w$  es la masa perdida en gramos,  $A$  el área de muestra,  $t$  el tiempo en horas y  $D$  es la densidad de la muestra (monitoreo). En la figura 12 se encuentran los valores de  $K_{max}$  para convertir la pérdida de masa en unidades de velocidad de corrosión. American Society for Testing Materials (ASTM, 2017).

$$C. R = \frac{K_{max} * W}{A * t * D} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Corrosion Rate Unit	$K_{mass}$ (See Eqn. 8.16)
Mils per year (mpy)	$3.45 \times 10^6$
Inches per year (ipy)	$3.45 \times 10^3$
Inches per month (ipm)	$2.87 \times 10^2$
Millimeters per year (mm/y)	$8.76 \times 10^4$
Micrometers per year ( $\mu\text{m}/\text{y}$ )	$8.76 \times 10^7$
Picometers per second (pm/s)	$2.78 \times 10^6$
Milligrams per square decimeter per day (mdd)	$2.40 \times 10^6 \times D_{\text{specimen}}$
Micograms per square meter per second ( $\mu\text{g}/\text{m}^2\text{-s}$ )	$2.78 \times 10^6 \times D_{\text{specimen}}$
Grams per square meter per hour ( $\text{g}/\text{m}^2\text{-h}$ )	$1.00 \times 10^4 \times D_{\text{specimen}}$

**Figura 11. constante  $K_{max}$  para convertir la pérdida de masa en unidades de velocidad de corrosión.**

**Fuente:** (ASTM, 2017).

En un programa de monitoreo con cupones, estos se exponen durante un periodo de 90 días para luego ser retirado para un análisis de laboratorio. Estas mediciones se realizan con una frecuencia de 4 veces por año. Las ventajas de este método son: (1) su implementación es económica y aplicable a cualquier entorno ya sea gas, líquido y sólido, (2) se puede realizar inspección visual, (3) cálculos fáciles de la pérdida de peso y la velocidad de corrosión, (4) la corrosión localizada puede medirse. La desventaja es que los resultados tardan mucho tiempo en obtenerse y los cupones solo pueden dar promedios de la velocidad de corrosión (Speight, 2014).

#### 4.3.3.2 sonda de resistencia eléctrica

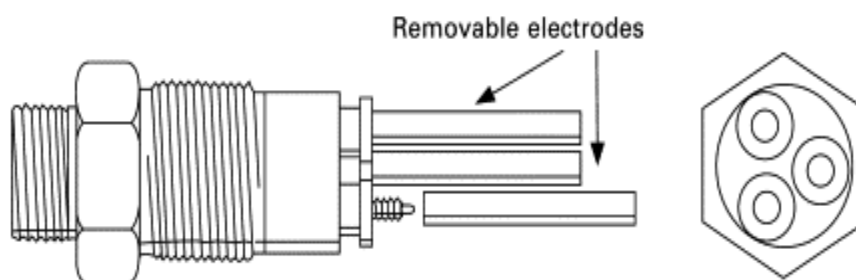
Las sondas RE proporcionan una medida básica de pérdida de material que se puede medir en cualquier momento. La técnica mide el cambio en la resistencia de un metal corroído a través de un sensor expuesto al medio que tiene una masa fija y variará según su área de sección transversal. Si la corrosión produce una disminución en el área de la sección transversal se aumenta la resistencia eléctrica, este aumento está directamente relacionado con la pérdida de masa (Speight, 2014).

Las sondas de RE tiene todas las ventajas de los cupones y otras como que se puede obtener velocidades de corrosión directamente, la sonda permanece instalada hasta que se acabe su vida operativa. Como desventajas es que no están diseñadas para monitorear picaduras, los depósitos de sulfuro férrico pueden afectar la exactitud de la sonda (NACE International, 2018).

#### 4.3.3.3 Sondas de resistencia de polarización lineal.

Las sondas de RPL necesitan un voltaje pequeño generalmente entre 10 y 30 milivoltios para aplicar a un electrodo en solución para determinar la pérdida del metal con el tiempo (Ramesh, 2014).

Las sondas RPL tienen una implica configuración donde la más utilizada es la de tres electrodos ya que intenta minimizar la resistencia a la solución y pueda ser más seguro los valores de la velocidad de corrosión, en la figura 13 se observa una sonda de resistencia de polarización de tres electrodos de forma de varilla para determinar la velocidad de corrosión (Speight, 2014).



**Figura 12.** sonda de resistencia de polarización de tres electrodos.

**Fuente:** (Speight, 2014)

La ventaja de esta técnica es que la medición de la velocidad es instantánea, es mejor que el método de cupón o el método de resistencia eléctrica. La desventaja que solo se puede realizar con éxito en entornos con electrolitos acuosos limpios, además no están diseñadas para monitorear las picaduras (Speight, 2014).

La guía para usar las sondas de resistencia para pruebas de corrosión y monitoreo de corrosión se puede encontrar en ASTM G96 donde incluye resistencia eléctrica y resistencia de polarización, estos métodos se pueden utilizar para determinar la pérdida acumulada del metal y la velocidad de corrosión instantánea. (ASTM, 2018).

#### 4.3.3.4 Análisis químico

Se realiza pruebas cualitativas de muestras sólidas para determinar presencias de sulfuros, agua y carbonatos. Una de las más importantes es el análisis de composición del gas para determinar la corrosividad de la tubería por la presencia de oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y agua. Además, se puede medir los niveles de pH en sitio y análisis microbiológico donde se el objetivo de esta prueba el determinar la presencia y concentración de bacterias dentro de la tubería (NACE International, 2010).

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

### 5.1 ANÁLISIS PARA LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.

Tabla 6. Estudio de las técnicas de inspección

TIPO	TECNICA	VENTAJAS	DESVENTAJAS	REFERENCIA
ILI	Pig de inspección	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Medición directa de la corrosión interna por pérdida de masa del espesor nominal</li> <li>-Capacidad de atravesar tuberías con curvas sin quedarse atrapada en la corrida</li> <li>-Menor costo en comparación de las otras herramientas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere instalaciones para el lanzamiento y recibimiento de la herramienta</li> <li>-posibles atrancamientos por acumulación de sólidos.</li> <li>- No funciona correctamente si la tubería ha sufrido una ruptura</li> </ul>	(Liu, et al., 2019)
	Fuga de flujo magnético (MFL)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta resolución de las imágenes y mayor capacidad de detección.</li> <li>- Lectura automática detallada de los defectos</li> <li>- Capacidad de inspeccionar distancias en poco tiempo.</li> <li>- Detecta corrosión localizada como picaduras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede verse influenciada por fuentes de ruido</li> <li>- Aplica solo para materiales ferromagnéticos</li> <li>- No puede leer directamente el espesor de la pared de la tubería</li> <li>- alto costo de la implementación de la herramienta</li> <li>- no puede atravesar tuberías curvas</li> </ul>	(Xie & Tian, 2018)
	Herramienta ultrasónica (UT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Penetración excelente a través de ondas ultrasónicas</li> <li>-Lectura automática, buena sensibilidad y resolución de las imágenes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Defectuoso para detectar en trayectos cortos o diámetros pequeños de tubería.</li> <li>-No funciona bien en tuberías de pared delgada y pequeño diámetro.</li> </ul>	(Vanaei, et al., 2017)

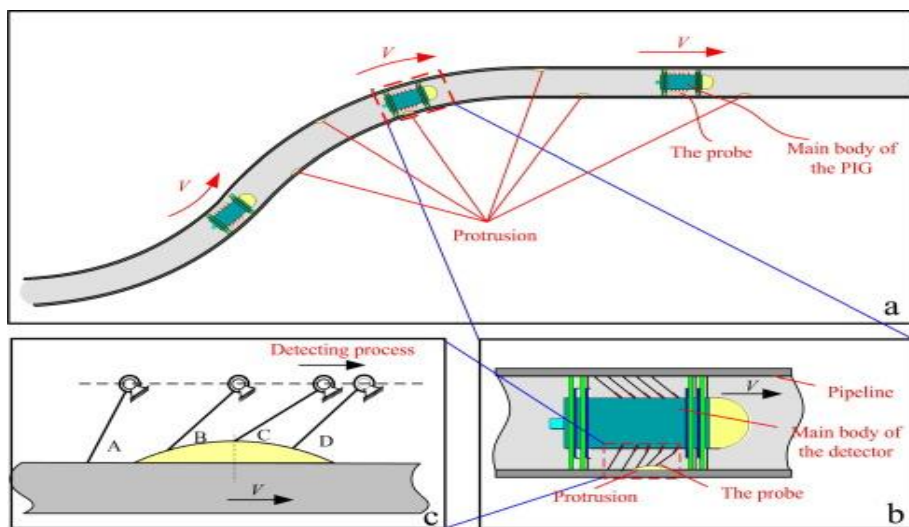


			<ul style="list-style-type: none"> <li>- difícil inspección a los gasoductos ya que necesita un fluido de transporte.</li> <li>- alto costo de la herramienta</li> </ul>	
<b>NDT</b>	Método CCTV	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Se puede realizar sin presencia de agua o con bajo flujo</li> <li>-Realiza inspección sin necesidad de romper la tubería.</li> <li>- suministro visual de la condición de la tubería</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de visibilidad en el interior de las tuberías</li> <li>- Mala calidad de las imágenes debido a las condiciones de iluminación</li> <li>- Propensa a errores, la detección de defectos depende de la experiencia, capacidad y concentración del ingeniero</li> <li>-revisión del proceso lento y alto costo del software</li> </ul>	(Safizadeh & Azizzadeh, 2012)
	Líquido penetrantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Método sencillo de inspección visual</li> <li>-Fácil de aplicar y su detección se da por luz ultravioleta</li> <li>-Método portable</li> </ul>	El defecto debe estar abierto a la superficie para ser percibido.	(Reddy, 2017)
	Test de radiografía (RT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Puede detectar defectos en soldaduras y defectos internos.</li> <li>- Es un ensayo portable y brinda registros permanentes de los defectos</li> <li>- en el caso de inspección en gasoducto se realiza es gammagrafía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Alto costo</li> <li>- Insensible para fallas, las imágenes deben ser analizadas</li> <li>-Riesgoso para la salud</li> </ul>	(Safizadeh & Azizzadeh, 2012)

La información de los defectos se recopila a través de las herramientas de detección (pig), pruebas hidrostáticas para las posibles fugas, la inspección en línea y ensayos no destructivos. En la actualidad las herramientas ILI son la tecnología de inspección más utilizada en la industria de gas y petróleo, siendo la examinación ultrasónica confiable debido a que genera pulsos de alta frecuencia para detectar los defectos y medir espesores de la tubería para detectar la pérdida del metal (Xie & Tian, 2018). La herramienta ultrasónica tiene una desventaja, necesita un fluido homogéneo con buenas propiedades acústicas para servir como conductor de las ondas sónicas. Debido a esto es difícil la inspección del gasoducto por esta herramienta (Li, et al., 2015).

El pig de inspección obtiene la información de los defectos internos por la recopilación de señales analógicas siendo un procesamiento de datos sencillo en comparación con los pig asociados a la herramienta inteligente UT y MFL. Además de tener un menor costo es el más implementado en la inspección interna de las tuberías de transporte de gas (Li, et al., 2015).

El pig de limpieza más usado es el probe pig o cerdo de sonda o palpador donde inspección el espesor de la tubería, detecta y cuantifica la corrosión con precisiones similares a los pig UT y MFL. En los cerdos de sonda el mayor desafío es la precisión de la inspección, (Li, et al., 2014) proponen un estudio sobre el comportamiento dinámico de los cerdos de sonda en un sistema de inspección casera por el movimiento del pig a medida que atravesaba in defecto como se muestra en la figura 13. Este trabajo estudió la influencia de la velocidad y el movimiento de la sonda en un tiempo real proporcionando una base teoría para mejorar la precisión de inspección con la implementación de un modelo teórico del barrido de la sonda a través de una superficie cóncava. Los resultados analíticos y experimentales indicaron que la velocidad y la fuerza elástica de apriete previo del resorte están estrechamente relacionado con la precisión de la inspección.



**Figura 13. Diagrama esquemático de un cerdo de sonda en la inspección de un defecto.**

**Fuente:** (Li, et al., 2014)

## 5.2 ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE CONTROL.

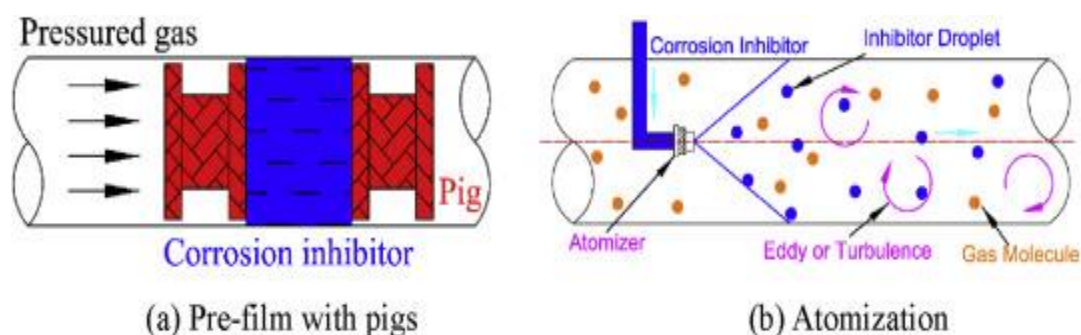
Tabla 7. Estudio de las técnicas de control de corrosión

TECNICA	VENTAJAS	DESVENTAJAS	REFERENCIA
Mantenimiento de las instalaciones (PIG)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Remoción de líquidos y sólidos acumulados</li> <li>- Reduce la probabilidad de MIC</li> <li>-asegura la vida útil de las instalaciones, compresores, válvulas presentes en el transporte de gas natural</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-alto costo se propone realizarla en un periodo de 5 a 10 años</li> <li>-Requiere instalaciones para el lanzamiento y recepción</li> </ul>	(NACE International, 2010)
Inhibidores	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Recubrimiento total de la tubería por medio de adsorción</li> <li>-Cambia la película pasiva de la tubería para hacerla protectora.</li> <li>- es uno de los métodos más económicos</li> <li>- son de fácil uso y para transporte de gas se recomienda el uso por inyección por boquillas aspersores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Portadores de alcohol sirven como alimento para algunas bacterias y proliferar su crecimiento</li> <li>- puede requerirse la limpieza por pig para mejorar su efectividad</li> <li>-Puede causar problemas de emulsión Y formación de espumas.</li> </ul>	(NACE International, 2010) (Papavinasam, 2014)
Biocidas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eficaz para matar bacterias</li> <li>- Son de fácil uso por medio de aspersión o inyección</li> <li>-Bajo costo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede crear espumas y emulsiones.</li> <li>- Pueden ser corrosivos cuando tienen baja concentración</li> <li>- Presentan poca penetración en la biopelícula</li> <li>- Dependen del pH</li> <li>-Funcionan solamente para corrosión MIC</li> </ul>	(Papavinasam, 2011)

El proceso de control de la corrosión en los ductos generalmente se logra mediante una combinación de dos o más métodos. Las principales opciones para la protección contra la corrosión interna son el uso de inhibidores químicos, mantenimiento de las instalaciones por pigging y para la prevención de la corrosión MIC el uso de biocida. El más utilizado son los inhibidores de corrosión, agregándosele aditivos como captadores de oxígeno y biocidas para optimizar el proceso. (Moosavi, 2017)

El uso de inhibidores químicos de corrosión es una de las formas más económicas para la protección de las redes de ductos, pero su eficiencia se reduce por la presencia de sólidos en suspensión y/o arena. Por tanto, se recomienda realizar limpieza a los ductos antes de la inyección del inhibidor. La inyección del inhibidor se realiza a través de boquillas atomizadoras y las gotas deberán dispersarse uniformemente en el ducto, sin embargo, las pequeñas gotas de inhibidor no crean una película continua ( Askari, et al., 2018).

(Jing, et al., 2018) realizaron un estudio donde investigan la distribución de atomización del inhibidor de corrosión en las tuberías de gas mediante experimentos donde proponen agregar al proceso de atomización un proceso de pre-película con el fin de recubrir la película del inhibidor en la pared interior antes de poner el gasoducto en servicio. Esta tecnología usa dos pig para mantener al inhibidor como una babosa líquida como se muestra en la figura 14 (a). Los resultados mostraron que la concentración de atomización es horizontalmente simétrica, sin embargo, verticalmente las gotas tienden a acumularse en el fondo de la tubería. Por lo tanto, los autores plantean que se desarrolle un modelo de difusión de Longwell modificado teniendo en cuenta asentamientos por gravedad y evitar la acumulación del inhibidor en una sola zona de estancamiento.



**Figura 14. Procesos de (a) pre-film y (b)atomización.**

**Fuente:** (Jing, et al., 2018)

Los inhibidores químicos son estables y brindan una protección adecuada, su formulación puede ser costosa y nada amigables con el medio ambiente debido a su naturaleza tóxica. Debido a esto se han planteado numerosas investigaciones en el desarrollo de inhibidores ecofriendly o inhibidores amigas con el medio ambiente a partir de fuentes naturales. Uno de los estudios presentando por (Umoren, et al., 2018) tiene como objetivo evaluar las capacidades de controlar la corrosión con dos inhibidores verdes: el quitosano y la carboximetilcelulosa (CMC), comparándolos con un inhibidor comercial en las tuberías de API 5L X60. Como resultados obtuvieron que la eficacia de los inhibidores dependía de su concentración, la temperatura y el periodo de inmersión. Los estudios SEM de la superficie del acero que contenían estos inhibidores mostraron una protección mejorada debido a la formación de la película anticorrosiva.

### 5.3 ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO

Tabla 8. Estudio de las técnicas de monitoreo de la corrosión

TECNICA	VENTAJAS	DESVENTAJAS	REFERENCIA
Cupones	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Son económicos</li> <li>- Resultados positivos para la pérdida de peso</li> <li>-Determina la corrosión MIC y productos de corrosión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- deben usarse en junto con otros monitoreos y técnicas de inspección</li> <li>- los resultados tardan mucho tiempo en obtenerse</li> <li>-solo pueden dar lecturas promedio</li> </ul>	(NACE International, 2010; Ramesh, 2014)
Sonda de resistencia eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Medición en tiempo real</li> <li>Respuesta rápida con la perdida de material</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No puede monitorear la corrosión localizada</li> <li>-susceptible a varios tipos de ruidos</li> </ul>	(Speight, 2014)
Sonda de resistencia de polarización lineal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proporciona instantáneamente la velocidad de corrosión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Altos costos</li> <li>No puede monitorear tipos de corrosión localizada</li> <li>Datos continuos o intermitentes</li> </ul>	(Ramesh, 2014)
Análisis químico	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Determina si los compuestos asociados al gas generan algún tipo de corrosión</li> <li>-Determina características metalúrgicas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pruebas en laboratorio, en sitio solo se realiza pruebas de pH</li> </ul>	(NACE International, 2010)

El monitoreo interno de la corrosión brinda las repuestas a las siguientes preguntas: ¿Cuándo se sabe que los recubrimientos han fallado? ¿cómo se determina si los recubrimientos siguen protegiendo la superficie? ¿si hay algún tramo de la tubería se encuentra en estado crítico? (Ramesh, 2014). No hay una técnica que sea mejor que la otra más bien son una secuencia de actividades para asegurar la vida útil de la red de tuberías. En el caso de los cupones actúa específicamente si se encuentra presencia de agua y de MIC, los distintos tipos de sondas proporcionan la velocidad de corrosión evaluada en el sitio y por ultimo los análisis químicos relacionan que mecanismos actúan en la corrosión interna.

## 6. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Para la gestión de la integridad de las tuberías se recomienda hacer una búsqueda de nuevas tecnologías de inspección en línea para la detección de defectos en los gasoductos que transportan gas seco para una mejor corrida de la herramienta sin requerir liquido de acople y la búsqueda de inhibidores amigables con el medio ambiente.

Un buen procedimiento de limpieza interior de la red de tuberías por corrida del pig Smart para la eliminación o remoción de las biopelículas generadas por los condensados de gas, sedimentos y bacterias. Para su funcionamiento se debería realizar un plan de recuperación, en caso de que la tubería tenga alguna alteración en su estructura y quede atrapada dentro de la tubería.

Se recomienda tener en cuenta las especificaciones con respecto al material de la tubería, materiales de las herramientas, los datos históricos de fallas del gasoducto, datos de los rangos de operación para seleccionar la herramienta adecuada para el desarrollo de las metodologías de inspección, control y monitoreo de la corrosión interna.

Se propone la investigación de nuevos métodos de control como los inhibidores amigables con el medio ambiente para evitar costos elevados en la remoción de la toxicidad expuesta al ambiente por la implementación de inhibidores químicos.

Y, por último, si alguno está interesado en continuar con el estudio de las metodologías se recomienda complementar el documento con información complementaria centrada en las recomendaciones para la divulgación a las próximas generaciones del programa académico de formación.

## 7. CONCLUSIONES

El transporte seguro de gas natural en red de tuberías requiere un sistema de gestión de integridad eficiente para controlar las fallas de corrosión causados por la reacción electroquímica del agua, la presencia de la corrosión dulce, corrosión acida y corrosión inducida microbiológicamente. Este sistema aplica estrategias de control que se realiza de forma continua para obtener la información en tiempo real, monitoreo con técnicas, instrumentos y análisis de datos fisicoquímicos y por último la inspección de la corrosión periódicamente en línea y por ensayos no destructivos.

Es importante inspeccionar las tuberías periódicamente con los métodos más eficientes, ya que, esto reduce en gran medida la aparición de fallas generadas por corrosión, teniendo en cuenta que conservar la integridad de la tubería el mayor tiempo posible nos puede ahorrar costos de reparación de daños ocasionados.

Como método de control de la corrosión interna se utiliza los inhibidores y su efectividad se basa en que los ductos no tengan formación de películas en su superficie. Para lograrlo se requiere establecer una programación de limpieza con la herramienta pig donde tiene como objetivo eliminar residuos de oxido y sedimentos, controlar la calidad del gas y preparar la superficie interna para la implementación de la inyección del inhibidor.

La selección adecuada del método de monitoreo de la corrosión depende de las condiciones de las operaciones, la composición y la naturaleza del gas natural, por lo tanto, no existe una técnica que funcione como una solución para todos los casos en los sistemas de gasoductos, su implementación combinada con el uso de técnicas de inspección reduce el riesgo de las fallas.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Askari, M., Aliofkhazraei, M., Ghaffari, S., & Hajizadeh, A. (2018). Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines - A technical review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, 92-114. doi:10.101658/j.jngse.2018.07.025
- Alamri, A. H. (2020). Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview. *Engineering Failure Analysis*, 116(104735). doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104735
- Ammar , A. A., Samah, Z. N., & Atheer, S. H. (2019). Failure analysis of carbon dioxide corrosion through wet natural gas gathering pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 105, 638-646. doi:10.1016/j.engfailanal.2019.07.026
- API. (2012). *API Specification 5L* (45 ed.). Washington: API Publishing Services.
- Askari, M., Aliofkhazraei, M., & Afroukhteh, S. (2019). A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71(102971). doi:10.1016/j.jngse.2019.102971
- ASTM . (2018). *ASTM E165/E165M-Standard Practice for Liquid Penetrant Testing for General Industry*. West Conshohocken: ASTM International. doi:10.1520/E0165\_E0165M-18
- ASTM. (2017). *ASTM E94/E94M Standard Guide for Radiographic Examination Using Industrial Radiographic Film*. West Conshohocken: ASTM International. doi:10.1520/E0094\_E0094M-17
- ASTM. (2017). *ASTM G1-03 -Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens*. UK.
- ASTM. (2018). *ASTM G96 - 90 Standard Guide for Online Monitoring of Corrosion in Plant Equipment (Electrical and Electrochemical Methods)*. ( 978 0 580 94659 2).
- ASTM. (2020). *ASTM G170-06 - Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory*. West Conshohocken: ASTM International. doi: 10.1520/G0170-06R20E01
- Bharatiya, U. (2019). Effect of Corrosion on Crude Oil and Natural Gas Pipeline with Emphasis on Prevention by Ecofriendly Corrosion Inhibitors: A Comprehensive Review. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 5(35). doi:10.1007/s40735-019-0225-9
- CENEGAS. (11 de ABRIL de 2016). *GOBIERNO DE MÉXICO*. Recuperado el 8 de octubre de 2020, de <https://www.gob.mx/cenagas/articulos/importancia-del-gas-natural?idiom=es>
- Groysman, A. (2017). Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry. *Koroze a ochrana materialu*, 61(3). doi:10.1515/kom-2017-0013
- GRUPO VANTI. (2020). *Grupo Vanti*. Recuperado el 18 de Noviembre de 2020, de <https://www.grupovanti.com/conocenos/el-gas-natural/que-es/>



- Javaherdashti, R. (2017). How Is MIC Treated? En *Microbiologically Influenced Corrosion. Engineering Materials and Processes* (págs. 978-3-319). Springer, Cham. doi:10.1007/978-3-319-44306-5\_9
- Jing, J., Xiao, F., Yang, L., Wang, S., & Sun, J. (2018). Experimental and simulation study of atomization concentration of corrosion inhibitor in a gas pipe. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49, 8-18. doi:10.1016/j.jngse.2017.10.006
- Latosov, E., Birgit, M., Siirde, A., & Konist, A. (2018). The influence of O<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> on the possible corrosion on steel transmission lines of natural gas. *Energy Procedia*, 147, 63-70. doi:10.1016/j.egypro.2018.07.034
- Li, X., Zhang, S., Liu, S., Jiao, Q., & Dai, L. (2014). An experimental evaluation of the probe dynamics as a probe pig inspects internal convex defects in oil and gas pipelines. *Measurement*, 63, 49-60. doi:10.1016/j.measurement.2014.11.030
- Li, X., Zhang, S., Liu, S., Zhu, X., & Zhang, K. (2015). Experimental study on the probe dynamic behaviour of feeler pigs in detecting internal corrosion in oil and gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*(26), 229-239. doi:10.1016/j.jngse.2015.06.033
- Lihong, S., Changquan, W., & Changjun, Z. (2013). Corrosion failure analysis of L485 natural gas pipeline in CO<sub>2</sub> environment. *Engineering Failure Analysis*, 36, 372-378. doi:10.1016/j.engfailanal.2013.11.009
- Liu, H., Liu, Z., Taylor, B., & Dong, H. (2019). Matching pipeline In-line inspection data for corrosion characterization. *NDT & E International*, 101, 44-52. doi:10.1016/j.ndteint.2018.10.004
- Mahmoodian, M. (2018). Pipeline Inspection and Maintenance. En M. Mahmoodian (Ed.), *Reliability and Maintainability of In-Service Pipelines* (págs. 49-78). Gulf Professional Publishing. doi:10.1016/B978-0-12-813578-5.00002-0
- Moosavi, A. (2017). Corrosion in onshore production and transmission sectors - current knowledge and challenges. En *Trends in oil and gas corrosion Research and Technologies* (págs. 95-109). Kuwait: Elsevier. doi:10.1016/B978-0-08-101105-8.00005-X
- NACE. (2006). *NACE Publication 31205- Selection, Application, and Evaluation of Biocides in the Oil and Gas Industry*. NACE International.
- NACE International. (2010). *Corrosión Interior de Ductos*.
- NACE International. (2018). *Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*. NACE Standards.
- NACE, I. (2017). *NACE 35100 In-Line Inspection of Pipelines*. NACE, Internacional.
- OCTAL. (2018). *Línea de tuberías API 5L Especificaciones*. Recuperado el 25 de 11 de 2020, de <https://www.octalacero.com/norma-api-5l>
- Ossai, C., Boswell, B., & Davies, I. (2014). Pipeline Failures in Corrosive Environments – A Conceptual Analysis of Trends and Effects. *Engineering Failure Analysis*, 53, 36-58. doi:10.1016/j.engfailanal.2015.03.004
- Papavinasam, S. (2011). Chapter 71-CORROSION INHIBITORS. En R. W. Revie (Ed.), *Uhlig's Corrosion Handbook* (págs. 1021-1032). Canadá. doi:10.1002/9780470872864.ch71

- Papavinasam, S. (2014). Chapter 7 – Mitigation – Internal Corrosion. En *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry* (págs. 361-424). Gulf Professional Publishing. doi:10.1016/B978-0-12-397022-0.12001-1
- Papavinasam, S. (2014). Chapter 8 - Monitoring – Internal Corrosion. En S. Papavinasam (Ed.), *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry* (págs. 425-528). Gulf Professional Publishing. doi:10.1016/B978-0-12-397022-0.00008-X
- Pazos Peinado, N. (2006). *Tecnología de los metales y procesos de manufactura* (Primera ed.). Caracas: Universidad Católica Andres Bello.
- Pikas, J., & Richardson, D. (2018). Internal Corrosion Asset Preservation Methodology Case Study. *NACE International*(10466).
- Popoola, L. T., Grema, A. S., Latinwo, G. K., Gutti, B., & Adebori, S. B. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4(35). doi:10.1186/2228-5547-4-35
- Ramesh, S. (2014). Hazards and Threats to a Pipeline System. En R. Singh (Ed.), *Pipeline Integrity Handbook* (págs. 45-120). doi:10.1016/B978-0-12-387825-0.00005-3
- Reddy, A. (2017). Non-Destructive Testing, Evaluation Of Stainless Steel Materials. *Materials Today: Proceedings*, 4(8), 7302-7312. doi:10.1016/j.matpr.2017.07.060
- Safizadeh, M., & Azizzadeh, T. (2012). Corrosion detection of internal pipeline using NDT optical inspection system. *NDT & E International*, 52, 144-148. doi:10.1016/j.ndteint.2012.07.008
- Salazar Jiménez, J. A. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). *Tecnología en Marcha*, 28(3), 127-136.
- Schlumberger. (2018). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 36-51.
- Sharma, S. K., & Maheshwari, S. (2016). A review on welding of high strength oil and gas pipeline steels. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, 203-217. doi:10.1016/j.jngse.2016.12.039.
- So, Á., Valdéz Salas, B., Schorr Wiener, M., Carrillo Beltrán, M., Ramos Irigoyen, R., & Curiel Alvarez, M. (2013). Materiales y corrosión en la industria de gas natural. *OmniaScience*, 87-102. doi:10.3926/oms.84
- Soudani, M., Bouledroua, O., Hadj Meliani, M., El-miloudi, K., Muthanna, B., Khelil, A., . . . Pluvinage, G. (2018). Corrosion Inspection and Recommendation on the Internal Wall Degradation Caused Rupture of 6” Gas Line Pipe. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 4(28). doi:10.1007/s40735-018-0145-0
- Speight, J. (2014). Chapter 6 - Corrosion Monitoring and Control. En J. G. Speight (Ed.), *Oil and Gas Corrosion Prevention* (págs. 109-149). Gulf Professional Publishing. doi:10.1016/B978-0-12-800346-6.00006-5
- Umoren, S., AlAhmary, A., Gasem, Z., & Solomon, M. (2018). Evaluation of chitosan and carboxymethyl cellulose as ecofriendly corrosion inhibitors for steel. *International Journal of Biological Macromolecules*, 117, 017-1028. doi:10.1016/j.ijbiomac.2018.06.014

- Vanaei, H., Eslami, A., & Egbewande, A. (2017). A review on pipeline corrosion, in-line inspection (ILI), and corrosion growth rate models. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 149, 43-54. doi:10.1016/j.ijpvp.2016.11.007
- Wang, J., Huang, X., Qi, W., Zhang, C., Zhao, Y., Dai, Y., . . . Wang, F. (2020). Corrosion failure analysis of the 45-degree elbow in a natural gas gathering pipeline by experimental and numerical simulation. *Engineering Failure Analysis*, 118(104889). doi:10.1016/j.engfailanal.2020.104889
- Xie, M., & Tian, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, 92, 222-239. doi:10.1016/j.engfailanal.2018.05.010