

**MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO  
PARA TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE LA INDUSTRIA OIL & GAS**

**JORGE OSBALDO SOLANO TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2020**

**MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO  
PARA TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE LA INDUSTRIA OIL & GAS**

**JORGE OSBALDO SOLANO TORRES**

**Monografía de Grado para optar el título de  
“Especialista en Gerencia de Mantenimiento”**

**Director**

**NELLY MARCELA TORRES CRISTANCHO**

**Ingeniera Metalúrgica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2020**

## DEDICATORIA

***Agradezco principalmente a Dios y la Virgen por permitirnos la vida para trabajar por nuestros objetivos y cumplirlos. A mis padres y hermanos por su apoyo y cariño siempre.***

***Este nuevo logro, que hace parte de la búsqueda del éxito profesional, se lo dedico a quien me llevó a lograr el éxito en lo personal y familiar. Mi hijo Jhosep Matteo, quien desde el mismo momento que supimos que vendría a este mundo, ha sido mi mayor motivación para superar los retos que nos pone el camino. Te amo hijo...***

***A mi esposa y director de proyecto, gracias, por ser ese soporte incondicional y compañera de metas. Su apoyo sin duda será la base para seguir trabajando juntos por nuestros sueños. Sé que los lograremos.***

## CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES	17
1.1. SISTEMAS DE TRANSPORTE INDUSTRIA OIL & GAS COLOMBIA	17
1.1.1. Upstream	17
1.1.2. Midstream	18
1.1.3. Downstream	18
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	24
3. OBJETIVOS	25
3.1. OBJETIVO GENERAL	25
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
4. MARCO TEORICO	26
5. GESTION DE ACTIVOS DE SISTEMAS DE TRANSPORTE INDUSTRIA OIL & GAS	28
5.1. DISEÑO Y SELECCIÓN	30
5.1.1. Bases de usuario	32
5.1.2. Base de diseño	32
5.1.2.1. Características fisicoquímicas del fluido.	32
5.1.2.2. Derecho de vía (DDV).	32
5.1.2.3. Definición de zonas de alta consecuencia en el derecho de vía.	33
5.1.2.4. Especificaciones de los materiales de tubería y componentes	33
5.1.2.5. Espesor de tolerancia a la corrosión (Corrosion allowance)	33

5.1.2.6.	Características de presión y temperatura en condiciones normales y máximas de operación	34
5.1.2.7.	Sistemas instrumentados y de seguridad (SIS)	34
5.1.2.8.	Cargas físicas sobre el sistema durante la fabricación, instalación, operación y mantenimiento	34
5.1.2.9.	Procedimientos de operación	34
5.1.2.10.	Acciones de mantenimiento preventivo para amenazas de corrosión interna y externa.	35
5.1.2.11.	Normas y especificaciones del proyecto	35
5.1.2.12.	Requerimientos adicionales de diseño	35
5.2.	<b>CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN</b>	35
5.2.1.	Definición del Derecho de Vía	36
5.2.2.	Limpieza y clasificación del Derecho de Vía	38
5.2.3.	Recepción, almacenamiento y tendido de la tubería	38
5.2.4.	Fabricación	39
5.2.4.1.	Doblado en frío o Doblado en campo	39
5.2.4.2.	Soldadura	39
5.2.4.3.	Pernado	40
5.2.4.4.	Recubrimiento	40
5.2.5.	Zanjado y excavaciones	41
5.2.6.	Bajado de la tubería	41
5.2.7.	Relleno de la zanja	42
5.2.8.	Protección catódica	42
5.2.8.1.	Protección Catódica Galvánica	42
5.2.8.2.	Protección Catódica por corriente Impresa	44

5.2.9.	Instalación de válvulas	45
5.2.9.1.	Tipo de actuador de válvulas	46
5.2.9.2.	Tipo de válvulas para seccionamiento	46
5.2.10.	Facilidades para limpieza e inspección del sistema mediante pigs	52
5.2.11.	Facilidades para inyección de inhibidores de corrosión	54
5.2.12.	Pre y Comisionamiento	55
5.2.12.1.	Limpieza interna	55
5.2.12.2.	Medición de diámetro interno	55
5.2.12.3.	Prueba de presión	55
5.2.12.4.	Secado	56
5.2.12.5.	Purga de tuberías	56
5.2.12.6.	Prueba de equipos	56
5.3.	OPERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSPORTE	57
5.3.1.	Variables Físicas	57
5.3.2.	Variables Químicas	59
5.3.3.	Sistemas instrumentados de seguridad (SIS) y Equipos de control básico de proceso (BPCS)	62
5.4.	INVENTARIO GENERAL DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE	63
5.5.	MANTENIMIENTO	68
5.5.1.	Identificación de amenazas para la operación confiable, eficiente y segura de sistema de transporte.	68
5.5.2.	Descripción de las amenazas	69
5.5.2.1.	Corrosión Interna	69
5.5.2.1.1.	Corrosión galvánica	70
5.5.2.1.2.	Corrosión por Dióxido de Carbono CO <sub>2</sub>	70

5.5.2.1.3.	Corrosión Inducida por microorganismos (MIC)	71
5.5.2.1.4.	Erosión	73
5.5.2.2.	Corrosión Externa	73
5.5.2.2.1.	Corrosión galvánica	74
5.5.2.2.2.	Corrosión por suelos	74
5.5.2.2.3.	Corrosión Bajo Aislamiento (CUI)	76
5.5.2.2.4.	Corrosión Atmosférica	76
5.5.2.2.5.	Stress Corrosion Cracking (SCC)	77
5.5.2.3.	Daños en Construcción	78
5.5.2.3.1.	Daño mecánico	79
5.5.2.3.2.	Defectos en soldadura	79
5.5.2.4.	Daños por terceros	80
5.5.2.5.	Geotecnia y fenómenos naturales	85
5.5.2.6.	Sobre presión	89
5.5.2.7.	Operación Incorrecta	91
5.5.2.8.	Falla de Equipos	93
5.5.3.	Riesgos por materialización de las amenazas	94
5.6.	PLAN DE MANTENIMIENTO PROPUESTO	94
5.7.	PLAN DE MONITOREO PREVENTIVO Y FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN	100
5.8.	PLAN DE MONITOREO PREDICTIVO Y FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN	104
5.9.	INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO (KPI)	106
6.	CONCLUSIONES	109
	BIBLIOGRAFIA	110

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Sugerencia para rangos de O <sub>2</sub> permisibles. Bajo corte de agua de producción	59
Tabla 2. Sugerencia para rangos de O <sub>2</sub> permisibles. Alto corte de agua de producción	60
Tabla 3. Sugerencia para rangos de CO <sub>2</sub> permisibles	60
Tabla 4. Sugerencia para rangos de H <sub>2</sub> S permisibles	61
Tabla 5. Sugerencia para rangos de hierro total permisibles	61
Tabla 6. Inventario general de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos	65
Tabla 7. Resumen del plan de mantenimiento de sistemas de transporte	95
Tabla 8. Plan de monitoreo preventivo y frecuencias de inspección	100
Tabla 9. Plan de monitoreo predictivo y frecuencias de inspección	104
Tabla 10. Indicadores Claves de desempeño (KPI)	106

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Áreas de la cadena de valor de la industria oil & gas	17
Figura 2. Cadena Midstream según al ANH Colombia	19
Figura 3. Transporte de gas por gasoductos	20
Figura 4. Transporte de crudo por oleoductos	20
Figura 5. Sistema de Transporte de Hidrocarburos	21
Figura 6. Producción Petrolera a Julio 2020	22
Figura 7. configuración básica de producción	22
Figura 8. Ciclo de vida de sistemas de transporte	30
Figura 9. Clasificación de tuberías según su servicio	31
Figura 10. Etapas de construcción de un sistema de transporte	36
Figura 11. Protección catódica por ánodos de sacrificio	44
Figura 12. Protección Catódica por corriente Impresa	45
Figura 13. Válvula de Compuerta	47
Figura 14. Válvula de Globo	48
Figura 15. Válvula antirretorno	49
Figura 16. Válvula de bola	50
Figura 17. Válvula de parada de seguridad SDV	51
Figura 18. Válvula de seguridad	52
Figura 19. Pigs de limpieza e inspección	53
Figura 20. Sistema de transporte con trampa para pigs.	54

Figura 21. Sistema de inyección de inhibidores de corrosión	54
Figura 22. Ventanas operativas de integridad	62
Figura 23. Sistemas de transporte de hidrocarburos	64
Figura 24. Amenazas a sistemas de transporte	69
Figura 25. Daño mecánico con retroexcavadora	79
Figura 26. Intervenciones en derechos de vía	81
Figura 27. Plan preventivo ante intervención por terceros	82
Figura 28. Señalización de información según API RP 1109	83
Figura 29. Placas plásticas para protección de sistemas enterrados en zonas de alta consecuencia	84
Figura 30. Exposición de tuberías por deslizamientos de terreno en cruces de río	86
Figura 31. Comparación de zonas en monitoreo con fotogrametría	88

## ABREVIATURAS

**ASME:** American Society of Mechanical Engineers

**AFC:** Approved for construction

**ALARP:** As low as reasonably possible

**ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos

**API:** American Petroleum Institute

**BPCS:** Sistema de control básico de proceso (Basic Process Control System)

**Bpd:** Barriles por día

**BSR:** Bacterias Sulfato Reductoras

**CMMS:** Sistema de gestión de mantenimiento computarizado (Computerized Maintenance Management System)

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de Carbono

**DDV:** Derecho de Vía

**HCA:** Área de alta consecuencia (High Consequence Areas)

**H<sub>2</sub>S:** Sulfuro de hidrógeno

**Km:** Kilometro

**Mcpd:** Millones de pies cúbicos por día

**O<sub>2</sub>:** Oxígeno

**ODT:** Orden de mantenimiento

**PHVA:** planificar, Hacer, Verificar y Actuar

**PI:** Indicador de presión

**PIT:** Transmisor indicador de presión (Transmitter Indicator Pressure)

**PMC:** Piping Material Class

**PRV:** Válvula de alivio de presión (Pressure Relief Valve)

**PSV:** Válvula de seguridad contra la presión (Pressure Safety Valve)

**SAP:** Sistemas, Aplicaciones y Productos para el procesamiento de datos (Systems, Applications, Products in Data Processing)

**SCC:** Agrietamiento por corrosión bajo tensión (Stress Corrosion Cracking)

**SDV:** Válvula de cierre por emergencia (Shut Down Valve)

**SIS:** Sistemas instrumentados de seguridad (Safety Instrument System)

**STD:** Sólidos totales disueltos

**TI:** Indicador de temperatura

**TIT:** Transmisor indicador de temperatura (Transmitter Indicator Temperature)

**XI:** Indicador de paso de pigs

## RESUMEN

**TITULO:**

MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE LA INDUSTRIA OIL & GAS\*

**AUTOR:**

JORGE OSBALDO SOLANO TORRES\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Mantenimiento preventivo y predictivo, amenazas, ciclo de vida, disponibilidad, confiabilidad, seguridad.

**DESCRIPCIÓN:**

El desarrollo de esta monografía pretende mostrar a los dueños, operadores y mantenedores de sistemas de transporte de hidrocarburos de la industria oil & gas un modelo de plan de mantenimiento preventivo y predictivo para sus sistemas, partiendo de un adecuado manejo del ciclo de vida del activo, desde la misma etapa de diseño, pasando por su construcción, instalación y operación, realizado a través de la identificación de las condiciones que pueden convertirse en una amenaza a la confiabilidad e integridad de éstos y las acciones preventivas que se deberán tomar desde la misma planeación del proyecto, la puesta en marcha y durante la operación, apoyados también en las técnicas predictivas, y que se convertirán en barreras de mitigación contra la materialización de dichas amenazas una vez éste entre en operación.

El resultado de implementar este modelo de plan de mantenimiento sin duda ayudará a la gerencia de operaciones y mantenimiento a tomar decisiones de forma temprana y costo efectivas para prevenir o predecir fallas, lo que repercutirá en posicionar a la empresa como un referente en el liderazgo de seguridad y confiabilidad para operar y mantener este tipo de sistemas, realizando un eficiente manejo de sus recursos, en aras de mantener o aumentar la disponibilidad y disminuir altos costos de corrección o reparación para devolver el sistema a operación luego de presentar alguna falla.

---

\*Monografía de grado

\*\*Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Nelly Marcela Torres

## SUMMARY

**TITLE:**

PREVENTIVE AND PREDICTIVE MAINTENANCE PLAN MODEL FOR TRANSPORTATION PIPELINES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY\*

**AUTHOR:**

JORGE OSBALDO SOLANO TORRES\*\*

**KEYWORDS:**

Preventive and predictive maintenance, threats, life cycle, availability, reliability, safety.

**CONTENTS:**

The development of this monograph aims to show the owners, operators and maintainers of hydrocarbon transport systems in the oil & gas industry a model of a preventive and predictive maintenance plan for their systems, based on an adequate management of the asset life cycle, from the design stage itself, through its construction, installation and operation, carried out through the identification of the conditions that may become a threat to the reliability and integrity of the system and the preventive actions that will be taken from the planning of the project, start-up and during operation, also supported by predictive techniques, and which will become mitigation barriers against the materialization of said threats once it enters into operation.

The result of implementing this maintenance plan model will undoubtedly help the operations and maintenance management to make early and profitable decisions to prevent or predict failures, which will impact on positioning the company as a benchmark in safety and reliability leadership to operate and maintain this type of systems, performing an efficient management of its resources, in order to maintain or increase availability and reduce the high costs of correction or repair to return to operating the system after presenting a failure.

---

\*Bachelors Thesis

\*\* Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: Nelly Marcela Torres

## INTRODUCCION

Las consecuencias por fallas de un sistema de tuberías que van desde una pequeña fuga de hidrocarburo hasta una explosión de grandes dimensiones que podría implicar pérdidas humanas, económicas, de imagen corporativa y daño ambiental, hace que los entes regulatorios, así como las aseguradoras contratadas por las empresas de la industria Oil & Gas, pongan el foco sobre los planes de mantenimiento implementados por los operadores y mantenedores de sistemas de transporte.

De esta manera, la identificación temprana de condiciones que amenazan el normal funcionamiento de un sistema para el que fue diseñado, permite al mantenedor y operador tomar acciones oportunas para evitar la degradación o hasta falla de un sistema.

Por lo anterior, la intención del desarrollo de este trabajo es mostrar cómo realizar un adecuado manejo del ciclo de vida de los sistemas de transporte desde el mismo momento en que se realiza su diseño y posterior construcción, previendo evitar condiciones que con el tiempo se conviertan en afectaciones al mismo. Para esto se tendrá en cuenta el diseño del sistema según sus condiciones de operación (tipo y características del fluido, temperatura, presión, caudal, otras), aplicación de capas de protección contra la corrosión interna/externa (recubrimiento, diseño e instalación de sistemas de protección catódica, sobre espesor como tolerancia a la corrosión) y obras de geotecnia. Una vez puestos en operación los sistemas, también se encontrarán técnicas de mantenimiento preventivo, como, inyección de inhibidores químicos de corrosión interna, limpieza interna de tuberías mediante el

uso de herramientas raspadores flexibles y rígidas, lubricación, engrase de válvulas entre otros.

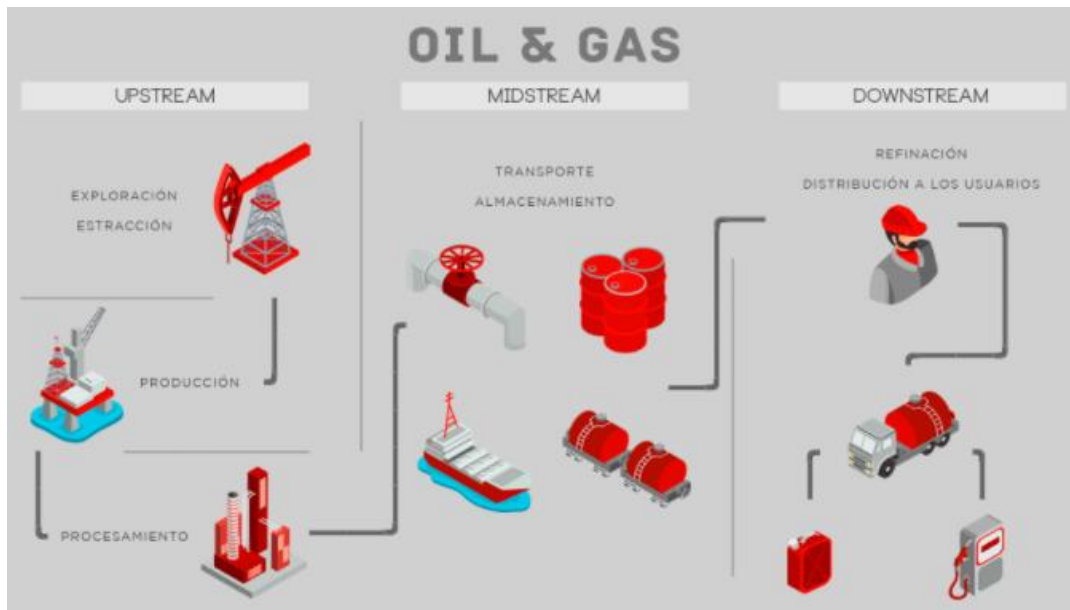
Las condiciones de desgaste que no se pueden controlar desde el diseño, se pueden mantener en control desde el ingreso del sistema en operación, mediante un plan de mantenimiento predictivo, con el fin de conocer de manera temprana las condiciones del sistema en zonas de riesgo previamente definidas, para evitar que estas se materialicen en algún momento y puedan generar fallas e indisponibilidades. Dentro de las actividades de mantenimiento predictivo se encuentran los ensayos no destructivos (inspección visual, ultrasonido, tintas penetrantes, partículas magnéticas, entre otras), inspección en línea (ILI – mediante herramientas SmartPig), inspección de los sistemas de protección catódica, inspección de derechos de vía, medición de tasas de erosión y corrosión mediante probetas, cupones de corrosión y otras técnicas de control.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1. SISTEMAS DE TRANSPORTE INDUSTRIA OIL & GAS COLOMBIA

La Cadena de valor de la industria de los hidrocarburos, consta de tres grandes áreas: Upstream, Midstream & Downstream.

**Figura 1. Áreas de la cadena de valor de la industria oil & gas**



Fuente. [idealex.press.com](http://idealex.press.com)

**1.1.1. Upstream.** También conocido como exploración y producción (E&P) de hidrocarburos este sector incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación

y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.<sup>1</sup>

**1.1.2. Midstream.** Se refiere al transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos o gaseosos antes que sean refinados o procesados dentro de combustibles u otros elementos necesarios para hacer una larga lista de productos derivados.

Dentro de esta cadena hace parte el proceso de transporte de productos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, el cual se realiza a través de carro tanques (terrestre), buques (mares), aviones (aire) y el sistema más eficiente, económico y seguro, el cual se realiza a través de un sistema de tubería.<sup>2</sup>

**1.1.3. Downstream.** Se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo, al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

Debido a la pobre infraestructura vial que posee el país que hace que el transporte en carro tanques desde las estaciones o pozos de producción hacia las refinerías o puertos de embarque para exportación sean más costosas, es que el transporte de crudo y gas por sistemas de tubería se hace más eficiente, seguro y económico.<sup>3</sup>

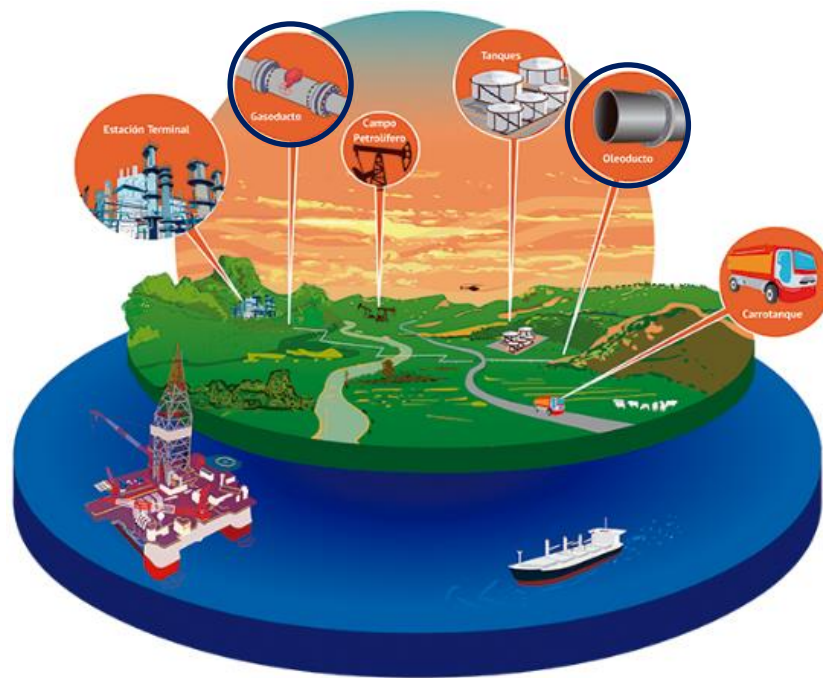
---

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. La Cadena del Sector Hidrocarburos. [En línea]. (Recuperado en 18 noviembre 2012). Disponible en <https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

<sup>2</sup> IDEALEX. Upstream, Midstream y Downstream, tres conceptos que debes manejar en Oil & Gas. [En línea]. (Recuperado en 9 julio 2018). Disponible en <https://idealex.press/upstream-midstream-y-downstream-tres-conceptos-que-debes-manejar-en-oil-gas/>

<sup>3</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. La Cadena del Sector Hidrocarburos. [En línea]. (Recuperado en 18 noviembre 2012). Disponible en: <https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

**Figura 2. Cadena Midstream según al ANH Colombia**



**Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos.**

La cantidad de tubería dispuesta para transporte de hidrocarburos en el país es de 7639 kilómetros de gasoductos con una capacidad de transporte de 1,760 Mcpd de gas y 3293 Km entre oleoductos y poliductos con una capacidad de transporte de 2168 Kbpd de hidrocarburo líquido, distribuidos de la siguiente manera:<sup>4</sup>

---

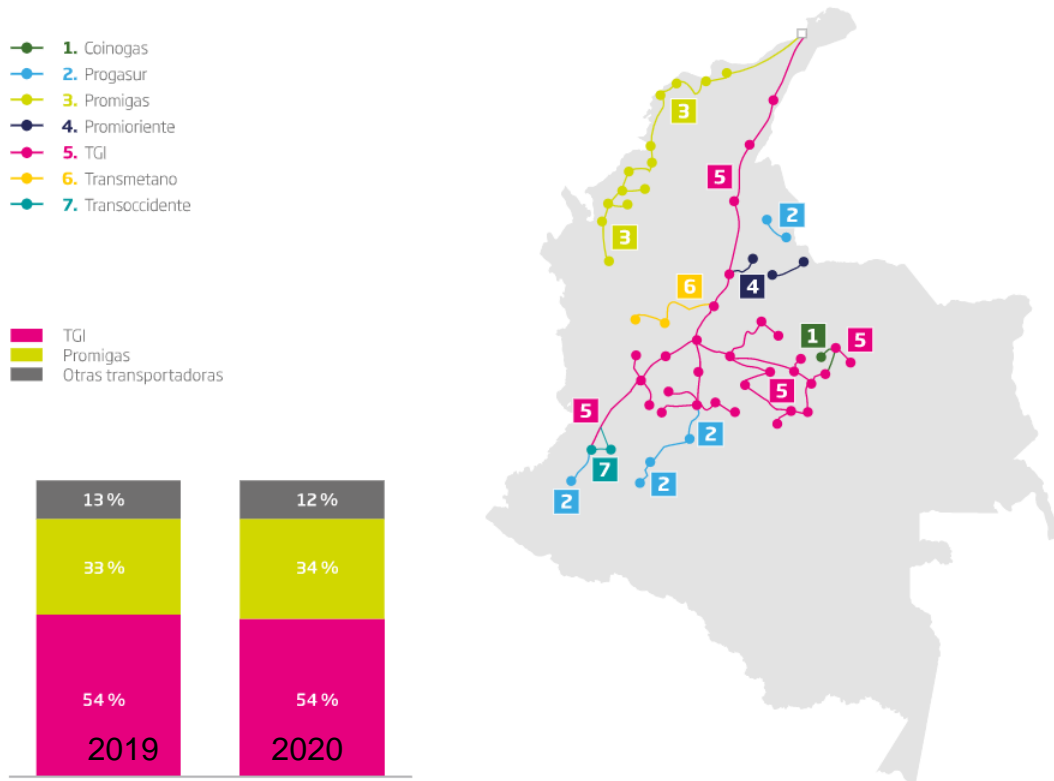
<sup>4</sup> PROMIGAS. Gas Natural en Colombia. [En línea]. (Recuperado en 2020). Disponible en: <http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe%20Sector%202020/Gas-Natural-en-Colombia.aspx>

**Figura 3. Transporte de gas por gasoductos**

RED DE GASODUCTOS - km					
Empresa	2015	2016	2017	2018	2019
TGI	3.957	3.957	3.957	3.994	3.994
Promigas	2.367	2.556	2.556	2.561	2.671
Progasur	392	392	392	392	392
Promioriente	333	333	333	333	333
Transmetano	189	189	189	189	189
Coinogas	18	18	18	49	49
Transoccidente	11	11	11	11	11
<b>Total</b>	<b>7.266</b>	<b>7.455</b>	<b>7.455</b>	<b>7.529</b>	<b>7.639</b>

Fuente. Promigas

**Figura 4. Transporte de crudo por oleoductos**



Fuente. Promigas

**Figura 5. Sistema de Transporte de Hidrocarburos**



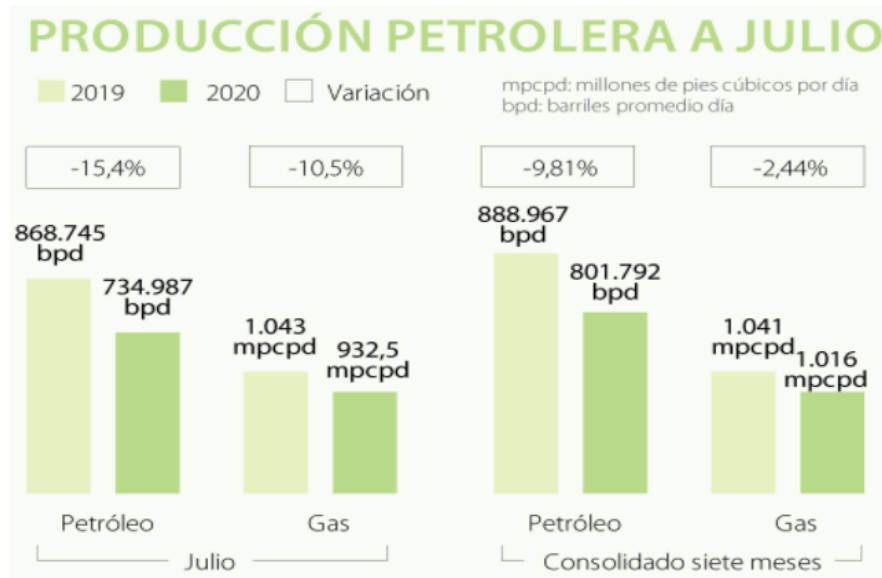
**Fuente. Cenit**

De acuerdo con el ministerio de minas y energía de Colombia, el acumulado de los primeros siete meses del año, la producción de petróleo alcanzó 801.792 barriles promedio día, lo que muestra una reducción del 9,81% frente al mismo periodo de 2019, cuando se tuvo una producción de 888.967 bdp.

La caída en la producción de petróleo se ha presentado por la caída de los precios internacionales del combustible causada por la pandemia del coronavirus.

En gas, por su parte, en los primeros siete meses se dio una producción de 1.016 millones de pies cúbicos por día (Mpcpd), es decir, 2,44% menos que el mismo periodo de 2019, en el que la producción fue 1.041 millones de pies cúbicos por día (Mpcpd).

**Figura 6. Producción Petrolera a Julio 2020**

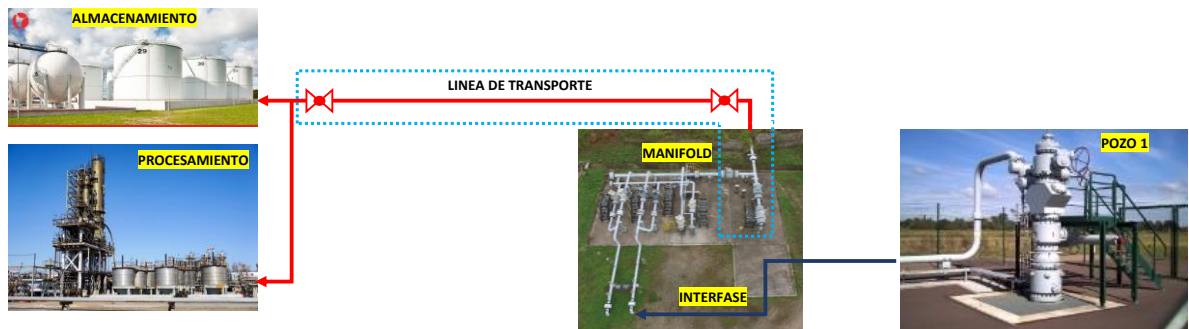


**Fuente.** Ministerio de minas y energía

La gráfica anterior indica los volúmenes diarios producidos a julio de 2020 y que deben ser transportados desde su fuente de producción hacia estaciones de almacenamiento, refinación o puertos de exportación.

Abajo se muestra una configuración básica de producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de crudo y gas.

**Figura 7. configuración básica de producción**



**Fuente.** El autor

Respecto a la ilustración de arriba, muestra un proceso básico de transporte desde la producción de crudo y gas que fluyen en sentido positivo, es decir desde la plataforma de producción (pozo) a través de una interfase, la cual converge a un manifold de producción, al que pueden conectarse varias líneas interfases, dependiendo de las formaciones petrolíferas. Este manifold entrega el total de producción al sistema de transporte, que a su vez conduce esta hacia la estación de almacenamiento o procesamiento.

Las líneas de reinyección de gas o agua hacia las formaciones de crudo y gas, utilizadas para aumentar la producción de pozos productores, se realiza en sentido inverso. Es decir, estos fluidos de reinyección salen de la estación de procesamiento hacia un manifold de reinyección, el cual se puede distribuir en varias interfases que conducen gas o agua a dichos pozos inyectoros.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria oil & gas, dentro de sus activos cuenta con sistemas para el transporte de sus fluidos de producción o procesamiento (crudo, agua, gasolina, diesel, gas, entre otros) o de reinyección (agua y gas), para facilitar la transferencia ya sea entre sus mismas instalaciones de producción, procesamiento o para entrega a otras estaciones. Como ejemplo de estos sistemas se encuentran, los oleoductos para transporte de crudo, gasoductos para el transporte de gas o poliductos utilizados para el transporte de fluidos combinados.

Estas tuberías están sometidas a grandes retos de ingeniería desde su construcción, debido a las topografías agrestes por las que en muchas ocasiones deben cruzar, y sumado a las condiciones ambientales en las que se encuentra el territorio nacional (zona tropical de alta densidad de lluvias). Adicionalmente, las condiciones operativas (caudal, presión, tipo de fluido), el error humano, los conflictos armados y otras intervenciones representan una constante amenaza a su correcto funcionamiento.

Por lo anterior, se requiere identificar de manera temprana condiciones que pudiesen afectar la disponibilidad y confiabilidad de estos sistemas, de tal manera que se puedan tomar las acciones preventivas que eviten paradas no planeadas, pérdidas de producción, pérdida de imagen corporativa o en el peor de los casos afectación a las personas o al medio ambiente.

El modelo propuesto, indicará a la empresa la estrategia respecto a las acciones preventivas y predictivas que se deberán implementar, para evitar la materialización de algún evento que pueda causar lo que se ha expuesto en el párrafo anterior.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1.OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar el modelo de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para tuberías de transporte de la industria Oil & Gas, que permitan una operación confiable y segura.

#### **3.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar inventario general de un sistema de tubería de transporte de hidrocarburos en cuanto a sus componentes mecánicos, tuberías, válvulas y otros accesorios.
- Definir las condiciones que pueden amenazar el correcto funcionamiento de un sistema de tuberías y sus riesgos específicos.
- Determinar qué acciones de mantenimiento preventivo se deben implementar desde el diseño y la construcción del sistema.
- Identificar los componentes o zonas del sistema a los que se realizaría el modelo de mantenimiento preventivo y predictivo propuesto.
- Determinar las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo que se deben implementar desde la puesta en operación del sistema, junto con sus frecuencias.

#### 4. MARCO TEORICO

Durante la revolución industrial con las primeras máquinas aparecieron los primeros trabajos de mantenimiento, a través de la reparación de los equipos y de igual manera los conceptos de competitividad, costos, entre otros. De la misma manera empezaron a tenerse en cuenta el término de falla y que esto producía paradas en la producción. Tal fue la necesidad de empezar a controlar estas fallas que hacia los años 20 ya empezaron a aparecer las primeras estadísticas sobre tasas de falla. Por lo anterior se puede deducir que la historia del mantenimiento va de la mano con el desarrollo técnico-industrial.<sup>5</sup>

Con la aparición de la producción en serie, se dio la necesidad de crear grupos de personas encargadas de mantenimiento, el cual era realizado por personal operativo y de producción. En sus inicios y hasta el año 50 el mantenimiento realizado era del tipo correctivo, dado que se permitía que los equipos trabajaran a falla.<sup>6</sup>

Fue hasta 1950 que se creó un nuevo concepto en mantenimiento que simplemente seguía las recomendaciones de los fabricantes de equipo acerca de los cuidados que se debían tener en la operación y mantenimiento de máquinas y sus dispositivos. Esta nueva forma o tendencia de mantenimiento se llamó MANTENIMIENTO PREVENTIVO.<sup>7</sup>

A partir de 1966<sup>8</sup> con el fortalecimiento de las asociaciones nacionales de

---

<sup>5</sup> NIETO, Steven. Mantenimiento industrial. [En línea]. (Recuperado en mayo de 2009). Disponible en: <http://mantenimientosindustriales2009.blogspot.com/2009/05/historia-del-mantenimiento.html>

<sup>6</sup> Ibid., p. 1.

<sup>7</sup> Ibid., p. 1.

<sup>8</sup> Ibid., p. 1.

mantenimiento creadas a final del periodo anterior, y que la sofisticación de los instrumentos de protección y medición, la ingeniería de mantenimiento pasa a desarrollar criterios de predicción de fallas, visualizando así la optimización de la actuación de los equipos de ejecución del mantenimiento. A esto se conoce como **MANTENIMIENTO PREDICTIVO**.

Los códigos de construcción de los sistemas de tubería como ASME B31.4 para sistemas de tubería de transporte de líquidos peligrosos (crudo, agua de inyección, otros), ASME B31.8 para sistema de tubería para transporte de fluidos gaseosos (gas natural, GLP, otros), también brindan recomendaciones para la operación y mantenimiento de estos sistemas. Estas recomendaciones de mantenimiento son del tipo preventivo y predictivo y hasta correctivo en caso de fallas.

A partir de estos códigos, se desprenden otros y prácticas recomendadas que sirven como guía para el mantenimiento e integridad de estos mismos sistemas de tubería que se encuentren en operación. Entre los que encontramos: API 1160 para el manejo de integridad de sistemas de transporte de líquidos peligrosos y ASME B31.8S para el manejo de la integridad de sistemas de transporte.

## 5. GESTION DE ACTIVOS DE SISTEMAS DE TRANSPORTE INDUSTRIA OIL & GAS

### Gestión de mantenimiento<sup>9</sup>

Evitar y revertir, en la medida de lo posible, los efectos de desgaste por uso y por el paso del tiempo en los activos físicos de la organización, es el núcleo central de la gestión de mantenimiento de una organización. De este núcleo se derivan cuatro objetivos fundamentales:

**Disponibilidad de los equipos:** debe garantizar que las instalaciones, equipos y activos en general, se mantengan en óptimo estado, evitando así paradas no planificadas que pueden generar enormes retrasos y pérdidas a la empresa.

**Confiabilidad de los equipos:** este objetivo se deriva del anterior, y consiste en garantizar que los equipos cumplan con las horas y cuotas de producción previstas para generar valor dentro de la organización.

**Vida útil de los equipos:** a mayor efectividad de la gestión de mantenimiento, evitando el desgaste de los equipos, instalaciones y activos físicos en general, mayor será el tiempo de utilidad para ayudar a alcanzar objetivos de producción y crecimiento de la organización, lo que se traduce finalmente en un mayor retorno de la inversión, y mayor generación de ganancias y de valor.

---

<sup>9</sup> FRACTTAL. Diferencias entre gestión de activos físicos y gestión de mantenimiento. [En línea]. (Recuperado en octubre 2020). Disponible en Internet: <https://www.fracttal.com/2018/08/07/diferencias-gestion-activos-y-mantenimiento/>

**Disminución de los costos:** consiste en evitar tanto pérdidas como gastos imprevistos, ya sea por tiempo de parada no programada en la que se pierden materiales, tiempo de trabajo y mano de obra, como por las reparaciones reactivas que, en la mayoría de los casos, pueden resultar mucho mayores al costo del mantenimiento programado y preventivo.

En tal sentido, la gestión de mantenimiento es responsable de definir y asignar las tareas, almacenar y organizar toda la información esencial sobre los activos físicos y colocarla a disposición del equipo de trabajo. Así mismo, controla la ejecución de las tareas y garantiza el cumplimiento regular y programado de las actividades relacionadas al cuidado de los activos físicos.

Para mantener la confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte de hidrocarburos, se deben mantener estos activos realizando un adecuado manejo de su ciclo de vida.

El ciclo de vida del activo nace desde la idea misma de realizar una actividad que involucrará activos en su desarrollo, pasando por las etapas de anteproyecto, proyecto, diseño, compra o manufactura, instalación, prueba, puesta en marcha, operación y mantenimiento, hasta su eventual reciclaje, descarte o disposición final.<sup>10</sup>

De esta manera, el plan propuesto para el mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos se enfocará desde el diseño del sistema, su construcción, instalación y operación. La gestión del mantenimiento con el plan

---

<sup>10</sup> RELIABILITYWEB.COM. Gestión de Activos y Ciclo de Vida. [En línea]. (Recuperado en octubre 2020). Disponible en: <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-de-activos-y-ciclo-de-vida/#:~:text=El%20ciclo%20de%20vida%20de,eventual%20reciclaje%2C%20descarte%20%C3%B3%20disposici%C3%B3n>.

propuesto implica alargar la vida útil del activo, por lo que no comprende plan de abandono de este.

**Figura 8. Ciclo de vida de sistemas de transporte**



**Fuente. El autor**

### **5.1. DISEÑO Y SELECCIÓN**

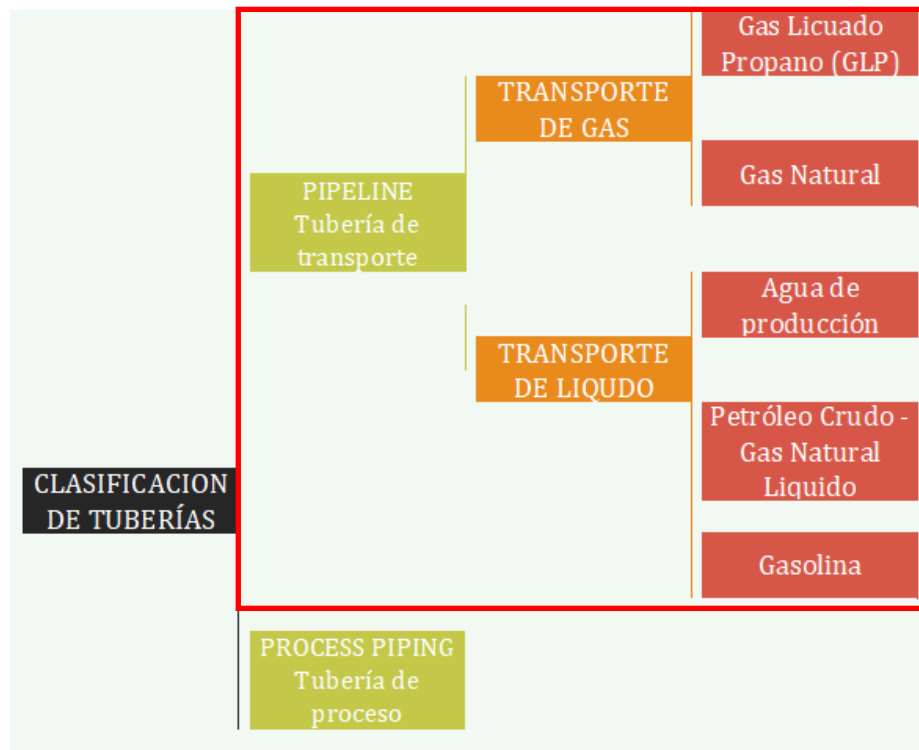
En esta parte se describirá de manera general la Gestión del Activo desde el diseño, desde las bases de usuario, la selección adecuada de materiales según las condiciones de operación (caudal, presión, temperatura) y del fluido. Lo anterior de

hecho es una acción de ingeniería que converge dentro de las acciones de mantenimiento preventivo desde el diseño.

Abajo se presenta la clasificación de las tuberías según el servicio en el que operaran, teniendo en cuenta que estas se dividen en dos grandes grupos, principalmente process piping (tubería de proceso) utilizada dentro de la planta de proceso y pipeline (tubería de transporte), la cual es el objeto de este plan propuesto de mantenimiento y que se selecciona a partir de las bases de usuario.

Dentro del subgrupo de líneas de transporte en la que se basa este documento, existen dos tipos de tubería según su fluido de servicio como se muestra a continuación.

**Figura 9. Clasificación de tuberías según su servicio**



Fuente. El autor

**5.1.1. Bases de usuario.** Son las características del proyecto definidas por el dueño u operador del activo, entre las que se encuentran:

- Descripción y alcance del proyecto.
- Localización geográfica.
- Condiciones y procedimientos de operación del sistema (caudal, presión, temperatura).
- Características del fluido a transportar (líquido, gas, multifase).
- Información sobre el derecho de vía o servidumbre por donde cruzará la tubería.
- Condiciones de mantenimiento.
- Sistemas Instrumentados y dispositivos de seguridad (SIS).

**5.1.2. Base de diseño.** Se refiere a las características físicas requeridas del sistema, a partir de las cuales se genera el diseño del sistema. Entre estas se encuentran:

**5.1.2.1. Características fisicoquímicas del fluido.** Con la que se puede determinar densidad, viscosidad, temperatura y características como la corrosividad del fluido que servirán junto a otras características para la selección de los materiales del sistema.

**5.1.2.2. Derecho de vía (DDV).** Esto va encaminado a conocer desde el diseño, la topografía por donde cruzara la tubería. Este aspecto es muy importante, dado que estudios de geotecnia adecuados, pueden ser una medida preventiva desde el diseño, para evaluar los terrenos por donde cruzaría ésta y a futuro prevenir

deslizamiento, pérdidas, hundimientos u otras fallas del terreno que podrían afectar la tubería.

**5.1.2.3. Definición de zonas de alta consecuencia en el derecho de vía.** A partir del DDV definido, se deberán también definir aquellas zonas que serán consideradas como de alta consecuencia por afectación a terceros (zonas con alta concentración de personas como; colegios, zonas residenciales, fábricas, zonas de recreación, etc.), también cruces de ríos, quebradas u otros en los que las consecuencias ambientales ante una fuga puedan ser considerables. Estas zonas tendrán un factor de diseño especial, dado que se requiere aumentar la seguridad del sistema para eliminar o disminuir consecuencias a un nivel ALARP.

**5.1.2.4. Especificaciones de los materiales de tubería y componentes.** Dependerán de las características de operación de la tubería, presión, temperatura, fluido y el código de diseño que aplique para el sistema, entre los que se encuentran ASME B31.4 para fluidos líquidos<sup>11</sup> y ASME B31.8 para fluidos gaseosos<sup>12</sup>.

**5.1.2.5. Espesor de tolerancia a la corrosión (Corrosion allowance).** Se refiere a un espesor adicional que definirá la vida útil del activo desde el diseño. Este espesor dado al material seleccionado se da también con el fin que brinde una resistencia adicional contra fenómenos de corrosión y daños mecánicos al sistema.

Este debe ir acompañado de un efectivo tratamiento para control de corrosión interna, externa y protección contra daños del metal del sistema, con el fin de evitar que este se desgaste.

---

<sup>11</sup> AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. ASME B31.4-2020. Nueva York: 2020. 138 p.

<sup>12</sup> AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME B31.8-18. Nueva York: 2018. 206 p.

**5.1.2.6. Características de presión y temperatura en condiciones normales y máximas de operación.** El sistema debe ser diseñado a las máximas condiciones de operación a las que podría llegar, aun así, las condiciones normales de operación estén por debajo de estas.

A partir de estas características se deberá establecer el documento maestro para la selección de materiales, conocido como Piping Material Class (PMC) en el que se describirán las características de cada componente del sistema, tubería, accesorios, válvulas, empaquetaduras, entre otros.

Este PMC, ya contempla las características del sistema con las que se han calculado los espesores requeridos para el sistema y que asegura presentarán confiabilidad dentro de estas.

**5.1.2.7. Sistemas instrumentados y de seguridad (SIS).** Sí bien el sistema ha sido diseñado a las máximas condiciones de operación a las que podría llegar, y éste debe operar por debajo de éstas. De manera preventiva se deberán instalar sistemas instrumentados de seguridad, los cuales operarán en rangos establecidos según las ventanas operativas del sistema de tal manera que lo protejan contra cambios súbitos de presión, temperatura o caudal para evitar afectarlo.

**5.1.2.8. Cargas físicas sobre el sistema durante la fabricación, instalación, operación y mantenimiento.** Se refiere a todas las cargas que puedan intervenir en el sistema, como cargas vivas, cargas muertas, expansión térmica y por cambios de presión.

**5.1.2.9. Procedimientos de operación.** Con el fin de mantener el sistema operando dentro de ventanas de integridad y confiabilidad de procesos, se deben

establecer procedimientos para operación de estos, de tal manera que se operen dentro de dichos límites. A su vez estos deberán ser divulgados a operadores y mantenedores, ser actualizados y auditables.

**5.1.2.10. Acciones de mantenimiento preventivo para amenazas de corrosión interna y externa.** Se refiere a aquellos sistemas diseñados en paralelo con el sistema a instalar, tales como sistemas de recubrimiento y protección catódica para protección contra fenómenos de corrosión externa, sistemas para inyección de inhibidores de corrosión interna y facilidades (trampas) para el lanzamiento y recibo de raspadores de limpieza internas de tubería.

**5.1.2.11. Normas y especificaciones del proyecto.** El diseño del sistema debe regirse a un código o especificaciones seleccionadas por el dueño del activo y según el tipo de fluido a transportar.

**5.1.2.12. Requerimientos adicionales de diseño.** Se refiere a otros aspectos que, durante la fase de diseño, el mismo diseñador se percate de agregar y que hubiesen quedado por fuera de las especificaciones.

## **5.2. CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN**

En esta parte de la gestión del activo, trataremos las etapas que componen la construcción e instalación de un sistema de transporte y como desde este enfoque, se involucran acciones de mantenimiento preventivo con el fin de mitigar y anticiparse a fallas en operación.

La construcción de sistemas de transporte se clasifica principalmente en las siguientes etapas:

**Figura 10. Etapas de construcción de un sistema de transporte**



**Fuente. El autor**

**5.2.1. Definición del Derecho de Vía.** Esta etapa es una parte integral de la construcción de la tubería. Dentro de sus actividades se encuentran la instalación de puntos de referencia y marcadores visuales (estacas, listones, otros) que definirán los límites del derecho de vía, la servidumbre y guiarán la construcción del sistema de acuerdo con los planos emitidos para construcción (AFC). Las

referencias también definirán los límites seguros del DDV para desarrollar el trabajo.<sup>13</sup>

En esta etapa también es importante y de forma preventiva se deben prever zonas en las que se podrían presentar fallas geotécnicas que podrían generar movimientos de suelo de la tubería y en el peor de los casos fallas del sistema. Una vez identificadas estas zonas se recomienda cambiar el trazado por zonas más estables geotécnicamente, o desde la construcción instalar las barreras adecuadas para evitar que se materialicen los movimientos de suelo en el futuro.

De igual manera el levantamiento realizado para definir el DDV, debe servir para identificar zonas de alta afluencia de personas, centros poblados, colegios, empresas similares o de otro rubro en la que la densidad poblacional sea considerable, según el código de diseño para establecer las barreras de protección a estos.

Se debe definir la servidumbre con propietarios de las zonas por donde debe cruzar el sistema, con el fin de socializar el proyecto y los riesgos. De igual manera para dar a conocer a los vecinos o terceras partes la existencia de este para prevenir la intervención sobre del DDV o hasta la misma afectación al sistema.

Los cruces del sistema con vías, centros poblados, centros educativos, hospitales, iglesias o zonas de alta afluencia de personas o con otros sistemas, ya sean públicos (gasoductos domiciliarios, acueductos entre otros) o privados (otros sistemas de transporte de hidrocarburos, redes eléctricas, fibra óptica, etc.), deben ser adecuadamente señalizados con información del sistema que cruza esta zona,

---

<sup>13</sup> CEPA FOUNDATION INC. and INGAA Foundation Inc. A Practical Guide for Pipeline Construction Inspectors. 2016. p. 16-130.

con el fin de asegurar comunicación a esas otras partes, para prevenir intervenciones o daños al sistema.

**5.2.2. Limpieza y clasificación del Derecho de Vía.** En esta etapa se deben realizar las acciones requeridas para que el derecho de vía quede libre de árboles, arbustos, plantas, raíces de árboles y otros que impidan la conformación y excavación para el zanjado.

Es importante de manera preventiva retirar de la zanja y alrededor cualquier tipo de material vegetal u orgánico que pueda descomponerse y generar bacterias que en el futuro podrían generar corrosión externa y fallas en el sistema.

En esta etapa se debe definir los cruces especiales, como zonas que tienen caños, ríos, vías transitadas por vehículos, trenes u otros para prever la construcción de barreras o una mayor longitud de enterramiento del sistema para prevenir fallas por esfuerzos generados por cargas vivas.

En caso de que el derecho de vía no esté definido y con el fin de no afectar a otros sistemas existentes, estos deberán ser localizados y debidamente marcados sobre la superficie para conocimiento del constructor del sistema. Adicionalmente, esto permite desde el diseño del sistema de protección catódica para la barrera contra la amenaza de corrosión externa, prevenir posibles interferencias eléctricas entre sistemas, los cuales en operación podrían generar fallas hasta catastróficas de no identificarse dichas interferencias a tiempo.

**5.2.3. Recepción, almacenamiento y tendido de la tubería.** En esta etapa, se debe asegurar la calidad de los materiales desde la recepción hasta el tendido mismo. El control de calidad, en esta etapa permitirá instalar componentes del sistema que cumplan los requerimientos de diseño, integridad y confiabilidad para

su operación. De esta manera se previenen fallas que puedan materializarse durante las pruebas de precomisionamiento del sistema o peor aún, en operación.

Un correcto manejo del activo empieza desde la trazabilidad de los componentes, es por esta razón que desde la misma recepción del material se debe conocer sus características y ubicación física dentro del sistema, lo que facilitará su mantenimiento en operación.

#### **5.2.4. Fabricación**

**5.2.4.1. Doblado en frío o Doblado en campo.** El doblado de campo es una parte integral de la construcción del sistema, y se refiere a establecer las actividades asociadas al doblado de la tubería, realizado en frío para llevarla a la forma del derecho de vía y de la zanja. Esto implica doblados verticales y horizontales.

En esta etapa se deben prevenir los daños a la tubería, del tipo arruga o abolladura que en operación puede convertirse en un problema por sobre esfuerzo en dichas zonas y que podrían llevar el sistema a la falla. Por esta razón, los dobleces deberán realizarse según el diseño o especificación del dueño del sistema y las normas aplicables. Se deberá documentar el trabajo realizado, en el que se debe identificar el radio de la curvatura, el ángulo de la curva, el número de dobleces realizados, su espaciamiento entre dobleces y la trazabilidad de la tubería doblada.

**5.2.4.2. Soldadura.** Es el método más frecuente para la unión de tubería, utilizada dentro del sistema de transporte de hidrocarburos.

Este proceso debe estar debidamente soportado bajo un procedimiento calificado para la aplicación de la soldadura. Los soldadores de igual manera deben demostrar su habilidad para realizar estas labores.

En esta etapa es importante realizar un adecuado aseguramiento de la calidad de las soldaduras realizadas para prevenir daños en construcción que pudiesen llevar el sistema a la falla en operación.

**5.2.4.3. Pernado.** Este es otro medio de unión de componentes del sistema, generalmente se realiza a través de la instalación de pernos en juntas bridadas, las cuales se pueden encontrar primordialmente en válvulas, que en el caso de los sistemas de transporte se requieren para el seccionamiento de los sistemas.

En operación, una de las fallas más recurrentes y que generan pérdidas de contención se da precisamente en uniones bridadas y se reflejan en su mayoría en el momento de poner a éste en operación. Por lo que esta etapa en la construcción es importante que se asegure adecuadamente para prevenir fallas en operación.

**5.2.4.4. Recubrimiento.** El recubrimiento es la primera barrera preventiva contra la amenaza de corrosión externa, indistintamente de sí los sistemas se encuentran enterrados, dentro de bunkers o aéreos expuestos a la intemperie.

Los sistemas de recubrimiento deben ser diseñados según las características del sistema a proteger y las condiciones de ambiente a las que estará expuesto, entre las que se encuentran:

- Sistemas enterrados
- Sistemas aéreos
- Sistemas en inmersión (agua dulce o salada)
- Alta y bajas temperaturas

Entre otras aplicaciones del recubrimiento, se encuentran las siguientes:

- Evitar el ingreso de humedad a los componentes del sistema.

- Resistir las variaciones de temperatura y presión del sistema, de tal manera que no sufran fragilización durante la operación.
- Tener las propiedades adecuadas para trabajar en conjunto con la protección catódica complementaria.

El cuerpo de las tuberías, válvulas y accesorios son recubiertos en fábrica en condiciones ambientales ideales, para garantizar que estos tengan un buen desempeño a las condiciones a las que serán sometidas. Sin embargo, especial cuidado se deberá tener con los recubrimientos que se apliquen en la etapa constructiva, específicamente en las juntas de soldadura, dado que se debe garantizar que existan condiciones dentro de los rangos permisibles por el fabricante del recubrimiento para su aplicación en campo. Deficientes procesos de aplicación de recubrimiento en campo facilitan la aparición de fenómenos de corrosión que afectarán al sistema.

El aseguramiento de la calidad debe contemplar pruebas del recubrimiento aplicado para garantizar que este quedé correctamente aplicado, sin presencia de daños que permitan el ingreso de humedad y deterioren el metal de los componentes.

**5.2.5. Zanjado y excavaciones.** El zanjado y la excavación es la siguiente fase en el proceso constructivo para la instalación de la tubería del sistema. Se debe prever desde el diseño la profundidad de enterrado para que sea la adecuada según las características del derecho de vía y zonas especiales como cruces de vía, ferrocarriles u otros en los que se deberán tener precaución por las cargas impuestas sobre la superficie.

**5.2.6. Bajado de la tubería.** Se debe asegurar que se hayan realizado todos los ensayos requeridos que garanticen la calidad del sistema, antes de realizar el bajado.

Durante el bajado de la tubería para posicionarlo en la zanja, se debe ser precavido para no dañar el recubrimiento o generar cualquier otro tipo de daño en el sistema (daño mecánico, abolladura, arruga, entre otros). Sí esto sucediera, se deberán realizar las reparaciones correspondientes.

**5.2.7. Relleno de la zanja.** En esta fase, posterior al bajado de la tubería y habiendo asegurado que esta no presenta ningún tipo de daño, se realiza nuevamente el llenado de la zanja mediante el mismo material retirado y en el mismo orden en el que se ha sacado, previendo retirar todo elemento que pueda generar daño al sistema. Sí esto sucediera porque el material en su mayoría es rocoso, este deberá ser cambiado por un material nuevo de relleno.

Se debe rellenar la zanja hasta la superficie, realizar un manejo adecuado de este con el fin de prevenir depresiones, surcos u hoyos en los que se puedan acumular agua lluvia o crear sobre el DDV canales de agua lluvia que eviten la compactación del suelo nuevamente para tomar su consistencia.

**5.2.8. Protección catódica.** La protección catódica es una técnica preventiva prevista desde el diseño y la construcción que junto al recubrimiento hacen frente contra la amenaza de corrosión externa de los sistemas que se encuentran enterrados.

Esta técnica consiste en que el potencial eléctrico del metal a proteger se vuelva más electronegativo (cátodo) mediante la aplicación de una corriente directa o la unión de un material de sacrificio (comúnmente magnesio, aluminio o zinc).

Los sistemas de protección catódica para líneas de transporte se dividen en 2 tipos:

**5.2.8.1. Protección Catódica Galvánica.** Los sistemas de protección catódica galvánica utilizan ánodos de sacrificio fabricados a partir de magnesio o

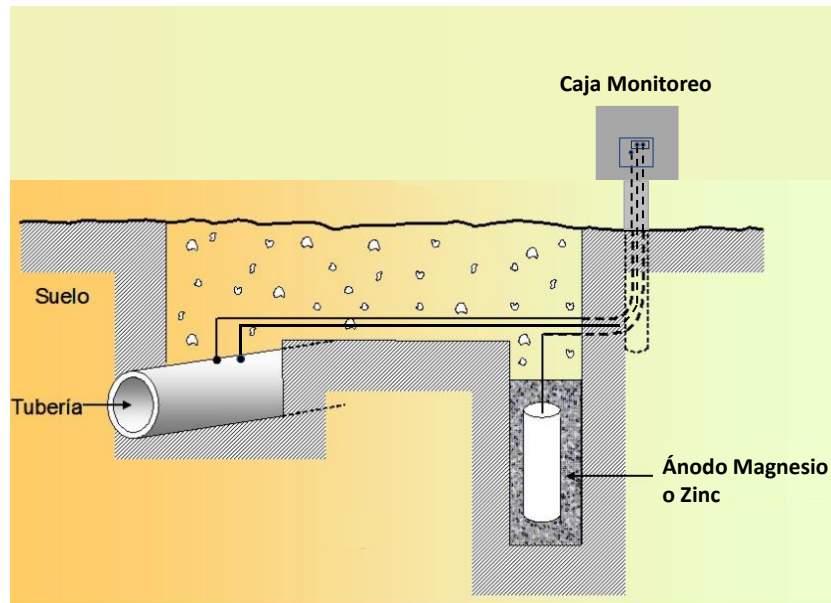
zinc y generalmente en forma cilíndrica. Estos se instalan enterrándolos en el suelo, conectados directamente a la estructura a proteger. Teniendo en cuenta que son elementos de vida finita, se instala una caja de mantenimiento y medición de sus características eléctricas para identificar su comportamiento en el tiempo.

Los ánodos están conectados al sistema de forma individual o en grupos. Los ánodos galvánicos están limitados en su corriente de salida por el voltaje del sistema y la resistencia del circuito.

El número de ánodos que se requieren para la protección catódica de tuberías enterradas depende del requerimiento total de corriente y de la corriente de descarga promedio individual de los ánodos en el suelo. Al calcular la colocación de los ánodos, también deben considerarse los factores que influyen en la distribución de la corriente sobre la geometría de la estructura.

Generalmente se obtiene mejor distribución de la corriente y una polarización más uniforme, distribuyendo ánodos uniformemente a lo largo de la tubería a proteger.

**Figura 11. Protección catódica por ánodos de sacrificio**



**Fuente.** Universidad Pedagógica de Valencia

Entre las limitaciones que tiene esta técnica es la capacidad para proteger estructuras de gran tamaño, sin embargo, para aplicaciones de tramos cortos de tubería se puede aplicar con confianza, realizando los respectivos cálculos de área a proteger, condiciones del terreno como la resistividad del suelo entre otras para determinar la cantidad de ánodos requeridos según su capacidad de suministro de corriente.

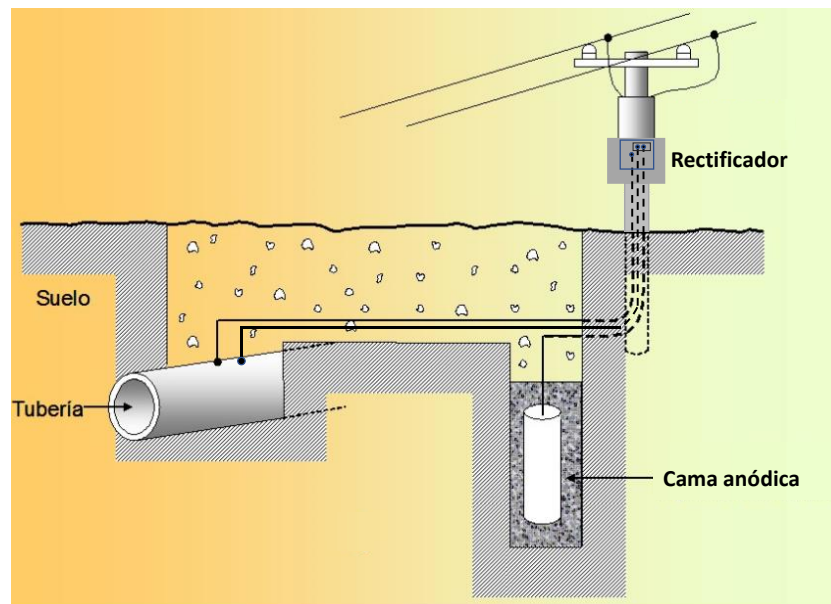
Para estructuras de tamaño considerable, se recomienda realizar la protección catódica mediante un sistema por corriente impresa.

**5.2.8.2. Protección Catódica por corriente Impresa.** La protección catódica por corriente impresa consiste en la unión eléctrica entre la estructura metálica a proteger, en este caso la tubería enterrada con el negativo de una fuente de corriente continua, generalmente un rectificador y el positivo a una cama anódica para cerrar el circuito. En comparación con la protección catódica por ánodos de

sacrificio, el potencial se crea mediante la fuente de corriente externa y no en función de la diferencia de potencial entre los metales.

Así como el sistema de protección galvánico con ánodos de sacrificio, el sistema de protección catódica por corriente impresa está compuesto por un ánodo (cama anódica), un cátodo (la tubería enterrada) y un electrolito que para este caso es el suelo, para cerrar el proceso electrolítico.

**Figura 12. Protección Catódica por corriente Impresa**



**Fuente. Universidad Pedagógica de Valencia**

**5.2.9. Instalación de válvulas.** Estas válvulas se instalan a lo largo del trayecto de la línea de transporte en sitios definidos por el diseño. Generalmente estas válvulas están en la superficie o dentro bunkers en donde se facilite su operación y mantenimiento.

Las válvulas se utilizan para control de flujo, corte o parada por seguridad. Entre otras razones estas válvulas, se instalan por lo siguiente:

- Seccionamiento previo a una derivación.
- Seccionamiento por seguridad aguas arriba y aguas abajo de ríos, centros residenciales u otras zonas de alta consecuencia para prevención de daño a las personas, al ambiente e infraestructura propias y de terceros.
- Seccionamiento para facilidad de mantenimiento de secciones aguas arriba o aguas abajo de estas.
- Seccionamiento para otras operaciones. Ejemplo, entre la línea de transporte y las trampas de lanzamiento y recibo de raspadores (pigs) de limpieza e inspección.

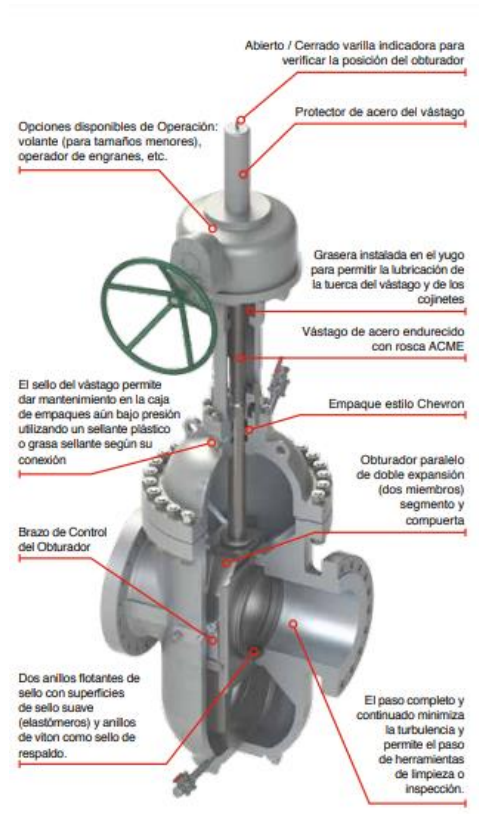
#### 5.2.9.1. Tipo de actuador de válvulas

- **Manual:** La válvula es operada manualmente por un operador. Este tipo de actuador está compuesto mecánicamente por palancas, ruedas o engranajes.
- **Automático:** La válvula se acciona a través de dispositivos electromecánicos, llamados actuadores, que pueden ser eléctricos, neumáticos o hidráulicos.

#### 5.2.9.2. Tipo de válvulas para seccionamiento

- **Válvula de Compuerta.** Esta válvula es del tipo más usado en tuberías de transporte. Las válvulas de compuerta son dispositivos de movimiento lineal que se utilizan para abrir y cerrar el flujo (válvula de corte). Por lo tanto, una válvula de compuerta está diseñada para operar completamente abierta o cerrada (mediante ruedas manuales, engranajes o actuadores eléctricos, neumáticos e hidráulicos).

**Figura 13. Válvula de Compuerta**



**Fuente. Walworth.com**

- **Válvula Globo.** La válvula globo es utilizada para estrangular el flujo de fluido o como válvula de corte. Esta válvula crea una caída de presión en la tubería aguas abajo, ya que el fluido tiene que pasar a través de un pasaje no lineal.

**Figura 14. Válvula de Globo**



**Fuente. Prometal.com**

- **Válvula antirretorno.** Este tipo de válvula es utilizada para evitar el retorno de flujo en un sistema de tubería. Este retorno de flujo podría generar daños en equipos como bombas, compresores, otros.

El principio de esta válvula es funcionar en un solo sentido de flujo, y es cuando la presión es suficiente para abrir la compuerta de la válvula. Cuando la presión en reversa puede ser mayor, la misma compuerta se bloquea y no permite el retorno de fluidos.

**Figura 15. Válvula antirretorno**



**Fuente. Master-controls.com**

- **Válvula de bola.** Esta válvula se utiliza para realizar corte en las tuberías de transporte, funciona a través de una bola de acero que rota dentro de su cuerpo. Esta válvula tiene una función similar a la válvula compuerta, sin embargo, es menos robusta y de más fácil operación.

Los dos diseños principales de válvula bola son floating & trunnion (side or top entry).

**Figura 16. Válvula de bola**



**Fuente. [comtuvalvula.com](http://comtuvalvula.com)**

- **Válvulas de control y de parada ante emergencia.** Estas válvulas son de aplicación primordial en tuberías de transporte, especialmente en zonas en donde existen problemas de orden públicos por sectores armados o sabotaje en los que podrían atentar contra los sistemas, ocasionando daños ambientales, a los activos y a las personas.

Estos dispositivos que funcionan mediante controles programables se programan para identificar caídas o presurización súbitas, así como caída de flujo aguas arriba o abajo, que hacen que se cierren de inmediato y corten el flujo. Estas válvulas

generalmente son instaladas junto con un by pass para ecualizar su presión y flujo para su arranque o parada controlado.

También hacen parte de los sistemas instrumentados de seguridad instalados para protección del medio ambiente, las personas y de los equipos.

**Figura 17. Válvula de parada de seguridad SDV**

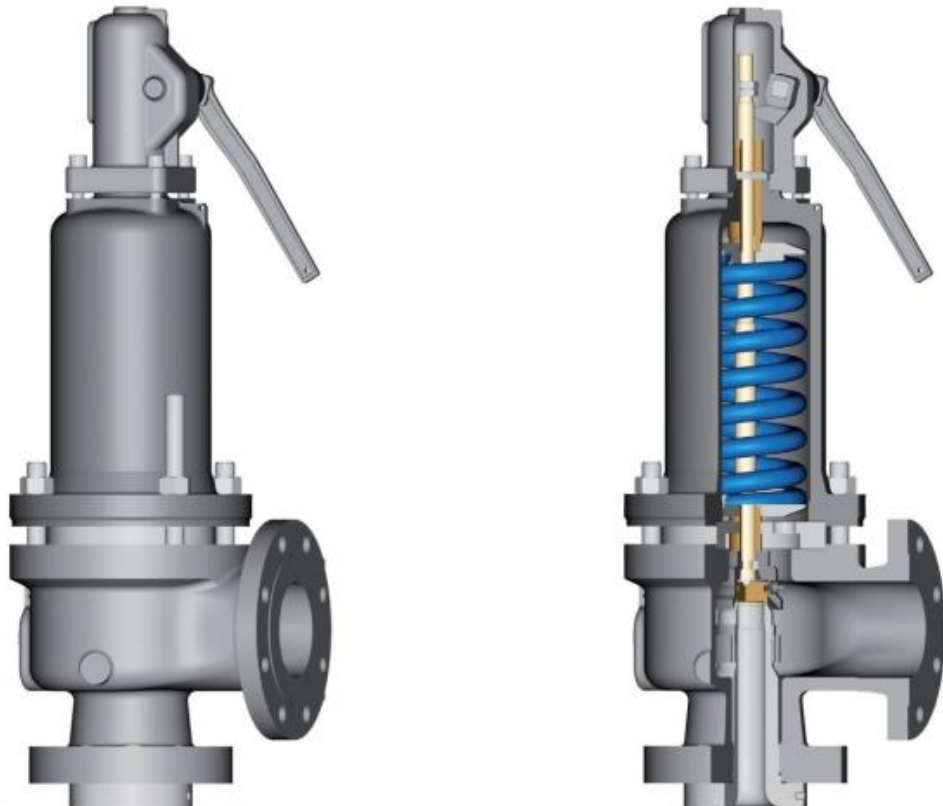


**Fuente. Autor**

- **Válvula de alivio de presión (PSV).** Una válvula de alivio de presión es diseñada y usada para proteger a los sistemas y a las personas ante una subida gradual o súbita de la presión por encima de los parámetros máximos permisibles del mismo. Estas válvulas de seguridad permiten la liberación del exceso de presión

de una forma controlada hacia el ambiente o las teas en el caso del gas o hacia recipientes de almacenamiento en el caso de líquidos.

**Figura 18. Válvula de seguridad**



**Fuente. Mecesa.com**

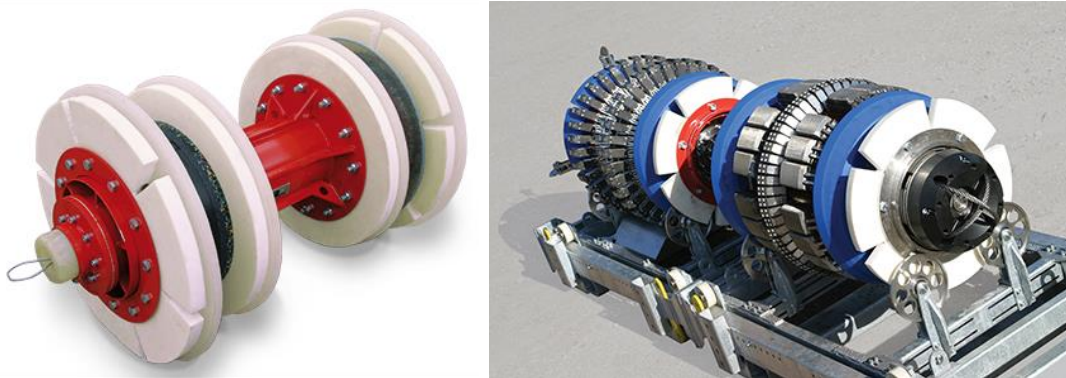
#### **5.2.10. Facilidades para limpieza e inspección del sistema mediante pigs.**

Estos equipos son instalados en los extremos de los sistemas de transporte, separados por válvulas de corte ya sean bola o compuerta y son utilizados principalmente para ingreso o retiro de herramientas tipo PIG (pipeline inspection gauge) de limpieza o inspección dentro de la tubería con el fin de realizar mantenimiento preventivo (limpiezas internas de las tuberías) o predictivo mediante la inspección de su condición.

Sí la intención es construir los sistemas de transporte de tal manera que en operación permitan el paso de herramientas de limpieza e inspección, adicionalmente a las facilidades para ingreso y retiro de herramientas pig se deberá prever que la línea de transporte cumpla mínimamente las siguientes condiciones:

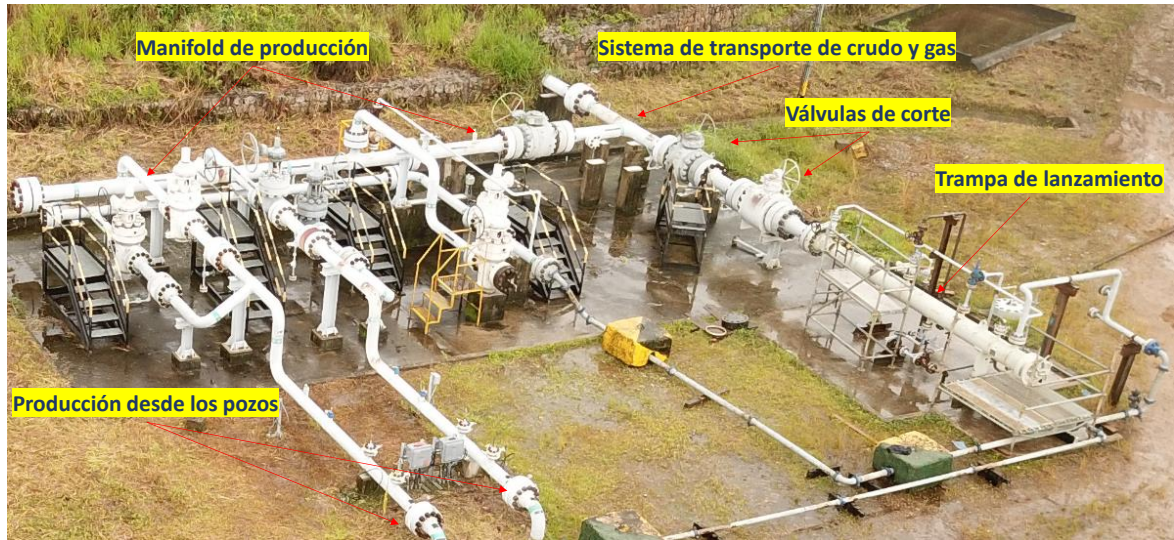
- Las curvas realizadas en frío y codos instalados deberán tener curvatura de radio mayor a 3 veces el diámetro de la tubería del sistema de transporte. Es decir, sí la tubería de la línea de transporte es de 12", el codo de menor curvatura de radio debe ser de 36".
- Las válvulas de corte y cheque deben ser full bore, es decir de paso completo o el mismo diámetro de la línea de transporte.
- Las derivaciones existentes en el trayecto de la línea de transporte y que sean de diámetro mayor o igual a la mitad de su diámetro, deben tener barras que eviten que la herramienta se desvíe de su ruta.
- No se deberán instalar elementos o accesorios que obstaculicen el paso de las herramientas pig.

**Figura 19. Pigs de limpieza e inspección**



**Fuente. Rosen-group**

**Figura 20. Sistema de transporte con trampa para pigs.**



**Fuente. Autor**

**5.2.11. Facilidades para inyección de inhibidores de corrosión.** Estos equipos generalmente son fabricados por empresas especialistas en inyección de químico. Se debe prever suministrarles la información apropiada de diseño del sistema de transporte, dado que de estas características depende también el diseño del paquete de inyección, en cuanto a capacidad de flujo y presión de la bomba de inyección, la instrumentación, válvulas de seguridad entre otros.

**Figura 21. Sistema de inyección de inhibidores de corrosión**



**Fuente. Autor**

**5.2.12. Pre y Comisionamiento.** Las pruebas preliminares a la puesta en marcha de las líneas de transporte están compuestas por un conjunto de actividades en las que su objetivo es verificar el comportamiento del sistema previo a ponerlo en operación. A continuación, se destacan algunas actividades claves del precomisionamiento y la puesta en servicio del sistema.

**5.2.12.1. Limpieza interna.** La limpieza interna de los sistemas previo a su puesta en marcha es importante debido a que esta ayuda a desplazar elementos que se hubiesen podido quedar dentro del sistema durante la construcción, como residuos de soldadura, madera, residuos de metal y otros que en operación ocasionan daños en válvulas, filtros, bombas, compresores u otros equipos.

Este lavado se puede realizar utilizando herramientas de limpieza como raspadores, mediante limpieza química o una combinación de ambas para una mayor efectividad.

**5.2.12.2. Medición de diámetro interno.** Con el fin de descartar abolladuras, ovalidades de los sistemas, conocer el diámetro interno y verificar que estos sean piggables (que permitan el paso de herramientas pig), se recomienda desplazar herramientas tipo pig con platinas calibradoras. Esta puede ser enviada durante la fase de limpieza.

**5.2.12.3. Prueba de presión.** La prueba de presión se realiza con el fin de conocer la integridad mecánica del sistema, verificar que ésta presente hermeticidad y someterlo a una prueba de resistencia mecánica para identificar desde esta etapa, como podría comportarse el sistema en operación y así garantizar la seguridad a las personas, al ambiente y la confiabilidad del sistema. Según el código de diseño,

se debe establecer el valor de presión, tiempo de la de la prueba y límites de aceptación.

El medio de prueba puede ser un líquido o un gas.

**5.2.12.4. Secado.** En caso de que la prueba de presión se realice con un líquido y el sistema se requiera para utilizar como transporte de gas, se debe realizar el desplazamiento del líquido utilizado y un secado efectivo dado que los procesos de prueba hidrostática dejan humedad dentro los sistemas y esto constituye una impureza potencial para los fluidos que se transportan a través de ellas.

El propósito del secado es eliminar la humedad para garantizar la calidad de los productos transportados.

Las tuberías con humedad tienen un mayor riesgo de corrosión, formación de hidratos y taponamiento.

**5.2.12.5. Purga de tuberías.** Cuando el sistema construido fue diseñado para transporte de gas natural, es importante realizar la purga del aire atmosférico presente dentro éste, dado que puede alterar la calidad de su capacidad gaseosa o líquida prevista, ya que contiene impurezas en suspensión.

La purga del sistema se realiza generalmente a través de un gas inerte como el nitrógeno, que es un método eficiente y económico y además limitará la aparición de fugas potencialmente peligrosas, minimizando el costo de los servicios de mantenimiento de tuberías.

**5.2.12.6. Prueba de equipos.** En esta fase es importante realizar las pruebas de funcionamiento de todos los equipos, eléctricos, mecánicos y de instrumentación,

de tal manera que se valide que estos funcionen correctamente durante el arranque del sistema y en operación.

Cualquier desviación hallada, se debe corregir en esta fase. El grupo de comisionamiento deberá entregar un dossier de construcción y pruebas pre-arranque a operaciones, junto a las filosofías de diseño, operación, manuales de funcionamiento y mantenimiento de todo el sistema, que servirán en el futuro para consultas, reparaciones, entre otras.

### **5.3. OPERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSPORTE**

El objetivo principal de la operación de los sistemas de transporte es que este se realice de una manera eficiente, confiable y segura según las especificaciones del dueño del activo y las normas nacionales e internacionales que le sean exigidas.

La operación de los sistemas de transporte se debe enmarcar en garantizar que se realice dentro de las ventanas operativas de integridad de los sistemas, con el objeto de prevenir fallas que puedan ocurrir por la activación de amenazas al sistema debido a operar fuera de los límites de proceso establecidos. Entre las variables a controlar dentro de estas ventanas operativas se encuentran de carácter físico y químico.

#### **5.3.1. Variables Físicas**

- **Presión.** Se debe prever no superar el límite máximo de presión, generalmente configurado como la presión máxima antes del disparo de las válvulas de alivio.

- **Caudal.** Se deben monitorear los intervalos de caudal o flujo del sistema dado que flujo bajo puede indicar pérdidas de integridad del sistema y los flujos altos primordialmente en líneas que transportan gas o líquidos con altos contenidos de arena, pueden generar erosión.
- **Temperatura.** Temperaturas bajas o altas más allá de lo permisible por los materiales del sistema pueden provocar cambios en su estructura, así como cambio en las propiedades del fluido transportado (ej. condensación en algunos casos), por lo que es importante el monitoreo de esta variable.
- **Velocidad de corrosión.** Esta variable afecta directamente a la vida útil del sistema. Entre más alta sea la velocidad de corrosión, más baja será la vida útil. Por lo que se deben crear límites para esta variable, mantenerla en control y monitoreo.
- **Velocidad de erosión.** Al igual que la velocidad de corrosión, esta variable afecta directamente a la vida útil del sistema. Entre más alta sea la velocidad de erosión, más baja será la vida útil. Por lo que se deben crear límites para esta variable, mantenerla en control y monitoreo.
- **Cantidad de agua y condensados.** Agua y condensados en exceso pueden generar corrosión interna, por lo que se deben mantener en control y monitoreo, primordialmente en puntos bajos en los que se pueda concentrar.
- **Cantidad de sólidos.** Los sólidos en exceso, específicamente en líneas de transporte de crudo, en el que se pueden formar parafinas, hace que se disminuya la eficiencia de transporte del sistema, taponamiento de éste y otros equipos asociados.

### 5.3.2. Variables Químicas

- **pH.** Líquidos con contenidos ácidos orgánicos o minerales, que producen niveles de pH por debajo de 5.0 pueden resultar en altas tasas de corrosión.<sup>14</sup>
- **Medición de BSR.** Las Bacterias Sulfato Reductoras (BSR), producen sulfuro de hidrógeno H<sub>2</sub>S por la reducción del sulfato presente en el agua de producción, generando picaduras por corrosión bacteriana. Para control de esta variable se realiza la inyección de biocidas, por lo que su control incide en la cantidad de químico a inyectar en el sistema para inhibición.
- **Oxígeno O<sub>2</sub>.** En circunstancias en las que se introduce oxígeno en los sistemas de gas natural que contienen agua, se observan a menudo incrementos significativos en la corrosión general. El O<sub>2</sub> se introduce típicamente en áreas de succión (ej., bombas) donde el aire es arrastrado hacia el equipo de proceso, tratamiento o manejo de gas.<sup>15</sup>

**Tabla 1. Sugerencia para rangos de O<sub>2</sub> permisibles. Bajo corte de agua de producción**

Oxígeno Disuelto (ppm)	Corrosividad
< 7	Baja
> 7	Alta

**Fuente. L. W. Jones, Corrosion and Water Technology**

---

<sup>14</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 15.

<sup>15</sup> Ibid., p. 18.

**Tabla 2. Sugerencia para rangos de O<sub>2</sub> permisibles. Alto corte de agua de producción**

Oxígeno Disuelto (ppm)	Corrosividad
< 1	Baja
> 1	Alta

**Fuente. L. W. Jones, Corrosion and Water Technology**

- **Dióxido de carbono CO<sub>2</sub>.** Cuando el CO<sub>2</sub>, se encuentra a una presión parcial suficiente en presencia de agua (dependiendo de la química del agua), la corrosión interna ocurrirá en componentes de acero al carbono.<sup>16</sup>

**Tabla 3. Sugerencia para rangos de CO<sub>2</sub> permisibles**

Presión Parcial CO <sub>2</sub> (psi)	Corrosividad
< 7	No
7 – 30	Moderada
> 30	alta

**Fuente. H. Byars, (1999) “Corrosion Control in Petroleum Production”, 2nd ed. (Houston, TX: NACE)**

- **Sulfuro de hidrogeno H<sub>2</sub>S.** El H<sub>2</sub>S es soluble en agua, en donde se comporta como un ácido débil y normalmente causa picaduras del acero al carbono. La corrosión por ataque de H<sub>2</sub>S a menudo se conoce como corrosión ácida.<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 16.

<sup>17</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 17.

**Tabla 4. Sugerencia para rangos de H2S permisibles**

H2S (ppm)	Corrosividad
< 4	No
> 4	Si

**Fuente. Department of Transportation**

- **Medición de Hierro Total.** La presencia de hierro disuelto o en suspensión (total) en los fluidos de un sistema puede ser un indicio de corrosión. Una disminución en el contenido de hierros después de iniciado un tratamiento de inhibición puede indicar rápidamente efectividad del programa de tratamiento. <sup>18</sup>

**Tabla 5. Sugerencia para rangos de hierro total permisibles**

Hierro Total (ppm)	Corrosividad
< 5	No
> 5	Si

**Fuente. NACE RP 0192-2012**

Los límites mínimos y máximos de operación de las variables indicadas arriba se deben prever desde la filosofía de diseño, con el fin de prevenir desde la misma operación la activación de amenazas al sistema, como:

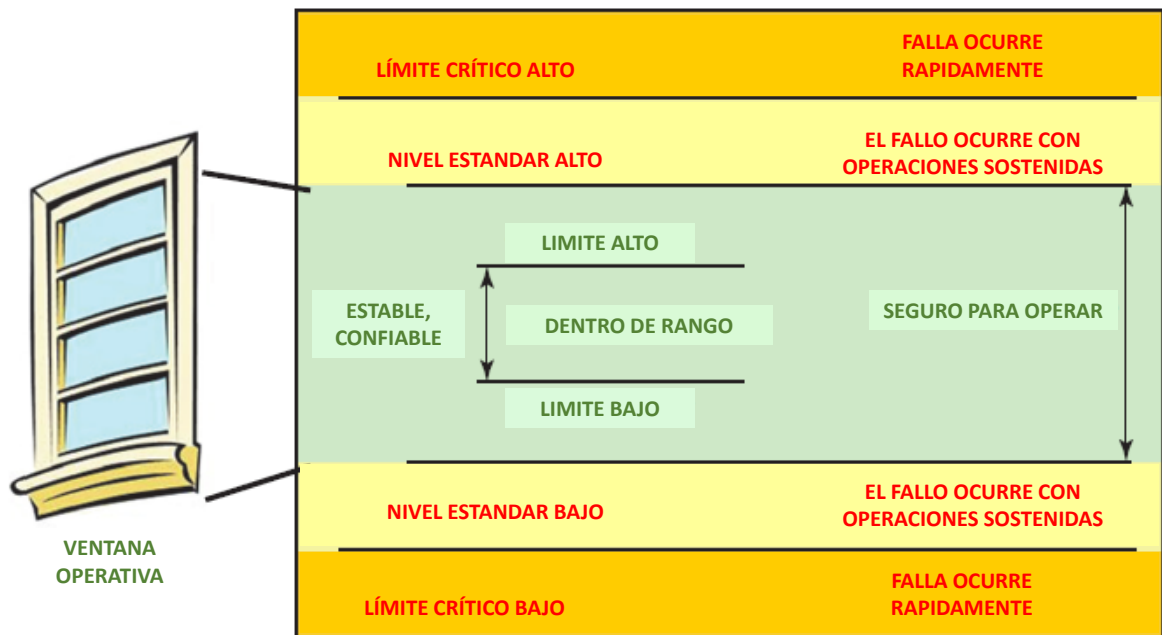
- Corrosión
- Erosión
- Agrietamiento de materiales y equipos
- Falla de equipos por sobre presión u operaciones incorrectas, entre otras

---

<sup>18</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts. NACE RP 0192-2012. Houston, Texas. 2012. p. 1. ISBN 1-57590-073-4

La siguiente figura, es extraída de la practica recomendada API 584 para definición de ventanas operativas que evitan fallas en los sistemas y pretende dar a conocer cómo se deben configurar, teniendo en cuenta los límites mínimos y máximos según cada variable, por cual fuera de estos ocurrirían los daños.

**Figura 22. Ventanas operativas de integridad<sup>19</sup>**



**Fuente. API 584**

**5.3.3. Sistemas instrumentados de seguridad (SIS) y Equipos de control básico de proceso (BPCS).** Los sistemas instrumentados de seguridad y equipos de control básico de proceso instalados en el sistema ayudarán al operador a mantener en control las variables de arriba con el fin de facilitar su seguimiento e

<sup>19</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Integrity Operating Windows. API 584-2014. 1ed. NW, Washington: API, 2014. 7 p.

identificar a tiempo condiciones que podrían alterar el normal funcionamiento del sistema. Entre estos, encontramos los siguientes:

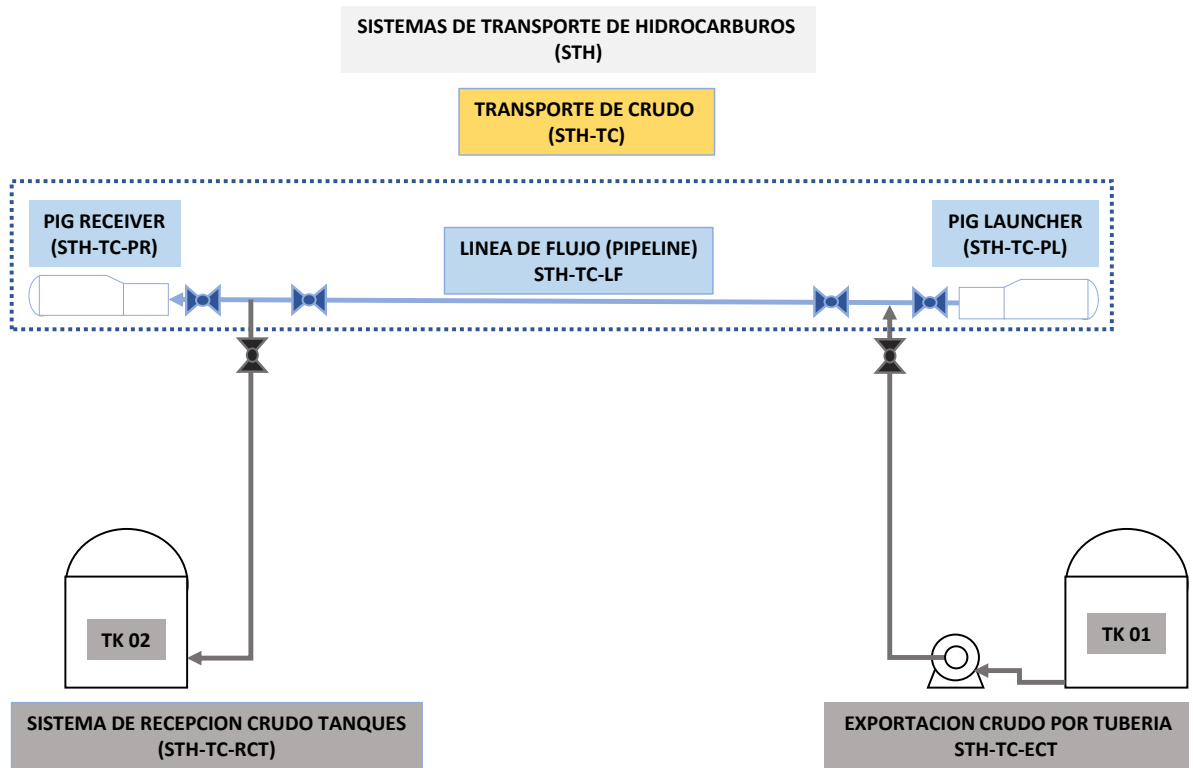
- TIT: Transmisor de temperatura
- PIT: Transmisor de presión
- LIT: Transmisor de nivel
- ESDV: Válvula de parada de emergencia
- Válvulas automáticas de control
- Sistema de Fuego y Gas

Con el fin de mantener los sistemas operativos y dentro de las ventanas adecuadas para realizar el transporte de fluidos de una manera eficiente, confiable y segura, el grupo de operaciones de la mano con mantenimiento, deberán tener en control las variables descritas anteriormente junto a otras descritas en el capítulo de mantenimiento, las cuales por responsabilidades o contractualmente operaciones no ejecuta.

#### **5.4. INVENTARIO GENERAL DE UN SISTEMA DE TRASPORTE**

A continuación, se mostrará de modo general el inventario de un sistema típico de transporte de hidrocarburos, utilizando el modelo de ubicaciones técnicas como se realiza para establecer un árbol de equipos en un CMMS como el SAP. Este inventario el cual se puede construir a partir de los componentes de las etapas de construcción descritas anteriormente servirá para mostrar más adelante la gestión de mantenimiento que se le realizará a éste, específicamente a la zona entre el recuadro de la figura 23 que corresponde al sistema de transporte de fluidos entre dos estaciones.

**Figura 23. Sistemas de transporte de hidrocarburos**



**Fuente. Autor**

**Tabla 6. Inventario general de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos**

INVENTARIO GENERAL DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS					
Tag	Nivel 1	Nivel 2	Equipo	Denominación de objeto técnico	
SISTEMAS TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS (STH)					
STH	STH-TC	TRANSFERENCIA DE CRUDO (TC)			
		SISTEMA DE EXPORTACION CRUDO POR TUBERIA (ECT)			
		STH-TC-ECT	STH-TC-ECT-TB-10"	TUBERÍA EXPORTACION CRUDO 10" DESDE TANQUES	
			STH-TC-ECT-CC01	CUPON DE CORROSION CC01 LINEA DE EXPORTACION	
			STH-TC-ECT-CK01-10"	VALVULA CHECK 10" LINEA DE EXPORTACION	
			STH-TC-ECT-GA-10"	VALVULA COMPUERTA 10" LINEA DE EXPORTACION	
			STH-TC-ECT-GA-6"	VALVULA COMPUERTA 6" LINEA DE EXPORTACION	
			STH-TC-LF-TI01	INDICADOR DE TEMPERATURA TI01	
			STH-TC-LF-TIT01	TRANSMISOR INDICADOR DE TEMPERATURA TIT01	
		PIG LAUNCHER			
		STH-TC-PL	STH-TC-PL01	TRAMPA DE LANZAMIENTO 6x10"	
			STH-TC-PL-KL	LINEA DE PATEO 4"	
			STH-TC-PL-BL-2"	LINEA DE BALANCE 2"	
			STH-TC-PL-VL-2"	LINEA DE VENDEO 2"	
			STH-TC-PL-DL-2"	LINEA DE DRENAJE 2"	
			STH-TC-PL-PSV01	VALVULA DE SEGURIDAD PSV01	
			STH-TC-PL-PI01	INDICADOR PRESION PI01	
			STH-TC-PL-PI02	INDICADOR PRESION PI02	
		STH-TC-PL-GA01-6"	VALVULA COMPUERTA GA01 6"		
		LINEA DE FLUJO			
		STH-TC-LF	STH-TC-LF-TB01	TUBERÍA DE LA LINEA DE FLUJO 6"	

			STH-TC-LF-PDIT01	INDICADOR DE PRESION DIFERENCIAL PDIT01
			STH-TC-LF-SDV01	VALVULA DE SEGURIDAD SDV01 6"
			STH-TC-LF-SDY01	VALVULA SOLENOIDE 01
			STH-TC-LF-ZSC01	INDICADOR POSICION ABIERTO SDV01
			STH-TC-LF-ZSO01	INDICADOR POSICION CERRADO SDV01
			STH-TC-LF-XI01	INDICADOR PASO PIGS XI01
			STH-TC-LF-PI03	INDICADOR PRESION PI03
			STH-TC-LF-HTC	HEAT TRACING AREA SLUG CATCHER
			STH-TC-LF-IQ	INYECCION DE DRA
			STH-TC-LF-TB02	TUBERÍA DE LA LINEA DE FLUJO 6"
			STH-TC-LF-CK02-6"	VALVULA CHECK 02 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-SDV02	VALVULA DE SEGURIDAD SDV02 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-TB03	TUBERÍA DE LA LINEA DE FLUJO 6"
			STH-TC-LF-CK03-6"	VALVULA CHECK 03 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-SDV03	VALVULA DE SEGURIDAD SDV03 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-TB04	TUBERÍA DE LA LINEA DE FLUJO 6"
			STH-TC-LF-CK04-6"	VALVULA CHECK 04 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-SDV04	VALVULA DE SEGURIDAD SDV04 6" SOBRE LA LINEA DE FLUJO
			STH-TC-LF-TB05	TUBERÍA DE LA LINEA DE FLUJO 6"
			STH-TC-LF-PSV02	VALVULA DE SEGURIDAD PSV02
			STH-TC-LF-PSV03	VALVULA DE SEGURIDAD PSV03
			STH-TC-LF-GA02-6"	VALVULA COMPUERTA GA02 6"
			STH-TC-LF-PIT01	INDICADOR DE PRESION ELECTRONICO PIT01

			STH-TC-LF-PDIT02	INDICADOR DE PRESION DIFERENCIAL PDIT02		
			STH-TC-LF-SDV05	VALVULA DE SEGURIDAD SDV05 6"		
			STH-TC-LF-SDY05	VALVULA SOLENOIDE 05		
			STH-TC-LF-ZSC05	INDICADOR POSICION ABIERTO SDV05		
			STH-TC-LF-ZSO05	INDICADOR POSICION CERRADO SDV05		
			STH-TC-LF-TI02	INDICADOR DE TEMPERATURA TI02		
			STH-TC-LF-TIT02	TRANSMISOR INDICADOR DE TEMPERATURA TIT02		
		SISTEMA DE RECEPCION CRUDO TANQUES				
		STH-TC- RCT	STH-TC-RCT-BA01	VALVULA DE BOLA BA01 6"		
			STH-TC-RCT-FT01	FILTRO ENTRADA 01		
			STH-TC-RCT-BSW01	ANALIZADOR DE BSW		
			STH-TC-RCT-DS01	DENSITOMETRO		
			STH-TC-RCT-SM01	SKID MEDICION DE CRUDO		
			STH-TC-RCT-MF01	MEDIDOR FLUJO-DENSIDA- TEMPERATURA.		
			STH-TC-RCT-FV01	VALVULA CONTROLADORA DE FLUJO		
			STH-TC-RCT-CC02	CUPON DE CORROSION CC02 EN SISTEMA DE RECEPCION		
			STH-TC-RCT-PLC	PLC		
		PIG RECEIVER				
		STH-TC- PR	STH-TC-PR01	TRAMPA DE RECIBO 6X10"		
			STH-TC-PR-GA03-6"	VALVULA COMPUERTA GA03 6"		
			STH-TC-PR-PI03	INDICADOR PRESION PI03		
			STH-TC-PR-XI02	INDICADOR PASO PIGS XI02		
			STH-TC-PR-RL	LINEA DE RETORNO 4"		
			STH-TC-PR-BL-2"	LINEA DE BALANCE 2"		
			STH-TC-PR-VL-2"	LINEA DE VENDEO 2"		
			STH-TC-PR-DL-2"	LINEA DE DRENAJE 2"		
			STH-TC-PR-PSV02	VALVULA DE SEGURIDAD PSV01		
STH-TC-PR-PI04	INDICADOR PRESION PI04					

Fuente. Autor

## 5.5. MANTENIMIENTO

En esta etapa de la gestión de activos de un sistema de transporte de hidrocarburos, se describirá el plan de mantenimiento preventivo y predictivo propuesto con el fin que se mantenga la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas para su operación dentro de las ventanas operativas.

El plan de mantenimiento propuesto se realizará inicialmente mediante la identificación de las amenazas que pueden afectar a los sistemas.

**5.5.1. Identificación de amenazas para la operación confiable, eficiente y segura de sistema de transporte.** Las amenazas a los sistemas de transporte de fluidos de hidrocarburos y derivados se presentan principalmente en 9 tipos, como se muestra en la siguiente figura, y aplican primordialmente al sistema encerrado entre el recuadro de la figura 22 de arriba.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing System Integrity of Gas Pipelines. ASME B31.8S-2018. New York. 2018. 3 p.

**Figura 24. Amenazas a sistemas de transporte**



**Fuente. Autor**

## **5.5.2. Descripción de las amenazas**

**5.5.2.1. Corrosión Interna.** Es la degradación o deterioro de un metal y sus componentes en su parte interna debido a un proceso químico por su interacción con el fluido que conduce.

## **Formas de corrosión interna**

**5.5.2.1.1. Corrosión galvánica.** Es una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales de diferente composición química en contacto directo y unidos por un medio electrolítico, como un ambiente húmedo, acuoso, o suelos que contienen humedad.

Este tipo de corrosión afecta a todos los metales con excepción de la mayoría de los metales nobles.

Ejemplo, uniones en contacto directo entre acero al carbono y acero inoxidable expuestos a ambientes húmedos

### **Medidas preventivas.**

Diseño adecuado y selección apropiada de materiales.

Realizar aislamiento dieléctrico entre uniones disímiles y establecer una rutina de inspección de estos para verificar su estado.

### **Medidas predictivas.**

Inspección visual y ultrasonido para verificar el estado externo e interno de las uniones disímiles.

**5.5.2.1.2. Corrosión por Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>.** La corrosión por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se produce cuando éste se disuelve en agua para formar ácido

carbónico ( $H_2CO_3$ ). El ácido puede reducir el pH y cantidades suficientes pueden promover la corrosión general y o la corrosión por picaduras del acero al carbono.

#### **Medida preventiva.**

Aplicar inyección de inhibidores de corrosión que reduzcan los condensados del sistema.

Realizar limpieza mecánica del sistema, para desplazar condensado y aguas estancadas.

#### **Medidas predictivas.**

Técnicas de inspección de ensayos no destructivos como inspección visual, ultrasonido y radiografía.

Monitoreo de análisis de agua (pH, hierro, dióxido de carbono, etc.) para determinar cambio en las condiciones de operación.

**5.5.2.1.3. Corrosión Inducida por microorganismos (MIC).** Es una forma de corrosión causada por organismos vivos como bacterias, algas u hongos. A menudo se asocia con la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas viscosas. Se presenta en zonas de bajo flujo o estancamiento de agua en partes bajas de la tubería en donde se favorece el crecimiento de microorganismos.

Los materiales más afectados por este tipo de corrosión son el acero al carbono, el acero de bajas aleaciones y acero inoxidable.

## **Medidas preventivas**

Los sistemas que contienen agua (agua de reinyección, fluido multifase o condensados) deben tratarse con biocidas como cloro, bromo, ozono, luz ultravioleta o compuestos patentados.

Mantener la velocidad de flujo por encima de los límites mínimos. Minimizar los bajos flujos o zonas de agua estancada.

Diseño del sistema adecuado, que evite senos en que se pueda estancar el agua.

Limpieza con raspadores para remoción de organismos y depósitos.

Dado que también se puede presentar en la parte externa de las tuberías enterradas, se debe proteger catódicamente las estructuras.

## **Medidas predictivas**

Realizar medición del biocida residual y análisis para recuento de bacterias y apariencia visual.

Monitorear la evidencia de incrustaciones que pueden preceder o coincidir con el daño por MIC.

El agua con mal olor puede ser una señal de presencia de bacterias.

Inspección en línea con herramientas inteligentes.

**5.5.2.1.4. Erosión.** La erosión es la eliminación mecánica acelerada del material de la superficie como resultado del movimiento relativo entre sí, o impacto de sólidos, líquidos, vapores o cualquier combinación de estos.

Erosión-corrosión es una descripción del daño que ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión retirando películas protectoras, exponiendo la superficie metálica a una mayor corrosión bajo la acción combinada de erosión y corrosión.

#### **Medidas preventivas**

Control de sólidos como arenas u otras partículas que impactan directamente contra el metal al interior del sistema.

Control de altas velocidades de flujo.

#### **Medidas predictivas**

Inspección visual de áreas con posibilidades de erosión, así como ultrasonido o radiografía.

Lectura de cupones y probetas de monitoreo de erosión/corrosión.

Medición de arenas o sólidos dentro del flujo.

Cálculos de relación velocidad de flujo respecto a la velocidad erosional.

**5.5.2.2. Corrosión Externa.** Es la degradación o deterioro de un metal y sus componentes en su parte externa debido a un proceso químico por su interacción con el ambiente.

## **Formas de corrosión externa**

**5.5.2.2.1. Corrosión galvánica.** Es una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales de diferente composición química en contacto directo y unidos por un medio electrolítico, como un ambiente húmedo, acuoso, o suelos que contienen humedad.

Este tipo de corrosión afecta a todos los metales con excepción de la mayoría de los metales nobles.

Ejemplo, uniones en contacto directo entre acero al carbono y acero inoxidable expuestos a ambientes húmedos.

### **Medidas preventivas**

Diseño adecuado y selección apropiada de materiales.

Realizar aislamiento dieléctrico entre uniones disímiles y establecer una rutina de inspección de estos para verificar su estado

### **Medidas predictivas.**

Inspección visual y ultrasonido para verificar el estado externo e interno de las uniones disímiles.

**5.5.2.2.2. Corrosión por suelos.** La corrosión por suelos se presenta por el deterioro de metales como acero al carbono, expuesto a condiciones de suelo con características de corrosividad alta, como alta humedad, acidez alta y altas

concentraciones de sales. Este tipo de corrosión afecta principalmente a sistemas enterrados o soportadas en el suelo sin protección.

### **Medidas preventivas**

La corrosión por suelos puede ser minimizada mediante el uso de un relleno especial alrededor del sistema enterrado, y una combinación de recubrimiento resistente a las características de operación de la tubería y un sistema efectivo de protección catódica.

### **Medidas predictivas**

Inspección de sistemas de protección catódica – Medición de potenciales de acuerdo con NACE RP 0169.<sup>21</sup>

Inspección de recubrimiento – DCVG

Ejecución de pruebas de suelo

Pruebas de resistividad del suelo

Pruebas fisicoquímicas del suelo

Inspección en línea – ILI, ondas guiadas e inspección directa.

---

<sup>21</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE SP0169-13. Houston, Texas. 2013. p 17-22. ISBN 1-57590-035-1

**5.5.2.2.3. Corrosión Bajo Aislamiento (CUI).** Corrosión de tuberías y otros componentes de acero al carbono e inoxidable, resultante de agua o humedad atrapada bajo aislamiento térmico.

#### **Medidas preventivas**

Dado que la mayoría de los materiales de construcción utilizados dentro de plantas de proceso son susceptibles a la degradación por CUI. La mitigación se logra mediante el uso de pinturas / revestimientos adecuados y manteniendo las barreras del aislamiento para evitar la entrada de humedad.

#### **Medidas predictivas**

Inspección visual, ultrasonido, radiografía, corrientes de Eddy, ondas guiadas.

Medición de temperatura – Termografía

**5.5.2.2.4. Corrosión Atmosférica.** Es una forma de corrosión que ocurre por la humedad asociada con las condiciones atmosféricas. Los ambientes marinos y los ambientes industriales húmedos con contaminantes en el aire son los más severos. Los entornos rurales secos provocan muy poca corrosión.

Este tipo de corrosión afecta a en su mayoría a materiales de acero al carbono.

#### **Medidas preventivas**

Adecuada preparación superficial y aplicación de recubrimiento resistente a la humedad y a los rayos UV.

## Medidas predictivas

Inspección visual.

Inspección en línea con herramientas pig instrumentadas.

5.5.2.2.5. **Stress Corrosion Cracking (SCC).** Según NACE.<sup>22</sup> El SCC en tuberías es un tipo de agrietamiento inducido por la influencia de esfuerzos a la tensión y ambientes corrosivos, en combinación con efectos de la temperatura, este conjunto, reduce la capacidad de contención de presión del sistema.

Cuando el metal de una tubería sometida a altos esfuerzos de tensión está en contacto con el ambiente debido una falla del revestimiento, en la superficie del metal del sistema expuesto se forma una corrosión que ataca a la tubería. El SCC tiende a propagarse como grupos de grietas a medida que la tensión de la tubería abre las grietas que están sujetas a corrosión, que luego se corroen aún más, debilitando más el metal.

Hay 2 tipos de SCC de interés para la industria de transporte de hidrocarburos:

**SCC de pH alto:** generalmente ocurre dentro de los 32 Km aguas abajo de las estaciones de bombeo o compresión en donde las temperaturas del medio transportado pueden exceder los 100 °F. Junto con las temperaturas elevadas, una solución de agua subterránea / carbonato / bicarbonato (pH alto) tendría que estar en contacto con el metal de la tubería a través de un defecto en el revestimiento.

**SCC de pH casi neutro:** generalmente ocurre en sistemas en donde existe una combinación de protección catódica inadecuada (protección contra la corrosión) y defectos de revestimiento que luego se exponen a una solución de agua

---

<sup>22</sup> NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. NACE SP0204-2015. Houston, Texas. 2015. 1 p. ISBN: 1-57590-191-9.

subterránea que contiene dióxido de carbono disuelto. La fuente del dióxido de carbono suele ser la descomposición de la materia orgánica en el suelo.

### **Medidas preventivas**

Se recomienda la aplicación de revestimientos especiales (fusion bonded epoxy FBE), mediante una adecuada limpieza y preparación de las superficies de los sistemas con el objetivo que lo proteja ante la aparición de SCC.

Implementar un adecuado sistema de protección catódica, que sea eficiente y entre en funcionamiento como segunda barrera de los sistemas cuando el metal de los sistemas queda expuesto a ambientes corrosivos.

Evitar los sobre esfuerzos en el sistema desde la construcción y en operación.  
Evitar generar daños mecánicos u otros defectos al sistema en construcción y operación que se conviertan con el tiempo en concentradores de esfuerzo.

### **Medidas predictivas**

Las técnicas de inspección pueden incluir:

Inspección en línea – ILI

Evaluación directa, inspección visual o por ultrasonido.

Evaluación de los sistemas de protección catódica

**5.5.2.3. Daños en Construcción.** Los daños en construcción típicamente se ven reflejados en el tiempo, con el ingreso del sistema en operación o en casos severos podrían aparecer durante la prueba de presión previa al comisionamiento.

Los daños más frecuentes durante la construcción sí no se asegura adecuadamente la calidad de los procesos de fabricación pueden ser los siguientes:

**5.5.2.3.1. Daño mecánico.** Es un daño del metal o de la pintura en cualquier parte del sistema (tubería, válvula, accesorios, estructura), debido a la aplicación de una fuerza externa intencional (golpe por una máquina, roca, terreno del tapado, etc..). Los daños mecánicos pueden incluir otros tipos de daño como, abolladura, remoción del recubrimiento, remoción de metal, entre otros.

**Figura 25. Daño mecánico con retroexcavadora**



**Fuente. Autor**

**5.5.2.3.2. Defectos en soldadura.** Asociados principalmente a personal no calificado apropiadamente o falta de habilidad para aplicación de la soldadura, deficiente proceso de aseguramiento de calidad, materias primas defectuosas o condiciones ambientales no apropiadas para la aplicación de la soldadura.

Principales defectos de soldadura

- Socavaduras.
- Falta de penetración de la junta.
- Porosidad interna o externa.
- Grietas en el metal base y la soldadura.

## **Medidas preventivas**

Definir los procedimientos constructivos, de aseguramiento y control de calidad previo a la construcción.

Procedimientos para corte, biselado, soldadura, ensayos no destructivos para identificación de defectología (inspección visual, ultrasonido, radiografía, tintas penetrantes y partículas magnéticas).

## **Medidas predictivas**

Las técnicas de inspección pueden incluir:

Evaluación directa, inspección visual o por ultrasonido.

Inspección en línea – ILI

Evaluación de los sistemas de protección catódica para identificar zonas con alto consumo de corriente debido a daños externos o pérdidas de recubrimiento.

**5.5.2.4. Daños por terceros.** Los daños por terceros están asociados a intervenciones sobre los sistemas de transporte que pueden afectar la disponibilidad del sistema y en el peor de los casos generar derrames de líquido o hasta explosiones y son ocasionados por personas, empresas privadas, particulares u otros que no son el operador o mantenedor del sistema.

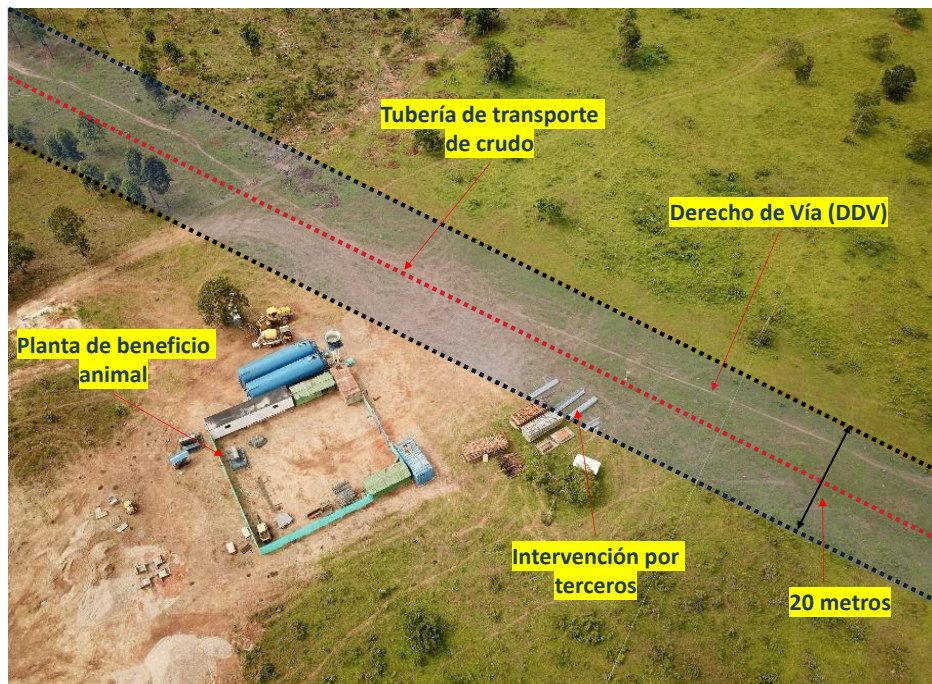
Generalmente estos daños se presentan por las siguientes intervenciones:

- Trabajos de izajes de carga cerca a los sistemas.
- Trabajos aledaños al sistema realizados por contratistas.
- Uso del DDV con fines agropecuarios.

- Uso del DDV con fines de construcción de vivienda, centros de recreación u otras construcciones.
- Densidad poblacional.
- Actividades de otros operadores.

El resultado de estas intervenciones, en muchos casos en que no se realiza el adecuado aseguramiento, generan daños mecánicos como los descritos en el capítulo anterior.

**Figura 26. Intervenciones en derechos de vía**

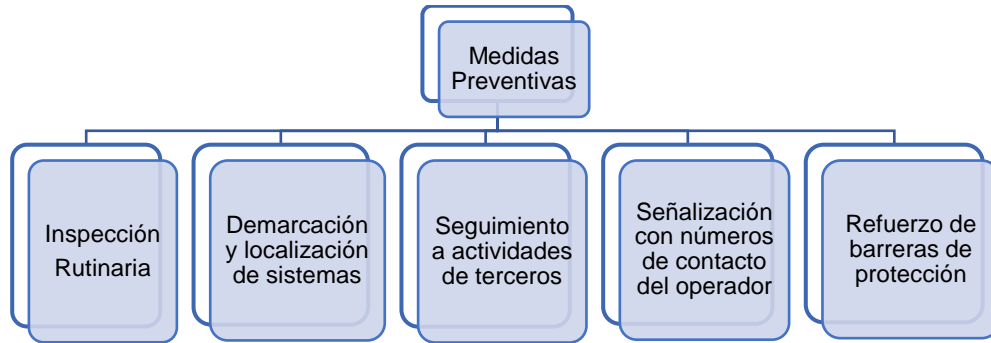


**Fuente. Autor**

### **Medidas preventivas**

El plan propuesto de prevención ante daño por terceros y fenómenos naturales es el siguiente:

**Figura 27. Plan preventivo ante intervención por terceros**



**Fuente. Autor**

**La inspección**, ya sea realizada mediante inspección visual o aérea facilita la identificación de manera oportuna de condiciones que estén amenazando al sistema y que puedan afectar su disponibilidad y confiabilidad.

**La demarcación** de los sistemas son una barrera que se determina desde las etapas de diseño y construcción, para advertir a otros de su existencia durante alguna intervención sea o no planeada.

**La localización** de los sistemas enterrados facilita identificar el área exacta en que cruzan las tuberías en operación.

**El seguimiento a actividades de terceros** consiste en mantener monitoreo constante (enfocado en la planeación y supervisión) de las actividades de terceros, a través de la comunicación bidireccional con entidades de servicios públicos, otras operadoras del sector, empresas constructoras de infraestructura y desarrollo vial.

La instalación de señalización con números de contacto del operador facilita la comunicación y permite la atención de llamadas de las partes interesadas (externas e internas) con el objeto de disponer de un canal efectivo que permita identificar situaciones que pongan en riesgo a los sistemas.

Figura 28. Señalización de información según API RP 1109<sup>23</sup>



Fuente. API 1109 API RP 1109 “Marking Liquid Petroleum”

### Refuerzo de barreras de protección

Actualmente en el mercado existen barreras que ayudan al operador y mantenedor de los sistemas en zonas que son de alta consecuencia.

Estas barreras son instaladas típicamente arriba de la tubería enterrada a unos 80 cm, en zonas en las que la probabilidad de intervención por terceros que pueden ocasionar daño al sistema es alta, por ejemplo, zonas residenciales o industriales en las que puede haber nuevas construcciones.

<sup>23</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities. API 1109-10. 4ed. NW, Washington: API, 2010. 8 p.

**Figura 29. Placas plásticas para protección de sistemas enterrados en zonas de alta consecuencia**



**Fuente. Overpipe.com**

### **Medidas Predictivas**

Pueden existir intervenciones en zonas alejadas, que no se identifican oportunamente, sin embargo, de manera predictiva mediante la inspección con herramientas inteligentes enviadas por dentro de los sistemas, se puede identificar si se han ocasionado daños del tipo mecánico como se ha expuesto más arriba, instalación de tomas ilegales, atentados con afectaciones menores u otros.

En caso de existir un daño generado al sistema que pueda producir una falla de éste y que se pueda convertir en una fuga de hidrocarburos, esta podrá ser identificada mediante la caída de flujo y presión en las válvulas de control más cercanas, las cuales automáticamente deberán activarse y cerrar el sistema aguas arriba y abajo de la falla hasta que se realice la respectiva reparación.

La implementación de estas medidas permitirá mantener en control la amenaza de daños por terceros, y actuar de forma oportuna para mitigar la afectación por aspectos relacionados con dichas actividades.

**5.5.2.5. Geotecnia y fenómenos naturales.** Dentro de las amenazas de los sistemas de transporte, se encuentran las fallas por geotecnia, concerniente a movimiento de suelos por su inestabilidad, fuertes precipitaciones, indebido manejo de suelos, terremotos, huracanes, entre otros. Aunque estas fallas en sistemas de transporte de hidrocarburos por geotecnia o fenómenos naturales son de baja probabilidad, si son de alta consecuencia, por lo que especial atención se debe prestar.

Los daños en los sistemas de transporte que pueden darse por movimiento de suelos son:

- Abolladuras
- Arrugas
- Daño mecánico
- Exposición de la tubería a daños por rocas en los cruces de río.
- Sobre esfuerzos por movimiento de tubería
- Ruptura en el peor de los casos.

En la siguiente imagen se puede observar la exposición de tuberías a causa del crecimiento del cauce de ríos y deslizamientos de terreno.

**Figura 30. Exposición de tuberías por deslizamientos de terreno en cruces de río**



**Fuente. Autor**

### **Medidas Preventivas**

Las medidas para prevención de riesgos para fallas por geotecnia o fenómenos naturales comienzan desde la planeación del proyecto, el diseño y trazado del sistema de transporte, dado que en esta etapa es donde se logra evadir el cruzar por zonas susceptibles a falla. Sin embargo, como no siempre se logra evitar el cruce por estas zonas, más adelante se describirán barreras de prevención adicionales que se podrían construir junto al mismo sistema.

En el caso de cruzar por zonas potencialmente inestables se deben evaluar e instalar las barreras de protección y refuerzo requeridas para la zona, entre las que se encuentran:

- Estructuras para control de erosión y manejo de aguas
- Sistemas de drenaje:
  - Superficiales
    - cunetas

- cortacorrientes
  - canales
  - descoles
- Subsuperficiales
  - subdrenes
  - drenes horizontales
  - impermeabilización de áreas de infiltración
- Estructuras para contención
  - Trinchos
  - Micropilotes
  - Muros de gaviones
  - Muros de concreto ciclópeo o reforzado

Sí aún con las obras de estabilización y contención mencionada anteriormente, se mantiene el riesgo de inestabilidad crítica, deberán ser incluidas estas zonas en un programa de seguimiento y monitoreo para realizarse durante y posterior a la construcción y en el que se deberá monitorear y evaluar la efectividad de las obras construidas y la necesidad de nuevas obras.

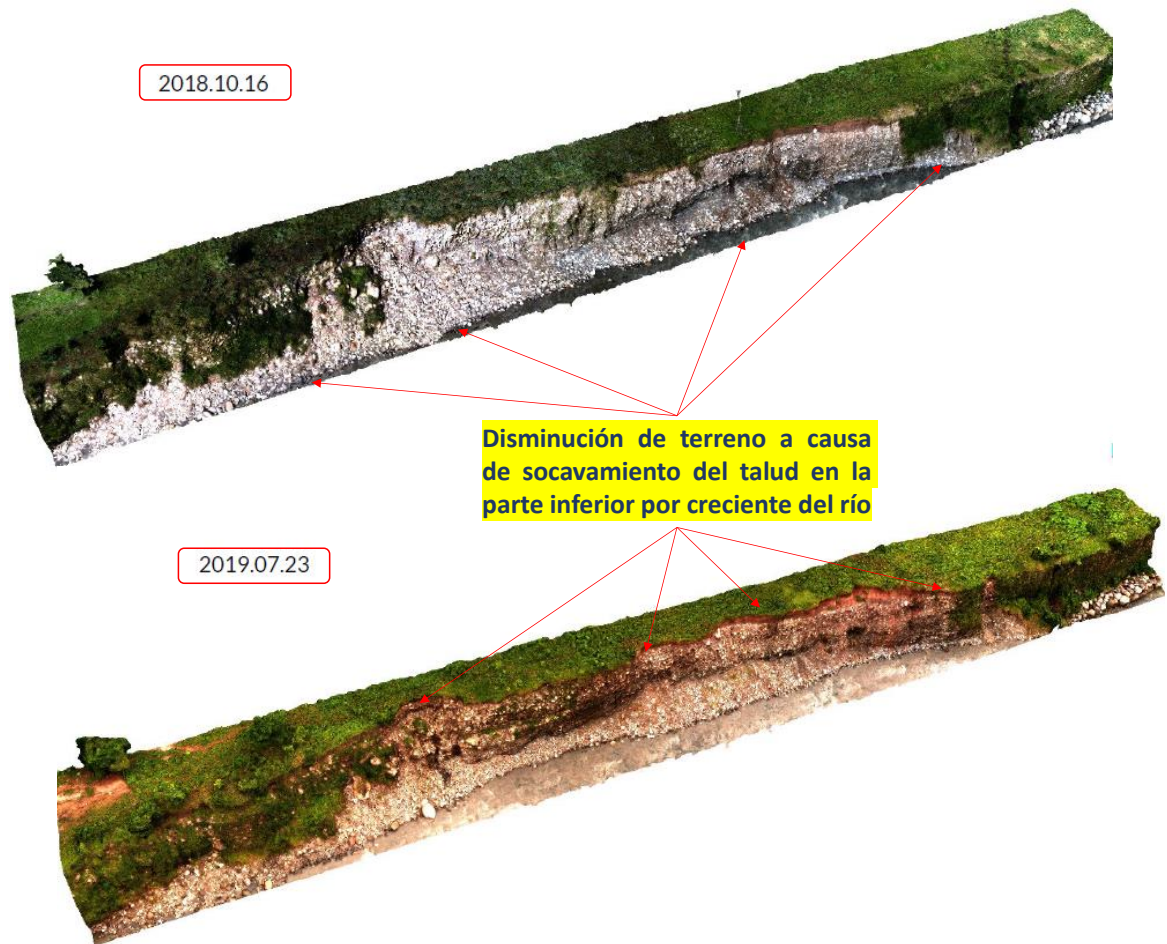
### **Fotogrametría**

Esta novedosa tecnología apoyada con el uso de drones, realizan el modelado de superficies terrestres en 3D y 4D, lo que permite observar el comportamiento de zonas en monitoreo ante posibles fallas geotécnicas, cauce de ríos, avance de deslizamientos entre otros.

La técnica comprende la toma de ortofotos que pueden ser comparadas en el tiempo, para identificar cambios en el terreno o en las superficies en monitoreo, como lo muestra la siguiente figura, en la que se monitoreó un deslizamiento debido al crecimiento del cauce de un río y que se recostó sobre el talud de una de las

márgenes del cruce de la tubería. En esta comparación se puede ver el detalle del deslizamiento con una diferencia de 9 meses entre inspecciones.

**Figura 31. Comparación de zonas en monitoreo con fotogrametría**



**Fuente. Autor**

### **Medidas predictivas**

Dentro de las medidas que pueden predecir fallas en los sistemas de transporte por clima y fuerzas externas, encontramos las siguientes:

- Fibra óptica
- Georradar
- Modelos de interacción suelo-tubería utilizando elementos finitos
- Monitoreo con herramientas de inspección interna (ILI)
- Monitoreo con piezómetros
- Monitoreo de actividad sísmica
- Monitoreo de cruce de ríos y efluentes
- Monitoreo de inclinómetros
- Monitoreo pluviométrico
- Monitoreo topográfico
- Monitoreo y vigilancia aérea
- Monitoreo y vigilancia con marcha lenta
- Sensores de medición de esfuerzos en tuberías
- Sondeo eléctrico
- Tecnología Lidar

Como se puede ver en el listado de arriba, las técnicas predictivas para esta amenaza de los sistemas de transporte son muchas y deberán ser elegidas por el operador o mantenedor del sistema según su aplicabilidad y necesidad.

**5.5.2.6. Sobre presión.** Este tipo de falla en los sistemas de transporte también son de baja probabilidad, pero pueden llegar a tener una alta consecuencia por su potencial de daño. La sobre presión puede ocasionar daño al mismo sistema y en el peor de los casos generar hasta una explosión, afectando no solo al sistema si no al ambiente y a las personas alrededor.

Entre las condiciones que producen sobre presión, se encuentran las siguientes según API Estándar 521<sup>24</sup>:

- Falla en sistemas de alimentación eléctrica
- Falla de múltiples válvulas, abiertas o cerradas
- Operación inadvertida de válvulas
- Falla de la válvula de control o apertura de válvulas desde una fuente de presión.
- Falla de los controles automáticos.
- Sobre presión en elementos de menor resistencia por fallas de válvulas de control, específicamente en equipos de separación de fases.
- Bloqueo de los sistemas por sólidos como arenas, parafina, hielo, otros.
- Efecto de una fuente de gran capacidad (como una cabeza de pozo o una tubería larga)
- Sobrepresión durante la operación.
  - Falla de equipos como bombas o compresores
  - Flujo en reversa por falla de válvulas cheque, por ejemplo.
  - Cambios en las condiciones de proceso
- Carga estática excesiva en ciertos puntos de la línea durante cualquier período de parada o con un flujo significativamente reducido.
- Expansión del fluido por variaciones de temperatura de cualquier sección estática.
- Conexión a una fuente de alta presión adicional.
- Aumento de la densidad del fluido con respecto al diseño original.
- Falla potencial de los sistemas de instrumentos, incluido los SIS.

---

<sup>24</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure-relieving and Depressuring Systems. API STD 521-2014. 6ed. NW, Washington: API, 2020. 16-63 p.

## **Medidas Preventivas**

Realizar un adecuado diseño del sistema, previendo las presiones máximas que podrían generar las fuentes de presión ya sean los pozos de producción de crudo o gas, así como los equipos reciprocantes utilizados para aumentar presión (bombas y compresores).

Realizar diseño e instalación de protecciones como:

- Válvulas de alivio de presión
- Sistemas instrumentados de seguridad
- Válvulas de parada por emergencia ESDV

## **Medidas predictivas**

Monitoreo de los Sistemas Instrumentados de Seguridad conectados al cuarto de control.

Monitoreo de las válvulas de control y de seguridad conectadas al cuarto de control.

Monitoreo local a indicadores de temperatura y presión. Identificar cambios abruptos en las condiciones del sistema.

**5.5.2.7. Operación Incorrecta.** Este tipo de falla está más asociada al error humano, a la omisión de procedimiento y la falta de competencias. Y esto puede suceder debido a que aún muchas de las actividades operativas de estos sistemas dependen de la habilidad humana, en lo que está implícito el error. Fallas de este tipo pueden ocasionar cualquiera de las siguientes condiciones:

- Liberación de líquidos o gas
- Sobre presión de los sistemas
- Parada inadvertida de los sistemas

### **Medidas preventivas**

Las medidas preventivas para este caso se deben enfocar principalmente en el capital humano, a través de un adecuado plan de entrenamiento en los procedimientos de operación de los sistemas, las ventanas operativas, la identificación del tipo de fallas y la forma de abordarlas, capacitación y auditorías constantes con el fin de mantener la habilidad de operar correctamente y también para evaluar su desempeño.

La calidad del programa de capacitación y calificación del operador, así como la calidad de sus procedimientos operativos, son factores importantes para prevenir una operación incorrecta.

### **Medidas predictivas**

Monitoreo de los Sistemas Instrumentados de Seguridad conectados al cuarto de control.

Monitoreo de las válvulas de control y de seguridad conectadas al cuarto de control.

Monitoreo local a indicadores de temperatura y presión. Identificar cambios abruptos en las condiciones del sistema.

Monitoreo de condiciones de operación (presión, caudal, temperatura).

**5.5.2.8. Falla de Equipos.** La falla de equipos puede ser en un componente o accesorios del sistema como válvula, indicador, tubería u otro que no sea una tubería. Puede que la falla de uno de los equipos del sistema provoque una liberación de fluido o que simplemente este haya perdido su función, ejemplo que el medidor de presión se haya averiado y no ejecute la acción de medir.

**Según U.S. Department of Transportation<sup>25</sup>** Algunos de los equipos que pueden presentar fallas en los sistemas de transporte son los siguientes:

**Bombas y compresores:** las bombas y los compresores se utilizan para mover líquidos peligrosos y gas natural a través de tuberías.

**Medidores y equipos de medición:** las estaciones de medición se utilizan en tuberías para medir la cantidad de producto que se recibe o entrega. En estas instalaciones se requieren muchos equipos especializados además de los medidores en sí.

las tuberías contienen numerosas válvulas de muchos tipos **válvulas de control y bloqueo de operación remota o manual:** tanto en la tubería como en las estaciones, terminales y parques de tanques.

**Válvulas de alivio y otros dispositivos de control de sobrepresión:** estos dispositivos se instalan en una tubería para evitar la ruptura de la tubería debido a picos de presión inesperados.

Por lo general, son los sellos o juntas de los dispositivos anteriores los que fallan y provocan una pequeña filtración o fuga; muy ocasionalmente, el "cuerpo" del propio

---

<sup>25</sup> U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. Fact Sheet: Equipment Failure [En línea]. (Recuperado en 29 julio 2014). Disponible en:  
<https://primis.phmsa.dot.gov/comm/FactSheets/FSEquipmentFailure.htm?nocache=4170>

dispositivo falla. Ocasionalmente, el dispositivo puede fallar en realizar su función correctamente, lo que resulta en una falla del sistema en otros lugares.

**Misceláneos, componentes y dispositivos:** bridas, accesorios, acoplamientos, tubos de instrumentos, medidores, termopozos, muestreadores y analizadores químicos son algunos ejemplos de los muchos otros componentes del sistema que pueden presentar falla.

**5.5.3. Riesgos por materialización de las amenazas.** Estas 9 amenazas tienen algo en común y es el riesgo de generar pérdida de contención del sistema lo que generaría indisponibilidad. La materialización de una o la combinación de estas amenazas tienen consecuencias a las personas, económicas, al ambiente, a clientes y la reputación de la misma empresa.

## **5.6. PLAN DE MANTENIMIENTO PROPUESTO**

El plan de mantenimiento preventivo y predictivo junto a sus frecuencias se ha definido a partir de la identificación y necesidad de acciones a ejecutar para mitigación y control de las amenazas a las que están expuestos estos sistemas, y los cuales se presentaran en las siguientes tablas.

En la siguiente tabla se muestra de forma resumida el plan de mantenimiento preventivo y predictivo para los sistemas de transporte, según las amenazas descritas más arriba, teniendo en cuenta las acciones a tomar desde el diseño del sistema.

**Tabla 7. Resumen del plan de mantenimiento de sistemas de transporte**

AMENAZA	RIESGO	MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO
		Desde el Diseño	En operación	
Corrosión Interna	Pérdida de contención	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Base de Diseño                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Piping Material Class (PMC)</li> <li>- Condiciones de diseño</li> <li>- Selección de materiales</li> <li>- Cálculo de espesor de tubería</li> </ul> </li> <li>▪ Diseño de líneas de transporte piggables.</li> <li>▪ Eliminar humedad y contaminantes que afecten la calidad del producto transportado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inyección de Inhibidor de corrosión</li> <li>▪ Limpieza interna de tuberías con raspadores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lectura de probetas y cupones para medición de velocidad de erosión y corrosión.</li> <li>▪ Ejecución de Ensayos No destructivos (ENDS)</li> <li>▪ Inspección en línea (ILI)</li> <li>▪ Ejecución de pruebas fisicoquímicas de líquidos y gases transportados (pH, Hierro, humedad del gas, parafinas, etc.)</li> </ul>
Corrosión Externa		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Piping Material Class                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones de diseño</li> <li>- Selección de materiales</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rutinas de Inspección de URPC y camaras anódicas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rutinas de inspección del sistema de protección catódica.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- CIPS</li> <li>- DCVG</li> <li>- Poste a Poste</li> </ul> </li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cálculo de espesor de tubería</li> <li>▪ Recubrimiento como primera barrera <ul style="list-style-type: none"> <li>- FBE</li> <li>- Dual</li> <li>- Tricapa</li> </ul> </li> <li>▪ Protección Catódica <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impresa</li> <li>- Galvánica</li> </ul> </li> <li>▪ Aseguramiento de calidad</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ejecución de pruebas de resistividad del suelo</li> <li>▪ Pruebas fisicoquímicas del suelo</li> <li>▪ Ejecución de Ensayos No destructivos</li> <li>▪ Inspección en línea (ILI)</li> <li>▪ Inspección del DDV</li> </ul>
Daños Por Construcción		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Procedimientos de construcción <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recepción y liberación de materiales</li> <li>- Zanjado</li> <li>- Bajado</li> <li>- Soldadura</li> <li>- Doblado</li> <li>- Pernado</li> <li>- Recubrimiento</li> </ul> </li> <li>▪ Aseguramiento de calidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Manejo del Cambio (MoCs).</li> <li>▪ Socialización de nuevos proyectos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ejecución de Ensayos No destructivos (ENDs)</li> <li>▪ Inspección en línea (ILI)</li> <li>▪ Rutinas de inspección del sistema de protección catódica. <ul style="list-style-type: none"> <li>- CIPS</li> <li>- DCVG</li> <li>- Poste a Poste</li> </ul> </li> <li>▪ Inspección del DDV</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pre y comisionamiento</li> </ul>		
Daños por Terceros		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definición de servidumbre del DDV</li> <li>▪ Tubería enterrada y dentro de bunkers</li> <li>▪ Señalización de cruces</li> <li>▪ Definición de HCAs</li> <li>▪ Acuerdo con terceras partes (comunidades, aliados, empresas públicas) y concientización a comunidades y empresas vecinas</li> <li>▪ Instalación de válvulas de control y ESDVs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instalación de barreras de protección.</li> <li>▪ Instalación e inspección de señalización.</li> <li>▪ Charlas de concientización de riesgos y peligros con terceros.</li> <li>▪ Inspección rutinaria del DDV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inspección visual del DDV <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recorrido del DDV</li> <li>- Fotogrametría</li> <li>- Inspección con Drone</li> </ul> </li> <li>▪ Inspección en línea (ILI)</li> </ul>
Geotecnia		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Piping Material Class <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones de diseño</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instalación e inspección de obras de contención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inspección visual del DDV <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recorrido del DDV</li> <li>- Fotogrametría</li> </ul> </li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Selección de materiales</li> <li>- Cálculo de espesor de tubería</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definir trayectoria de la tubería.</li> <li>▪ Diseño de obras de geotecnia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instalación e inspección de estructuras para control de erosión y manejo de aguas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inspección con Drone</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ejecución de Topografía y batimetrías</li> <li>- Instalación de mojones y balizas de seguimiento</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inspección en línea (ILI)</li> </ul>
Sobre presión		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bases de diseño</li> <li>▪ HAZOPS</li> <li>▪ Piping Material Class (PMC) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Selección de materiales.</li> </ul> </li> <li>▪ Válvulas de alivio de presión (PSVs).</li> <li>▪ Válvulas de parada de emergencia (SDV)</li> <li>▪ Sistemas Instrumentados de Seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inspección y pruebas de válvulas de alivio de presión (PSVs).</li> <li>▪ Inspección y pruebas de válvula de parada de emergencia (ESDV)</li> <li>▪ Inspección y pruebas de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)</li> <li>▪ Ejecución de Plan de Auditorías</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monitoreo de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas Instrumentados de Seguridad</li> <li>- Válvulas de control y de seguridad</li> <li>- Indicadores locales de presión y temperatura.</li> </ul> </li> </ul>

Operación Incorrecta		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bases de diseño y ventanas operativas</li> <li>▪ HAZOPS</li> <li>▪ Operaciones con procedimiento.</li> <li>▪ Sistemas de control y dispositivos de seguridad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Seguimiento y control de ventanas operativas</li> <li>▪ Inspección y pruebas de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)</li> <li>▪ Certificación de competencias</li> <li>▪ Ejecución de Plan de Auditorías.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monitoreo de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas Instrumentados de Seguridad</li> <li>- Válvulas de control y de seguridad</li> <li>- Indicadores locales de presión y temperatura.</li> </ul> </li> </ul>
Falla de equipos		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Especificaciones de diseño <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones de diseño</li> <li>- Selección de materiales.</li> </ul> </li> <li>▪ Aseguramiento de calidad</li> <li>▪ Pruebas de comisionamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rutinas de mantenimiento preventivo de la empresa y recomendado por el fabricante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inspección visual y mecánica</li> <li>▪ Ejecución de Ensayos No Destructivos (ENDs) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Termografía</li> <li>- Ultrasonido</li> <li>- Análisis de vibraciones</li> </ul> </li> </ul>

Fuente. Autor

## 5.7. PLAN DE MONITOREO PREVENTIVO Y FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN

El Mantenimiento Preventivo son todas las acciones de intervención técnicas, administrativas y de gestión que se realizan a intervalos predeterminados o de acuerdo con criterios establecidos, por la gerencia de mantenimiento y que está destinado a reducir la probabilidad de fallo o la degradación del funcionamiento de un elemento.<sup>26</sup>

**Tabla 8. Plan de monitoreo preventivo y frecuencias de inspección**

<b>Tareas de mantenimiento preventivo</b>	<b>Sub tareas</b>	<b>Frecuencia</b>
Inyección de Inhibidor de corrosión	Aplicar inhibidor de corrosión según el plan de manejo de corrosión interna en las cantidades y frecuencias según monitoreos de corrosión realizados.	Según el plan de manejo de corrosión interna.
	Medición automatizada del volumen de Inyección de inhibidor	Diario con alarma automática
	Control de flujo del inhibidor	Diario con alarma automática
Rutina de inspección de sistema de inyección de inhibidores	Inspección preventiva de recipientes de almacenamiento, bombas, filtros, tubing y medidores.	Semestral
	Pruebas de desempeño de PSVs y calibración.	

<sup>26</sup> BORRÁS, Carlos. Conceptualización para el Mantenimiento Preventivo. Colombia: Yopal, 2019. 4 p.

	Chequeo de operación de la bomba	Diario con alarma automática
Limpieza interna de tuberías con raspadores.	Envío de raspadores de limpieza.	Semestral
Inspección de URPC y camas anódicas.	Inspección y prueba de disponibilidad de unidades rectificadoras.	Mensual
	Mantenimiento preventivo de URPC	Trimestral
	Monitoreo calidad de aceite dieléctrico	3 años
Manejo del Cambio (MoCs) y Socialización de nuevos proyectos.	<p>Realizar el adecuado manejo del cambio en sistemas y equipos según requerimientos de operaciones y mantenimiento en los que mínimamente se contemple:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- BOD y bases de operación incluyendo cambio de uso.</li> <li>- Cambios en el registro de riesgos (cambios de clase de localidad, de densidad poblacional, etc.).</li> <li>- Modificaciones físicas.</li> <li>- Operaciones incluyendo cambios temporales para procedimientos operacionales.</li> </ul>	Por requerimiento

	- Cambios organizacionales	
Instalación de barreras de protección.	Definir zonas de alta consecuencia de daño.	Por requerimiento
Instalación e inspección de señalización	Para la instalación de señalización, definir zonas de cruces de vía, cruces de otros sistemas de transporte, ríos, zonas de alta consecuencia (colegios, hospitales, zonas habitadas, empresas).	Instalación por requerimiento.
	Inspección del estado de la señalización.	Recorrido DDV Mensual.
Charlas de concientización de riesgos y peligros con terceros.	Divulgación de acuerdos, riesgos y peligros a comunidades, empresas de servicios públicos y propietario de predios vecinos del sistema de transporte.	Anual
Instalación e inspección de obras de contención.	Realizar recorridos de inspección del DDV para determinar zonas de inestabilidad de terreno que requieran obras de contención.	Obras de contención, según recomendaciones de los hallazgos realizados
	Inspección preventiva de las obras de contención	Alineado al recorrido mensual del DDV
Instalación e inspección estructuras para control de erosión y manejo de aguas.	Realizar recorridos de inspección del DDV para determinar zonas que requieran obras para manejo de aguas que eviten erosión o deslizamiento del terreno.	Obras para control de erosión, según recomendaciones de los hallazgos realizados.

	Inspección preventiva de las obras de contención	Recorrido DDV Mensual.
Inspección y pruebas de válvulas de alivio de presión (PSVs).	Prueba de desempeño, calibración y limpieza.	Semestral
Inspección y pruebas de válvula de parada de emergencia (ESDV)	Prueba de desempeño, lubricación e inspección visual.	Semestral
Inspección y prueba de válvulas de corte	Prueba de desempeño, lubricación e inspección visual.	Anual
Inspección y pruebas de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS)	Pruebas de lazos de control, calibración e inspección visual.	Mensual
Ejecución de Plan de Auditorías	Realizar auditorías a la ejecución del plan de mantenimiento preventivo y predictivo, así como el seguimiento a procedimientos de operación y certificación de competencias del personal.	Anual
Seguimiento y control de ventanas operativas	Realizar seguimiento y control al cumplimiento de las ventanas operativas de los sistemas.	Diario
Certificación de competencias	Verificar las habilidades y competencias del personal de operaciones y mantenimiento.	Anual
Inspección de equipos	Inspección visual de equipos y componentes que se encuentran sobre superficie.	Anual o recomendaciones del fabricante

**Fuente. Autor**

## 5.8. PLAN DE MONITOREO PREDICTIVO Y FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN

Según Jaramillo, en su libro de mantenimiento predictivo<sup>27</sup>. El mantenimiento predictivo es el conjunto de actividades de seguimiento y diagnóstico continuo (monitorización) de un sistema, que permite una intervención correctora inmediata como consecuencia de la detección de algún síntoma de falla. También se conoce como mantenimiento según condición o estado.

El mantenimiento predictivo es una filosofía o actitud que, dicho de forma sencilla, usa la condición real de operación de un equipo o sistema para optimizar la operación total de la planta. Un programa de gestión del mantenimiento predictivo completo usa las herramientas más rentables para obtener las condiciones de operación reales de los sistemas críticos de la planta. Basado en estos datos reales se programan todas las actividades de mantenimiento de acuerdo como se va necesitando.

Incluir el mantenimiento predictivo en un programa de gestión de mantenimiento completo optimiza la disponibilidad de maquinaria de proceso y reduce en gran medida el costo asociado al mantenimiento.

**Tabla 9. Plan de monitoreo predictivo y frecuencias de inspección**

<b>Tareas de mantenimiento predictivo</b>	<b>Sub tareas</b>	<b>Frecuencia</b>
Lectura de probetas y cupones para medición de velocidad de erosión y corrosión.	Lectura de probetas para calcular velocidad de corrosión	Mensual
	Inspección de cupones para determinar daños por corrosión	Trimestral

<sup>27</sup> JARAMILLO, Julian. Filosofía, gestión tecnológica y teoría de la predicción. Colombia, 2019. 5 p.

	Medición de sólidos para determinar velocidad de erosión	Mensual
Ejecución de pruebas fisicoquímicas de líquidos y gases transportados	Medición de pH Medición H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> disuelto Medición de BSR Medición de O <sub>2</sub> Medición de Hierro Total Medición parafinas	Mensual
	Medición humedad del gas Medición de Gases Corrosivos	Cada 15 días Cada 4 meses
Inspección en línea (ILI)	Limpieza mecánica con pigs Inspección con herramienta inteligente	3 a 5 años
Ejecución de Ensayos No destructivos (ENDS)	Ultrasonido	Según requerimiento
	Termografía	
	Análisis de vibraciones	
	Radiografía	Anual
Rutinas de inspección del sistema de protección catódica.	Medición de potenciales CIPS	5 años o 3 años para zonas desprotegidas
	Inspección de recubrimiento DCVG	
	Valoración de la Resistividad del suelo	
	Valoración Fisicoquímica del suelo	
	Valoración biológica del suelo	
	Valoración electroquímica del suelo	
	Verificación potenciales poste a poste, aislamientos eléctricos y corrientes en cajas de puentes eléctricos	Anual
Inspección visual del Derecho de Vía (DDV)	Recorrido de inspección del DDV	Bimensual
	Recorrido de inspección de zonas de alta consecuencia	Mensual

	Inspección con Drone	Semestral
	Fotogrametría	Anual
Ejecución de Topografía y batimetrías	Topografía	Semestral en zonas inestables
	Batimetría	Anual
Inspección de equipos de control y seguridad	Sistemas Instrumentados de Seguridad	Mensual
	Válvulas de control y de seguridad	Mensual
	Indicadores locales de presión y temperatura.	Mensual

**Fuente. Autor**

## 5.9. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO (KPI)

A partir de las amenazas descritas anteriormente para controlar a través de este modelo de plan de mantenimiento, también se proponen implementar los indicadores claves de desempeño de la tabla de abajo junto a su objetivo límite de control, con el fin de hacer seguimiento al comportamiento de las barreras de mitigación.

**Tabla 10. Indicadores Claves de desempeño (KPI)**

Control	Indicador Clave Desempeño	Target	Frecuencia de medición	Forma de calcularlo
PLANEACION	Relación Planeado / Ejecutado	>90%	Mensual	(ODT planeadas / ODT ejecutadas)
CORROSION INTERNA	No. fallas causadas por corrosión interna	0	Mensual	Contabilizar cantidad de fallas
	% Disponibilidad de bombas de inyección de inhibidor	≥95%	Mensual	N° de horas de trabajo efectivo en

				el mes / (N° de días del mes x 24 horas)
	% Cumplimiento de velocidad de corrosión generalizada $\leq 2$ mpy	$\geq 95\%$	Mensual	N° de puntos monitoreados con valores $\leq 2$ mpy / N° total de puntos monitoreados
	% Cumplimiento de velocidad de erosión generalizada $< 2$ mpy	$\geq 95\%$	Mensual	N° de puntos monitoreados con valores $\leq 2$ mpy / N° total de puntos monitoreados
	% Cumplimiento con el criterio $\leq 100$ bact / ml para BSR	$\geq 95\%$	Mensual	N° de puntos monitoreados con valores $\leq 100$ bact / ml / N° total de puntos monitoreados
	% Cumplimiento del criterio de inyección de inhibidores de corrosión $\geq 95\%$ .	$\geq 95\%$	Mensual	Consumo real mes / Consumo proyectado
	% Cumplimiento de especificación de humedad del gas de reinyección $\leq 6$ lbs/mmscf	100%	Quincenal	Cumplimiento de target
CORROSION EXTERNA	No. fallas causadas por corrosión externa	0	Mensual	Contabilizar cantidad de fallas
	% cumplimiento de criterios de potenciales de protección catódica - 850 mV	$\geq 95\%$	Mensual	Longitud del sistema protegido con el criterio / Longitud total del sistema

	% Disponibilidad de rectificadores	100%	Mensual	N° de horas de trabajo efectivo en el mes / (N° de días del mes x 24 horas)
	Daños de recubrimiento	0	Mensual	Contabilizar defectos de recubrimiento en inspección DCVG.
GEOTECNIA	No. Eventos por geotecnia	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos de geotecnia
DAÑOS POR TERCEROS	No. Eventos por terceros	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos ocasionados por terceros
FALLA DE EQUIPOS	No. Falla de equipos	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos ocasionados por falla de cualquier componente del sistema
	No. Fugas	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos de fuga.
SOBRE PRESION	No. disparo de PSVs por sobre presión	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos de disparo de PSVS por sobrepresión
OPERACIONES INCORRECTAS	No. Daño de equipos por operaciones incorrectas.	0 eventos / Kilometro - año	Mensual	Contabilizar eventos ocasionados por falla de cualquier componente del sistema

**Fuente. Autor**

## 6. CONCLUSIONES

El modelo de plan de mantenimiento preventivo y predictivo propuesto para los sistemas de transporte de la industria Oil & Gas, se ha realizado mediante la identificación de sus componentes y las condiciones que pudiesen afectar su disponibilidad y confiabilidad, de tal manera que desde el diseño, así como durante su construcción y en operación se tomen las acciones que prevengan o mitiguen la materialización de dichas amenazas y eviten paradas no planeadas, pérdidas de producción, pérdida de imagen corporativa o en el peor de los casos afectación a las personas o al medio ambiente.

Como una vez puesto en operación el sistema, van a aparecer otras amenazas por las mismas condiciones del servicio, se ha realizado un modelo de plan de mantenimiento preventivo y predictivo mediante la identificación de dichas amenazas, las barreras de mitigación y prácticas de monitoreo para evitar que estas se materialicen.

Junto a la identificación de amenazas y las acciones de mitigación mediante el plan de mantenimiento, se ha realizado también la identificación de los indicadores claves de desempeño de las barreras propuestas, de tal manera que tanto la gerencia de operaciones como de mantenimiento, conozcan su control y les facilite la toma de decisiones a tiempo y de forma costo-efectivas para mantener los activos dentro de una operación confiable, rentable y segura.

La implementación de este modelo de plan de mantenimiento permitirá mantener en control las condiciones que amenazan al sistema, de tal manera que se tomen medidas oportunas que eviten fallas que no solamente generan consecuencias a la rentabilidad del negocio, sino que también afectan comunidades, medio ambiente, clientes y reputación.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. La Cadena del Sector Hidrocarburos. [En línea]. (Recuperado en 18 noviembre 2012). Disponible en <https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities. API 1109-10. 4ed. NW, Washington: API, 2010. 8 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Integrity Operating Windows. API 584-2014. 1ed. NW, Washington: API, 2014. 7 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure-relieving and Depressuring Systems. API STD 521-2014. 6ed. NW, Washington: API, 2020. 16-63 p.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. ASME B31.4-2020. Nueva York: 2020. 138 p.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing System Integrity of Gas Pipelines. ASME B31.8S-2018. New York. 2018. 3 p.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME B31.8-18. Nueva York: 2018. 206 p.

BORRÁS, Carlos. Conceptualización para el Mantenimiento Preventivo. Colombia: Yopal, 2019. 4 p.

CEPA FOUNDATION INC. and INGAA Foundation Inc. A Practical Guide for Pipeline Construction Inspectors. 2016. p. 16-130.

FRACTTAL. Diferencias entre gestión de activos físicos y gestión de mantenimiento. [En línea]. (Recuperado en octubre 2020). Disponible en Internet: <https://www.fracttal.com/2018/08/07/diferencias-gestion-activos-y-mantenimiento/>

IDEALEX. Upstream, Midstream y Downstream, tres conceptos que debes manejar en Oil & Gas. [En línea].(Recuperado en 9 julio 2018). Disponible en <https://idealex.press/upstream-midsteam-y-downstrem-tres-conceptos-que-debes-manejar-en-oil-gas/>

JARAMILLO, Julian. Filosofía, gestión tecnológica y teoría de la predicción. Colombia, 2019. 5 p.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. NACE SP0169-13. Houston, Texas. 2013. p 17-22. ISBN 1-57590-035-1

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 15.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 16.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Curso corrosión interior de ductos. NACE International, 2018. p. 17.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts. NACE RP 0192-2012. Houston, Texas. 2012. p. 1. ISBN 1-57590-073-4

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology. NACE SP0204-2015. Houston, Texas. 2015. 1 p. ISBN: 1-57590-191-9.

NIETO, Steven. Mantenimiento industrial. [En línea]. (Recuperado en mayo de 2009). Disponible en: <http://mantenimientosindustriales2009.blogspot.com/2009/05/historia-del-mantenimiento.html>

PROMIGAS. Gas Natural en Colombia. [En línea]. (Recuperado en 2020). Disponible en:

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe%20Sector%202020/Gas-Natural-en-Colombia.aspx>

RELIABILITYWEB.COM. Gestión de Activos y Ciclo de Vida. [En línea]. (Recuperado en octubre 2020). Disponible en: <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-de-activos-y-ciclo-de-vida/#:~:text=El%20ciclo%20de%20vida%20de,eventual%20reciclaje%2C%20des%20%C3%B3%20disposici%C3%B3n>.

U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. Fact Sheet: Equipment Failure [En línea]. (Recuperado en 29 julio 2014). Disponible en: <https://primis.phmsa.dot.gov/comm/FactSheets/FSEquipmentFailure.htm?nocache=4170>