

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACION QUE PERMITA  
DESARROLLAR UN PROGRAMA ESTRATÉGICO DE GESTION PARA LA  
MITIGACION DE LOS RIESGOS EN EL AREA DE INTEGRIDAD Y  
CONTROL DE LA CORROSIÓN EN EL GASODUCTO CUSIANA – LA  
BELLEZA PROPIEDAD DE TGI S.A E.S.P**

**ALEJANDRO RUIZ RUBIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACION QUE PERMITA  
DESARROLLAR UN PROGRAMA ESTRATÉGICO DE GESTION PARA LA  
MITIGACION DE LOS RIESGOS EN EL AREA DE INTEGRIDAD Y  
CONTROL DE LA CORROSIÓN EN EL GASODUCTO CUSIANA – LA  
BELLEZA PROPIEDAD DE TGI S.A E.S.P**

**ALEJANDRO RUIZ RUBIO**

**Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos.**

**EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA  
ESPECIALISTA EN INTEGRIDAD DE GASODUCTOS TGI S.A**

**NICOLAS SANTOS SANTOS  
DIRECTOR DE ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

## **DEDICATORIA**

*A Dios, fuente inquebrantable de amor y bondad, que con su misericordia e iluminación hace posible que se alcancen nuestros sueños*

*A Diana Marcela Guerrero quien es la manifestación del amor de Dios en mi vida, siempre te amare mi princesa hermosa.*

*A Mis Padres, a quienes amo y aprecio. En los momentos de alegrías y tristezas me han brindado su apoyo incondicional, su amor y su comprensión, y para mí, han sido y serán, el verdadero ejemplo a seguir.*

*A Sergio, Erwin, German, Tom, Gustavo, Ivan, Juan, Oscar, Jhon, Frank, y demás amigos, quienes han estado conmigo para afrontar los momentos más difíciles vividos en la universidad.*

*Al viejo Wilmer, quien junto a Dios se encuentra, este triunfo lo comparto contigo, ya que confiaste en mí hasta el final.*

**Alejandro Ruíz Rubío**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradecimiento muy especial al Ingeniero Nicolás Santos Santos y al ingeniero Eduardo Cristancho Figuera, por la colaboración, la confianza y el apoyo que me han brindado para la realización de este proyecto. Sin su guía no sería posible la realización de este mundo de ideas.*

## RESUMEN

### TÍTULO:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACION QUE PERMITA DESARROLLAR UN PROGRAMA ESTRATÉGICO DE GESTION PARA LA MITIGACION DE LOS RIESGOS EN EL AREA DE INTEGRIDAD Y CONTROL DE LA CORROSIÓN EN EL GASODUCTO CUSIANA – LA BELLEZA PROPIEDAD DE TGI S.A. E.S.P\*

### AUTORES:

ALEJANDRO RUIZ RUBIO \*\*

### PALABRAS CLAVE:

Gasoducto, integridad, amenazas estables, amenazas dependientes del tiempo, amenazas independientes del tiempo, diseño, construcción operación, mantenimiento.

### DESCRIPCIÓN:

La creación de una línea base de información que posibilite la ejecución de un programa de administración de integridad en líneas de transporte de gas con el objeto de mejorar la seguridad de sus sistemas y operaciones es de vital importancia en la industria del transporte de hidrocarburos; pues se genera un impacto positivo sobre las operaciones rutinarias que se realizan en el transporte del gas.

Inicialmente se realiza una descripción breve pero concisa de los elementos que componen un sistema de tuberías de transporte de gas. Seguidamente se muestra la clasificación de las amenazas que pueden existir en cualquier gasoducto y además se presenta una guía completa y detallada de los elementos de información que se deben recopilar e integrar para desarrollar un programa estratégico de gestión para la mitigación de los riesgos en el área de integridad y control de la corrosión en el gasoducto Cusiana-La Belleza basados en las más estrictas normas y estándares internacionales competentes para garantizar confiabilidad y seguridad en el sistema de transporte de gas.

El impacto generado por la implementación de este sistema de información, permitirá la reducción considerable de tiempo, costos en la operación y mantenimiento del gasoducto además proporcionará al operador elementos que complementados con la experticia del personal especializado en integridad, le proporcionaran herramientas sólidas de información y caracterización de las zonas de amenaza para desarrollar un programa estratégico y completo de gestión para la mitigación de los riesgos en el área de integridad, reduciendo factores de riesgo considerables tanto para los intereses de la compañía transportadora como para la compañía propietaria del gas y la comunidad en general.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\*FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS; ING. NICOLAS SANTOS SANTOS, ING EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA

## SUMMARY

**TITLE:**

IMPLEMENTATION OF A INFORMATION SYSTEM THAT ALLOW TO DEVELOP A STRATEGIC PROGRAM OF MANAGEMENT FOR THE MITIGATION OF RISKS IN THE INTEGRITY AREA AND CORROSION CONTROL IN THE CUSIANA – LA BELLEZA PIPELINE PROPERTY OF TGI S.A E.S.P\*

**AUTHORS:**

ALEJANDRO RUIZ RUBIO\*\*

**KEYWORDS:**

Pipeline, integrity, artificial stable damages, dependent of time damages, independent of time damages, design, construction, operation, maintenance.

**DESCRIPTION:**

The implementation of a information system that allow to develop a program of management in pipeline to improve the security and operation in this system has a big importance in the oil and gas transportation industry operation, so this produce a positive impact in the gas transportation daily operations.

Initially be realizing a brief description but concise of the elements that compound a gas pipeline system. Then is showed the classification of the damages that can exist in a pipeline system and besides is showed a complete and detailed guide of the information elements, which should be collected and integrated to develop a strategic program of management for the mitigation of the risks in the integrity area and corrosion control in the Cusiana – La Belleza pipeline, based in strict rules and competent international standards to guarantee reliability and security in the pipeline systems.

The impact generated for implementation of this information system, will allow reduce substantial time, costs in the operation and the pipeline maintenance also it will give to the operator elements that supplemented with the expertise of the integrity specialist will give solid information tools and the characterization of the damages zones to develop a strategic and complete program of management for the mitigation of risks in the integrity area, reducing substantial risk agents like for the pipeline company interests like the gas owner company and the general community.

---

\* DEGREE PROJECT

\*\*PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING;  
ENG. NICOLAS SANTOS SANTOS, EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES	3
2. ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE TUBERIAS	7
2.1 DEFINICIONES	7
2.1.1 Compañía operadora	7
2.1.2 Derecho de vía privado	8
2.1.3 Invasión paralela	8
2.1.4 Salidas a presión (hot taps)	8
2.1.5 Cámara	8
2.1.6 Gasoducto	9
2.2 SISTEMA DE TUBERIA	10
2.2.1 Sistemas de transporte	10
2.2.2 Línea de transporte	12
2.2.3 Campo de almacenamiento	12
2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCION	13
2.3.1 Sistemas de Distribución de baja presión	13
2.3.2 Sistemas de Distribución de alta presión	13
2.3.3 Línea Principal de gas o línea principal de distribución	13
2.3.4 Línea de servicio de gas	14
2.3.5 Sistema de recolección	14
2.3.6 Línea de recolección	14
2.4 SISTEMAS DE MEDICION	15
2.4.1 Medidor del cliente	15
2.4.2 Conjunto o juego del medidor	15
2.5. SISTEMAS DE REGULACION	15
2.5.1. Regulador de servicio	15

2.5.2 Regulador de Monitoreo	15
2.5.3 Estación reguladora de presión	16
2.5.4 Estación limitadora de presión	16
2.5.5 Estación de alivio de presión	16
2.6 SISTEMAS DE VALVULAS	17
2.6.1 Válvula de retención	17
2.6.2 Válvula de línea de servicio	17
2.6.3 Válvula de Bordillo	18
3. TERMINOLOGIA PARA LA EVALUACION DE INTEGRIDAD	19
4. CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS A LA INTEGRIDAD DE UN GASODUCTO.	29
4.1 AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO	29
4.2 AMENAZAS ESTABLES	30
4.3 AMENAZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO	31
5. RECOPIACION E INTEGRACION DE LA INFORMACION	33
5.1 FUENTES DE INFORMACION	34
6. CARTAS DE PROCESO DE AMENAZAS Y PLANES PRESCRIPTIVOS DE MANEJO DE INTEGRIDAD	38
6.1 AMENAZA DE CORROSION EXTERNA	38
6.1.1 Recolección, revisión e integración de información.	39
6.1.2 Criterios y evaluación de riesgos.	40
6.1.3 Evaluación de integridad.	41
6.1.4 Respuestas y mitigación.	42
6.1.5 Información adicional.	43
6.1.6 Intervalos de evaluación.	43
6.1.7 Medidas de desempeño.	44
6.2 AMENAZA DE CORROSION INTERNA.	45
6.2.1 Recolección, revisión e Integración de información.	45

6.2.2 Criterios y evaluación de riesgos.	46
6.2.3 Evaluación de Integridad.	47
6.2.4 Respuestas y Mitigación.	48
6.2.5 Otra Información.	49
6.2.6 Intervalos de Evaluación.	50
6.2.7 Medidas de Desempeño.	50
6.3 AMENAZA DE FRACTURA POR CORROSIÓN (SCC)	51
6.3.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.	51
6.3.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.	52
6.3.3 Evaluación de Integridad.	53
6.3.4 Información adicional.	57
6.3.5 Medidas de Desempeño.	57
6.4 AMENAZA POR ENSAMBLE (UNION DE TUBO Y TUBO).	58
6.4.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.	58
6.4.2 Criterios y Evaluación de Riesgos.	59
6.4.3 Evaluación de Integridad.	60
6.4.4 Respuestas y Mitigación.	60
6.4.5 Otra Información.	61
6.4.6 Intervalo de Evaluación.	61
6.4.7 Medidas de Desempeño.	61
6.5 AMENAZA POR CONSTRUCCIÓN (SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL, SOLDADURA DE ENSAMBLE)	62
6.5.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.	62
6.5.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.	64
6.5.3 Evaluación de Integridad.	65
6.5.4 Respuestas y Mitigación.	65
6.5.5 Otra Información.	65
6.5.6 Intervalos de Evaluación.	66
6.5.7 Medidas de Desempeño.	66

6.6 AMENAZAS DE EQUIPO (EMPAQUES Y ANILLOS, SELLOS/EMPAQUETADURA DE LA BOMBA).	67
6.6.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.	67
6.6.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.	68
6.6.3 Evaluación de Integridad.	69
6.6.4 Respuestas y Mitigación.	69
6.6.5 Otra Información.	69
6.6.6 Intervalos de Evaluación.	70
6.6.7 Medidas de Desempeño.	70
6.7 AMENAZA DE DAÑO POR TERCEROS (VANDALISMO O TUBO DAÑADO PREVIAMENTE).	71
6.7.1 Recolección, Revisión e Integración de Datos.	71
6.7.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.	72
6.7.3 Evaluación de Integridad.	72
6.7.4 Respuestas y Mitigación.	73
6.7.5 Otra Información.	73
6.7.6 Intervalos de Evaluación.	74
6.7.7 Medidas de Desempeño.	74
6.8 AMENAZA POR OPERACIONES INCORRECTAS.	75
6.8.1 Recolección, Revisión e Integración de Datos.	75
6.8.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.	76
6.8.3 Evaluación de Integridad.	76
6.8.4 Respuestas y Mitigación.	76
6.8.5 Información Adicional.	77
6.8.6 Intervalos de Evaluación.	77
6.8.7 Medidas de desempeño.	77

6.9 AMENAZAS RELACIONADAS CON EL CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS (MOVIMIENTO DE TIERRA, FUERTES LLUVIAS O INUNDACIONES, CLIMA FRIO, DESCARGAS ELÉCTRICAS)	79
6.9.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.	79
6.9.2 Criterios y Evaluación de Riesgos.	81
6.9.3 Evaluación de Integridad.	82
6.9.4 Respuestas y Mitigación.	82
6.9.5 Otra información.	82
6.9.6 Intervalo de Evaluación.	83
6.9.7 Medidas de Desempeño.	83
7. INFORMACION REUNIDA DURANTE EL DESARROLLO DEL PROYECTO PILOTO.	84
7.1 CARTA DE SOLDADURAS.	86
7.2 DERIVACIONES – SISTEMAS DE RAMALES.	87
7.3 INSTALACIONES DEL GASODUCTO.	87
7.4 CONTROL DE CORROSION.	89
7.5 SISTEMA DE CONTROL DE CORROSION EXTERNA.	91
7.6 TRAZADO AEREO.	92
7.7 INSPECCION DE LA LINEA.	93
7.8 PERFIL DE ELEVACION.	99
7.9 TOPOGRAFIA Y GEOLOGIA DEL TERRENO.	100
8. RESUMEN DEL PLANTEAMIENTO Y REALIZACION DEL PROYECTO.	104
CONCLUSIONES	106
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	109

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Mapa de la red nacional de gasoductos	3
Figura 2. Gas natural	7
Figura 3. Primer plano de un gasoducto	9
Figura 4. Sistema de transporte	10
Figura 5. Sistema de Gasoductos propiedad de TGI S.A E.S.P	11
Figura 6. Línea de Transporte	12
Figura 7. Válvulas de retención utilizadas en la industria del transporte de gas	17
Figura 8. Diagrama de Amenazas	32
Figura 9. Deterioro en línea de transporte causado por corrosión	38
Figura 10. Típico marrano de limpieza de cepillos	90
Figura.11. Tramo aéreo del gasoducto.	92
Figura.12. PK 168+380. Tubería revestida 100% sólidos.	95
Figura.13. PK 52+210 – 52+882. Labores de pintura en 100 % sólidos	96
Figura.14. PK 141+505 Detalle sector pintado con alta presencia de corrosión.	97
Figura. 15. fotografía de la topografía del terreno de un tramo del gasoducto ubicado en el PK 141 + 450.	101
Figura. 16. Panorámica de la topografía del terreno en el PK 167+800 AL 168+800, en el Cerro la Gloria.	103
Figura. 17. Plan de administración de integridad Amenaza de corrosión externa.	112
Figura. 18. Plan de administración de integridad por amenaza de corrosión interna.	113

Figura. 19. Programa de administración de integridad amenaza de fractura por corrosión	114
Figura. 20. Plan de administración de integridad por amenaza en la fabricación (tubo y empalme).	115
Figura. 21. Plan de administración de integridad por amenaza en la construcción (soldadura circunferencial, soldadura de ensamble, dobleces corrugados, o roscas dañadas, tubos/acoples rotos)	116
Figura. 22. Plan de administración de integridad para amenaza de equipo (empaquete y anillo, control/emisión, sello/empaquetadura de la bomba).	117
Figura. 23. Plan de administración de integridad para amenaza de daño por terceros (daño causado por terceros (inmediato), vandalismo, tubo dañado previamente).	118
Figura. 24. Plan de administración de integridad de amenaza por operaciones incorrecta).	119
Figura. 25. Plan de administración de integridad relacionado con el clima y amenazas por agentes externos (movimiento de tierra, lluvias fuertes o inundaciones, clima frío, descargas eléctricas)	120
Figura. 26. Herramienta convencional de flujo magnético.	123
Figura. 27. Herramienta de alta resolución de flujo magnético.	124

## LISTA DE TABLAS

**Pag.**

Tabla. 1. Fuentes típicas de información para el programa de integridad de ductos

37

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Estándares guía para gestión de integridad.	111
ANEXO B. Evaluación de integridad	121

## **INTRODUCCION**

Los operadores de los sistemas de tuberías trabajan continuamente para mejorar la seguridad de sus sistemas y operaciones. Los sistemas de gestión de integridad son aplicables a redes de tuberías en tierra, construidas con materiales ferrosos y que transporten gas. Sistema de tubería significa todas las instalaciones físicas a través de las cuales se transporta gas, incluyendo tubos, válvulas, accesorios de los tubos, compresores, estaciones medidoras, estaciones reguladoras, retenedores y cualquier otro accesorio. Administrar la integridad de un sistema de gasoducto es el objetivo principal de cualquier operador. Los operadores desean continuar entregando gas natural a sus clientes de una forma segura y confiable sin efectos adversos sobre los empleados, el público, los clientes o el ambiente. La operación sin incidentes ha sido y continúa siendo el mayor objetivo de la industria de los gasoductos.

La política de integridad de TGI. S.A. E.S.P, está orientada a mantener la infraestructura dentro de parámetros de confiabilidad de tal forma que se preste el servicio de transporte de gas cumpliendo parámetros técnicos, minimizando los riesgos asociados y aumentando la seguridad de la operación, logrando así aumentar la vida útil de la infraestructura de sus gasoductos. Para ello se cuenta con los recursos técnicos, económicos que permiten alcanzar las metas propuestas.

Teniendo en cuenta lo anterior TGI S.A Transportadora de Gas del Interior ha suscrito un convenio con la CIC corporación para la investigación de la corrosión y COLCIENCIAS para desarrollar un sistema de información que posibilite el desarrollo del programa estratégico de gestión para la mitigación de las amenazas en el área de integridad y control de la corrosión en el gasoducto piloto Cusiana - La Belleza.

Este trabajo permite contemplar de una manera clara y concisa los procedimientos para la recolección e integración de la información referente a las amenazas que afectan la integridad del gasoducto acordes con el diseño, operación y mantenimiento de los sistemas de tubería de transporte de gas y basados en Normas Técnicas Internacionales, que le dan sustento y gran utilidad para su aplicación en los diferentes gasoductos de Colombia y en especial para aquellas compañías operadoras que aún no poseen un estándar definido en esta área y que aun no han desarrollado un programa de gestión de integridad en los gasoductos que operan.

Adicionalmente se exponen las consideraciones, los conceptos básicos para el desarrollo del sistema de información el cual debe contener toda la información existente relacionada con todas las amenazas que puedan llegar a atentar contra la integridad del gasoducto Cusiana La belleza y la terminología que se emplea en el área de integridad para líneas de gas.

## 1. GENERALIDADES

Un programa de Gestión de integridad comprensible, sistemático e integral proporciona los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de tubería. Tal programa le brinda al operador la información necesaria para ubicar con efectividad los recursos para las actividades de prevención, detección y mitigación que dan como resultado una mayor seguridad y la reducción del número de incidentes.



Figura 1. Mapa de la red nacional de gasoductos

Fuente: Tomado del portal en Internet de TGI S.A E.S.P

Los requerimientos funcionales para la Gestión de integridad deben ser llevados a nuevos sistemas de tubería desde la planeación inicial, diseño, selección de material y construcción. La Gestión de integridad de un ducto comienza con un buen diseño, una buena selección de material y una buena construcción del ducto. La guía para estas actividades se ofrece principalmente en el estándar ASME B31.8. También existen varios estándares de consenso que pueden ser usados, al igual que la normatividad jurisdiccional sobre seguridad del ducto. Si es necesario incorporar una nueva línea en un programa de Gestión de integridad, los requerimientos funcionales para la línea, incluyendo las actividades de prevención, detección y mitigación deben ser consideradas. Los registros completos de material, diseño, y construcción para la línea son esenciales para la iniciación de un buen programa de Gestión de integridad.

La integridad del sistema requiere del compromiso de todo el personal de operación, utilizando procesos integrados, comprensibles y sistemáticos para operar con seguridad y mantener los sistemas de tubería. Para tener un programa de Gestión de integridad efectivo, el programa debe estar enfocado en la organización del operador, en los procesos y en el sistema físico.

Un programa de Gestión de integridad es dinámico y debe ser flexible. Debe estar personalizado para ajustarse a las condiciones exclusivas de cada operador. Debe ser evaluado periódicamente y modificado para acomodarlo a los cambios en la operación del ducto, a los cambios en el ambiente de operación y la aparición de nueva información acerca del sistema. Se requiere la evaluación periódica para asegurar que el programa aproveche las tecnologías mejoradas y que utilice el mejor conjunto de actividades de prevención, detección y mitigación que estén disponibles para las

condiciones de un momento específico.

La integración de información es un componente clave para administrar la integridad del sistema. Un elemento esencial de la estructura de Gestión de integridad es la integración de toda la información pertinente al realizar las evaluaciones de riesgos. La información que pueda causar impacto en la comprensión del operador de los riesgos importantes para un sistema de tubería, viene de diversas fuentes. El operador está en la mejor posición de reunir y analizar esta información. Analizando toda la información pertinente, el operador puede determinar donde son mayores los riesgos de un incidente, y tomar decisiones prudentes para evaluar y reducir esos riesgos.

La evaluación de riesgos es un proceso analítico mediante el cual un operador determina las clases de eventos o condiciones adversas que podrían tener impacto en la integridad del ducto. También determina la posibilidad o probabilidad de esos eventos o condiciones que conllevará a la pérdida de la integridad, la naturaleza y severidad de las consecuencias que podría tener una falla. Este proceso analítico involucra la integración de diseño, construcción, operación, mantenimiento, prueba, inspección y cualquier otra información acerca del sistema de tubería. La evaluación de riesgos, que se encuentra en el sistema de información de un programa de Gestión de integridad, puede variar en alcance o complejidad y utilizar diferentes métodos o técnicas. El objetivo final de evaluar riesgos es identificar los riesgos más significativos para que un operador pueda desarrollar un plan efectivo y organizado de prevención, detección, mitigación para enfrentarlos.

Analizar los riesgos para la integridad de un ducto es un proceso continuo. El operador debe reunir periódicamente información adicional o nueva y experiencia de operación del sistema. Todos estos elementos se convierten en parte de las evaluaciones y análisis de riesgos que a su vez pueden exigir ajustes para el plan de integridad del sistema.

Se debe evaluar e implementar nueva tecnología cuando sea necesario. Los operadores del sistema de tubería deben adquirir la nueva tecnología que haya demostrado ser práctica. Las nuevas tecnologías pueden aumentar la capacidad de un operador para evitar ciertas clases de fallas, detectar riesgos más efectivamente o mejorar la mitigación de riesgos.

La medición de desempeño del sistema y el programa en sí es una parte integral de un programa de gestión de integridad de un ducto. Cada operador debe elegir medidas de desempeño significativas al comienzo del programa y luego evaluar periódicamente los resultados de estas medidas para monitorear y evaluar la efectividad del programa. Se deben producir y evaluar informes periódicos de efectividad del programa de Gestión de integridad del operador para mejorarlo continuamente.

Las actividades de Gestión de integridad deben ser comunicadas a todos los interesados. Cada operador debe garantizar que todos los interesados tengan la oportunidad de participar en el proceso de evaluación de riesgos y que los resultados sean comunicados efectivamente.

## 2. ELEMENTOS QUE COMPONEN UN SISTEMA DE TUBERIA



Figura 2. Gas natural

Tomado de la Presentación Propuesta TG I - COLCIENCIAS - CIC

El gas tal como se usa en el presente informe, es cualquier gas o mezcla de gases apropiada para unos como combustible domestico o industrial y transportado o distribuido al usuario a través de un sistema de tuberías. Los tipos comunes son el gas natural, gas manufacturado y gas licuado de petróleo distribuido como un vapor, con una mezcla de aire o sin ella.

### 2.1 DEFINICIONES

#### 2.1.1 Compañía operadora

Es la persona, asociación corporación (empresa o compañía), institución publica u otra entidad que opera las instalaciones de transporte o distribución de gas.

### **2.1.2 Derecho de Vía privado**

Son los derechos de vía que no estén ubicados en caminos, calle o carreteras usadas por el público o en los derechos de vía de ferrovías.

### **2.1.3 Invasión Paralela**

Es la porción de la ruta de un gasoducto o línea principal que está tendida en una dirección generalmente paralela al derecho de vía, y que no cruza necesariamente el derecho de vía de un camino, calle, carretera o ferrovía.

### **2.1.4 Salidas a presión (hot taps)**

Son conexiones secundarias de tubería o ramales, que se hacen en las líneas de ductos operativos o líneas principales u otras instalaciones, mientras las mismas se hallan en operación. La tubería de ramal se conecta a la tubería principal, y se hace la unión de toma o derivación de la línea de operación mientras ésta se halla bajo presión.

### **2.1.5 Cámara**

Una estructura subterránea a la cual puede ingresarse y que está diseñada para contener tubería y componentes de tubería (tales como válvulas y reguladores de presión).

### 2.1.6 Gasoducto

son todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas en su transporte, incluyendo tuberías válvulas, accesorios, bridas (incluyendo el empernado y las empaquetaduras), reguladores, recipientes a presión, amortiguadores de pulsación, válvulas de desfogue, y otros accesorios instalados en la tubería, unidades de compresión, estaciones de medición, estaciones de regulación, y conjuntos fabricados.



Figura 3. Primer plano de un gasoducto

Tomado de [www.skyscrapercity.com](http://www.skyscrapercity.com)

Se incluyen en esta definición las líneas de transporte y recolección de gas, incluyendo sus complementos o accesorios que se encuentran instalados costa fuera para el transporte de gas desde las instalaciones de producción a localidades en tierra y equipos de almacenamiento de gas del tipo de tubería cerrada, que se fabrican o se forjan de tubería o se fabrican con tubería y accesorios

## 2.2 SISTEMAS DE TUBERÍA



Figura 4. Sistema de transporte

Tomado de la Presentación Propuesta TG I - COLCIENCIAS - CIC

### 2.2.1 Sistemas de Transporte

Es uno o más segmentos del gasoducto, usualmente interconectados para conformar una red, que transporta gas de un sistema de recolección, desde la salida de una planta de procesamiento, o un campo de almacenamiento, hacia un sistema de distribución de alta o baja presión, un cliente que compra un gran volumen, ú otro campo de almacenamiento.

# TGI SISTEMA DE TRANSPORTE DE TGI S.A E.S.P

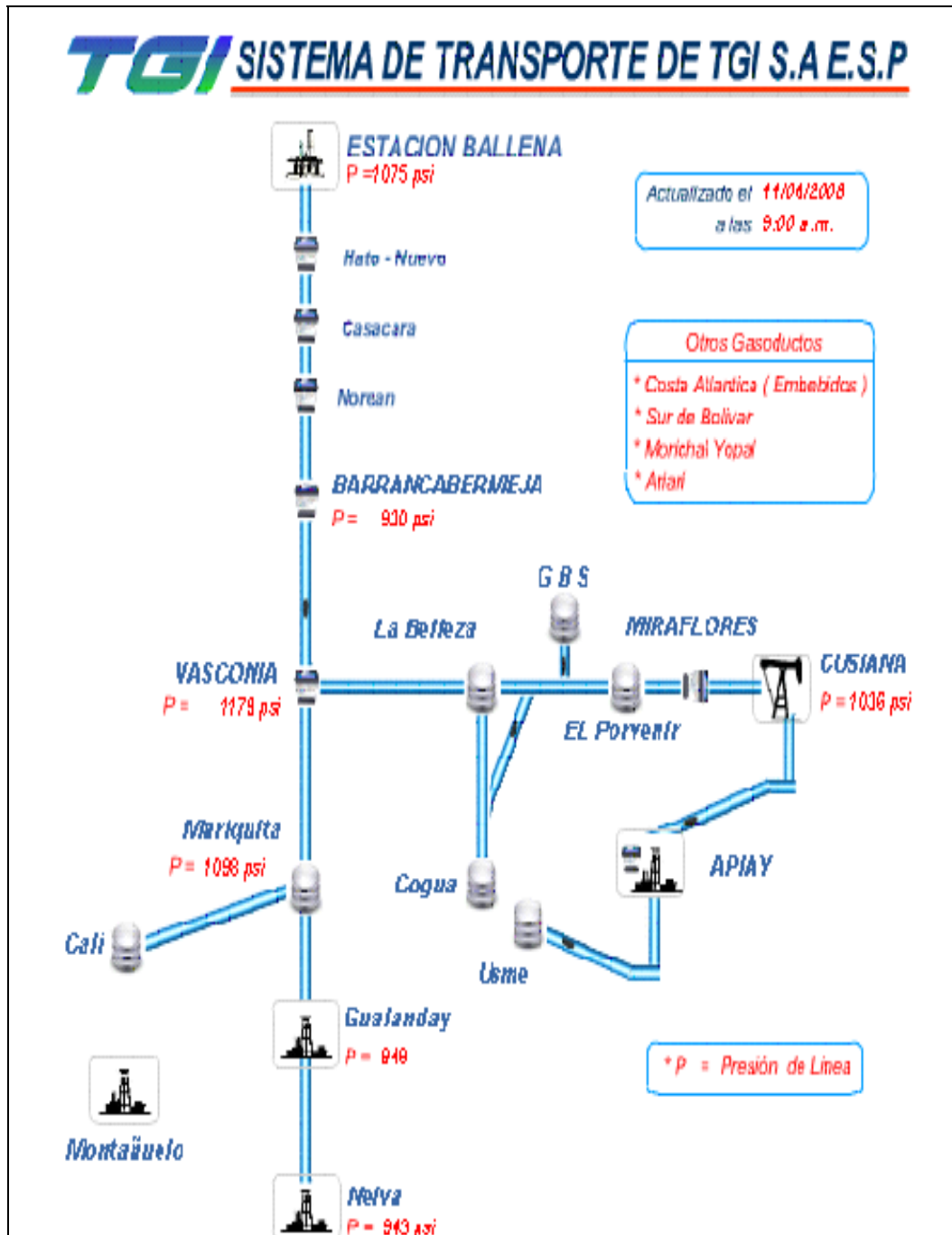


Figura 5. Sistema de Gasoductos propiedad de TGI S.A E.S.P  
Tomado de intranet.tgi.com.co

### 2.2.2 Línea de Transporte



Figura 6. Línea de Transporte

Extraído de Informe Cambio de Revestimiento en el gasoducto Cusiana – La Belleza

Es un segmento de gasoducto instalado en un sistema de transporte entre campos de almacenamiento.

### 2.2.3 Campo de Almacenamiento

Es un campo geográfico el cual esta conformado por un pozo o grupo de pozos interconectados que están terminados y dedicados al almacenamiento subterráneo de grandes cantidades de gas para su recuperación posterior, transporte y uso final.

## **2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

### **2.3.1 Sistema de Distribución de baja presión**

Es un sistema de tuberías para distribución de gas, en el cual la presión del gas en las líneas principales y las de servicio, es substancialmente la misma que la de entrega en los implementos del cliente. En estos sistemas, no se necesita un regulador en cada línea de servicio individual.

### **2.3.2 Sistema de Distribución de alta presión**

Es un sistema de tuberías de distribución de gas que opera a una presión mayor a la presión de servicio estándar que se entrega al cliente. En tales sistemas, se requiere un regulador de servicio para cada línea de servicio para controlar la presión entregada al cliente.

### **2.3.3 Línea Principal de Gas o Línea Principal de Distribución**

Es un segmento del gasoducto en un sistema de tuberías de distribución, instalado para llevar el gas a las líneas de servicio individual o a otras líneas principales.

#### **2.3.4 Línea de Servicio de Gas**

Es la tubería instalada entre una línea principal u otra fuente de provisión o abastecimiento de gas y un sistema de medición.

#### **2.3.5 Sistema de Recolección**

Es uno o más segmentos de gasoducto, usualmente interconectados para conformar una red, que transporta gas desde una o más instalaciones de producción a la salida de una planta de procesamiento de gas. Si es que no existe una planta de procesamiento de gas, el gas es transportado al punto más aguas debajo de (1) el punto de transferencia de custodia de gas para su entrega a un sistema de distribución, o (2) el punto donde la acumulación y preparación de gas se ha completado, desde distintos campos geográficos de producción, que se hallen en una proximidad razonable.

#### **2.3.6 Línea de Recolección**

Es un segmento de gasoducto instalado en un sistema de recolección.

## **2.4 SISTEMAS DE MEDICION**

### **2.4.1 Medidor del Cliente**

Es un medidor que mide el gas entregado a un cliente para consumo en las instalaciones del cliente.

### **2.4.2 Conjunto o Juego de medidor**

Es la tubería y los accesorios para conectar el lado de entrada del medidor a la línea de servicio de gas y el lado de la salida del medidor a la línea de combustible del cliente.

## **2.5 SISTEMAS DE REGULACION**

### **2.5.1 Regulador de Servicio**

Es un regulador instalado en una línea de servicio de gas para controlar la presión del gas entregado al cliente.

### **2.5.2 Regulador de Monitoreo**

Es un regulador de presión instalado en serie con otros reguladores de presión, que en una emergencia, asume automáticamente el control de la presión aguas debajo de la estación, en caso de que la presión exceda el máximo que se haya fijado.

### **2.5.3 Estación Reguladora de Presión**

Es el equipo instalado para reducir automáticamente y regular la presión en el gasoducto de aguas abajo o línea principal a la que esté conectada. Se incluyen la tubería y los dispositivos auxiliares, tales como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el cerramiento y el equipo de ventilación.

### **2.5.4 Estación Limitadora de Presión**

Es el equipo que bajo condiciones anormales. Actuará para reducir, restringir o parar por completo el flujo del gas que fluye dentro de un sistema para evitar que la presión del gas exceda un valor predeterminado. Mientras prevalecen las condiciones normales, la estación limitadora de presión podrá ejercer algún grado de control del flujo del gas o podrá permanecer en la posición de completamente abierto. Se hallan incluidos en la estación las tuberías y los dispositivos auxiliares, tales como válvulas, instrumentos de control y el equipo de ventilación, instalados de acuerdo con los requerimientos pertinentes del código ASME B31.8.

### **2.5.5 Estación de Alivio de Presión**

Es el equipo instalado para ventear el gas de un sistema que se esté protegiendo, para evitar que la presión del gas exceda un límite predeterminado. El gas puede ser venteadado a la atmósfera o hacia un sistema de menor presión capaz de absorber bajo condiciones de seguridad el gas que se esté descargando. Se incluyen en la estación la tubería y dispositivos auxiliares, tales como válvulas, instrumentos de control y el equipo de ventilación, instalados de acuerdo con los requerimientos pertinentes del código ASME B31.8.

## 2.6 SISTEMAS DE VALVULAS

### 2.6.1 Válvula de Retención

Es una válvula instalada para detener el flujo de gas en una tubería.

### 2.6.2 Válvula de Línea de Servicio

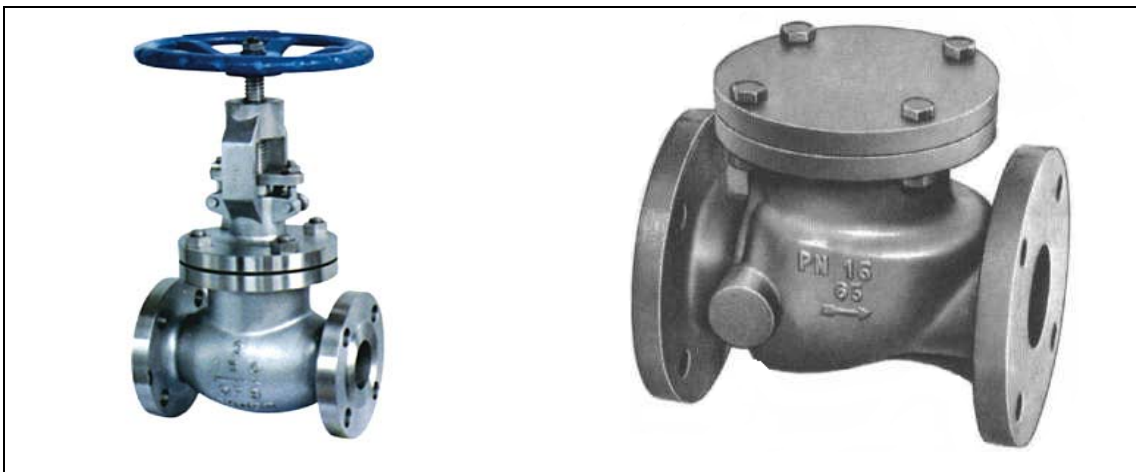


Figura. 7 Válvulas de retención utilizadas en la industria del transporte de gas  
Tomado de valvestockist.com

Es una válvula de retención lista para operación y accesible para el propósito de cerrar el flujo de gas hacia la línea de combustible del cliente. La válvula de retención deberá estar ubicada en la línea de servicio, delante del regulador de servicio y delante del medidor, si es que no se provee un regulador. La válvula se conoce también como un cierre de línea de servicio, un tapón de línea de servicio o un detenedor de medidor.

### **2.6.3 Válvula de Bordillo**

Es una válvula de retención instalada debajo del suelo en una línea de servicio o cerca la línea de límite de propiedad, accesible a través de una cámara de bordillo, o tubo vertical y es operable mediante una llave removible o llave de tuercas para cerrar el abastecimiento de gas a un edificio. Esta válvula también se conoce como el cierre de acera o tapón de acera.

### 3. TERMINOLOGIA PARA LA EVALUACION DE INTEGRIDAD

- ✓ Gestión de Cambio: proceso que reconoce y comunica sistemáticamente a las partes interesadas los cambios de naturaleza técnica, física, procedimental u organizacional que puedan impactar la integridad del sistema.
- ✓ Gestión de Riesgos: un programa general que consiste en identificar amenazas potenciales a un área o equipo, evaluando el riesgo asociado con estas amenazas en términos de probabilidad y consecuencias de incidentes.
- ✓ Análisis de Causa Principal: una familia de procesos implementados para determinar la causa principal de un evento. Esos procesos buscan examinar la relación causa y efecto a través de la organización análisis de la información. Tales procesos se utilizan con frecuencia en el análisis de fallas.
- ✓ B31 G (publicado por ASME): un método analítico semi empírico utilizado para calcular la aceptabilidad de tubo de línea semi corroído para servicio continuo.
- ✓ Camisa de Reparación Compuesta: un método de reparación permanente que utiliza material de camisa compuesta que se aplica sin adhesivo.

- ✓ Clase de Ubicación: Cualquier área en tierra que se extienda a 220 yardas en cualquier lado de la línea central de cualquier ducto de una milla de longitud continua. Las unidades de ubicación están categorizadas de Clase 1 a Clase 4. Las ubicaciones clase 1 son más rurales y las clase 4 son urbanas.
- ✓ Concentrador de Tensión: discontinuidad en una estructura o cambio en el contorno que causa un aumento local de tensión.
- ✓ Consecuencia: el impacto que podría tener la falla de un ducto sobre el público, los empleados, la propiedad y el ambiente.
- ✓ Corrosión Influida Microbiológicamente (MIC): corrosión o deterioro de metales resultante de la actividad metabólica de microorganismos. Tal corrosión puede ser iniciada o acelerada por actividad microbiana.
- ✓ Daño Inducido por Hidrógeno: una forma de degradación de metales causada por la exposición a ambientes (líquidos o gaseosos) que causan la absorción de hidrógeno en el material. Algunos ejemplos de este tipo de daño son: la formación de fisuras internas o vejigas en el acero; fragilidad; ataque del hidrógeno a alta temperatura (descarbonación superficial y reacción química con hidrógeno).
- ✓ Daño Mecánico: una clase de daño en el tubo o en el recubrimiento causado por la aplicación de una fuerza externa. El daño mecánico puede incluir abolladuras, remoción del recubrimiento, remoción del metal, movimiento del metal, trabajo en frío del metal subyacente y tensiones residuales.

- ✓ Daño por Terceros: daños a la instalación de un gasoducto por cualquier parte diferente de los que están trabajando para el operador. Para propósitos de este documento, también incluye daños causados por personal del operador o los contratistas.
  
- ✓ Defecto: imperfección de una clase o magnitud que sobrepasa los criterios aceptables.
  
- ✓ Doble Arrugado: doblez en un tubo producido por una máquina de campo o proceso controlado que puede dar como resultado discontinuidades abruptas de contorno en su radio interior.
  
- ✓ Dureza a la Fractura: la resistencia de un material a las fallas desde la extensión de una fisura.
  
- ✓ Evaluación: el análisis y la determinación de la capacidad de las instalaciones para el servicio bajo las condiciones de operación actuales.
  
- ✓ Evaluación de Integridad: proceso que incluye la inspección de las instalaciones del ducto, la evaluación de los indicios resultantes de las inspecciones, el examen del tubo utilizando diferentes técnicas, la evaluación de los resultados de los exámenes y la caracterización de la evaluación por tipo de defecto y severidad, y la determinación de la integridad resultante del ducto a través del análisis.

- ✓ Evaluación de Riesgo: un proceso sistemático en el que se identifican los peligros potenciales, y se calcula la probabilidad y consecuencia de eventos adversos potenciales. La evaluación de riesgos puede tener diversos alcances y puede ser realizada a niveles variables de detalle dependiendo de los objetivos del operador.
- ✓ Examen No Destructivo (NDE): técnica de inspección que no daña el elemento que se está examinando. Esta técnica incluye métodos visuales, radiografía, ultrasonido, electromagnetismo, tinturas penetrantes.
- ✓ Examen: la inspección física directa de los ductos por una persona y puede incluir el uso de técnicas de examen no destructivas (NDE).
- ✓ Expertos en la Materia: individuos que tienen experiencia en un área específica.
- ✓ Falla: término general usado para implicar que una parte en servicio ha llegado a ser totalmente inoperable; todavía es operable, pero es incapaz de realizar satisfactoriamente la función; o se ha deteriorado seriamente hasta el punto que no es de confiar o no es seguro su uso continuo.
- ✓ Filtración de Flujo Magnético (MFL): una clase de técnica de inspección en línea que induce un campo magnético en la pared de un tubo entre dos polos de un imán. Los sensores registran los cambios en el flujo magnético para evaluar la pérdida de metal.

- ✓ Fractura Inducida por Hidrógeno (HIC): una forma de daño producido por hidrógeno que consiste en la fractura del metal.
- ✓ Fractura por Corrosión (SCC): una forma de ataque ambiental del metal involucrando la interacción de un ambiente local corrosivo y las fuerzas tensiles en el metal dando como resultado la formación y crecimiento de fisuras.
- ✓ Fuga: Escape no intencional de gas del ducto. La fuente de la fuga puede ser hoyos, fracturas, separación del tubo y conexiones defectuosas.
- ✓ Gas: Como se utiliza en este Código, cualquier gas o mezcla de gases adecuados como combustible doméstico o industrial y transportado o distribuido al usuario a través de un sistema de tubería. Los tipos más comunes son gas natural, gas procesado y gas de petróleo licuado distribuido como vapor con o sin mezcla de aire.
- ✓ Gas Enriquecido: un gas que contiene cantidades significativas de hidrocarburos o componentes más pesados que el metano y el etano. Los gases enriquecidos se descomprimen en una forma diferente que el gas metano o el etano.
- ✓ Gradiente de Voltaje de Corriente Directa (DCVG): una técnica de inspección que incluye mediciones eléctricas por encima del terreno tomadas a incrementos predeterminados a lo largo del ducto y utilizada para proporcionar información sobre la efectividad del sistema de recubrimiento.

- ✓ Grado del Tubo: una porción de especificación del material para un tubo que incluye la resistencia mínima.
- ✓ Incidente: una emisión de gas no intencional debido a la falla de un ducto.
- ✓ Indicio: el hallazgo de una técnica de prueba no destructiva. Puede o no ser un defecto.
- ✓ Inspección: el uso de una técnica de prueba no destructiva.
- ✓ Inspección en Línea (ILI): Una técnica de inspección de ducto que utiliza dispositivos conocidos en la industria como “marranos inteligentes”. Estos dispositivos corren dentro del tubo y proporcionan indicios de pérdida de metal, deformación y otros defectos.
- ✓ Integridad Basada en Desempeño: proceso de Gestión de integridad que utiliza los principios de Gestión las evaluaciones de riesgo para determinar las acciones de prevención, detección, mitigación y su asignación de tiempos.
- ✓ Marrano: dispositivo que corre dentro del tubo para limpiar o inspeccionar el ducto y para separar líquidos.
- ✓ Marrano Inteligente: término industrial para este dispositivo.
- ✓ Marraneable: la capacidad de un ducto o segmento para ser inspeccionado con este dispositivo.

- ✓ Mitigación: limitación o reducción de la probabilidad de ocurrencia de una consecuencia esperada para un evento particular.
- ✓ Operador: una entidad que opera y mantiene las instalaciones del ducto y tiene responsabilidad fiduciaria por tales instalaciones.
- ✓ Perforación en Campana: una excavación que minimiza molestias a la superficie a la vez que proporciona suficiente espacio para examen o reparación de instalaciones enterradas.
- ✓ Ducto: Todas las partes de las instalaciones físicas en que el gas se mueve durante el transporte, incluyendo tubo, válvulas, uniones, empaques, reguladores, humedecedores de pulso, válvulas de emisión, compresores, estaciones de medición, estaciones reguladoras, y accesorios. Incluido dentro de esta definición están las líneas de recolección y transmisión de gas, que transportan gas desde las instalaciones de producción hasta sitios en tierra y el equipo de almacenamiento de gas del tipo tubo cerrado.
- ✓ Presión de Operación Máxima Permitida (MAOP): La presión máxima a la que un sistema de gas puede ser operado de acuerdo con lo previsto en el Código ASME B31.8.
- ✓ Programa Prescriptivo de Gestión de Integridad: un proceso de Gestión de integridad que sigue condiciones preestablecidas que dan como resultado inspección fija y actividades de mitigación.

- ✓ Protección Catódica (CP): una técnica mediante la cual el tubo metálico enterrado está protegido contra el deterioro (oxidación y corrosión diseminada).
- ✓ Prueba de Presión: una medida de la resistencia de una pieza de equipo (tubo) en la que el elemento se llena con un líquido, se sella y se somete a presión. Se utiliza para validar la integridad y detectar defectos de construcción y materiales defectuosos.
- ✓ Resistencia Mínima Especificada (SMYS): expresada en libras por pulgada cuadrada, es la resistencia mínima del acero en el tubo según lo requerido por las especificaciones de producto del tubo.
- ✓ Riesgo: medida de pérdida de potencial en términos de la probabilidad de ocurrencia del incidente y la magnitud de las consecuencias.
- ✓ Ruptura: una falla completa de cualquier porción del ducto.
- ✓ Segmento: longitud de ducto o parte del sistema que tiene características únicas en una ubicación geográfica específica.
- ✓ Servidumbre de Paso (RQW): franja de tierra en la cual se construyen los ductos, ferrocarriles, líneas de energía y otras instalaciones similares. Asegura el derecho del paso sobre una propiedad de otros. La servidumbre de paso sólo da el derecho de ingresar y salir para la operación y mantenimiento de la instalación. El ancho de la RQW puede variar y generalmente se determina con base en negociaciones con los afectados o por acción legal.

- ✓ Sistema: se refiere a la infraestructura completa de cualquier operador o a grandes porciones de esa infraestructura que tengan puntos de inicio y llegada definidos.
- ✓ Sistema de Información Geográfica (GIS): Sistema de software, hardware, información y personal para ayudar a manipular, analizar y presentar información que está relacionada con la ubicación geográfica.
- ✓ Sistema de Posicionamiento Global (GPS): sistema usado para identificar la latitud y la longitud de los sitios que usan GPS .
- ✓ Sistema de Transmisión: uno o más segmentos de ducto generalmente interconectados para formar una red, que transporta gas de un sistema de recolección a la salida de una planta de procesamiento de gas, o de un campo de almacenamiento a un sistema de distribución de baja o de alta presión, a un cliente de gran volumen o a otro campo de almacenamiento.
- ✓ Sistema SCA DA: sistema de adquisición y control de la información
- ✓ Transporte de Gas: recolección, transmisión o distribución de gas por ducto o el almacenamiento de gas.
- ✓ Tubo Soldado con Doble Arco Sumergido (Tubo DSAW): tubo que tiene un cordón longitudinal recto o helicoidal con metal de relleno depositado a ambos lados de la unión por el proceso de soldadura de arco sumergido.

- ✓ Tubo Soldado por Resistencia Eléctrica (Tubo ERW): tubo que tiene un cordón longitudinal recto producido sin la adición de metal de relleno mediante la aplicación de presión y calor obtenidos de la resistencia eléctrica.
  
- ✓ Ultrasónico: sonido de alta frecuencia. El examen ultrasónico se utiliza para determinar el grosor de la pared y para detectar la presencia de defectos.
  
- ✓ Vigilancia de Intervalo Cercano (CJS): una técnica de inspección que incluye una serie de mediciones de potenciales tubo a suelo, tomadas a incrementos predeterminados de varios pies (2,100 ft) a lo largo del ducto y que se utiliza para proporcionar información sobre la efectividad del sistema de protección catódica.

## **4. CLASIFICACIÓN DE AMENAZAS A LA INTEGRIDAD DE UN GASODUCTO.**

Inicialmente lo que se debe hacer cuando se va a administrar la integridad en un sistema de tuberías es identificar las amenazas potenciales. Se deben considerar todas las amenazas a la integridad del ducto. La información relacionada con incidentes a gasoductos ha sido analizada y clasificada por el Comité Internacional de Investigación de Ductos (PRCI) en 22 causas. Cada una de las 22 causas representa una amenaza para la integridad del ducto que debe ser administrada. Una de las causas reportadas por los operadores es “desconocida”; es decir, no se identificó la causa principal. Las 21 causas restantes han sido agrupadas en 9 categorías de tipos de falla relacionadas de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento. Posteriormente fueron delineadas por 3 tipos de defectos relacionados con el tiempo. Las nueve categorías son útiles para identificar las amenazas potenciales. La evaluación de riesgo, la evaluación de integridad y las actividades de mitigación deben ser enfocadas correctamente de acuerdo con los factores de tiempo y el agrupamiento por modo de falla.

### **4.1 AMENAZAS DEPENDIENTES DEL TIEMPO**

- ☞ Corrosión Externa.
- ☞ Corrosión Interna.
- ☞ Fractura por Corrosión.

## 4.2 AMENAZAS ESTABLES

### ☞ Defectos de Fabricación

- (a) Unión de Tubo Defectuosa
- (b) Tubo Defectuoso

### ☞ Relacionada con soldadura/ ensamble

- (a) Soldadura alrededor del tubo defectuosa
- (b) Soldadura de fabricación defectuosa
- (c) Arrugas o dobleces
- (d) Roscas estropeadas/ tubos rotos/ fallas en los acoples

### ☞ Equipo

- (a) Fallas en los Empaques O-ring
- (b) Fallas en el equipo de alivio/ control
- (c) Fallas en la empaquetadura/ sellos de la bomba
- (d) Varios

### 4.3 AMENAZAS INDEPENDIENTES DEL TIEMPO

#### ☞ Daños mecánico - terceros

- (a) Daño causado por primeros, segundo o terceros (falla instantánea - Inmediata)
- (b) Tubo dañado con anterioridad (Modo de falla retrasada)
- (c) Vandalismo

#### ☞ Operaciones Incorrectas

- (a) Procedimiento operacional incorrecto

#### ☞ Relacionado con el clima y fuerzas externas

- (a) Clima Frío
- (b) Rayos
- (c) Lluvias fuertes o inundaciones
- (d) Movimientos de Tierra

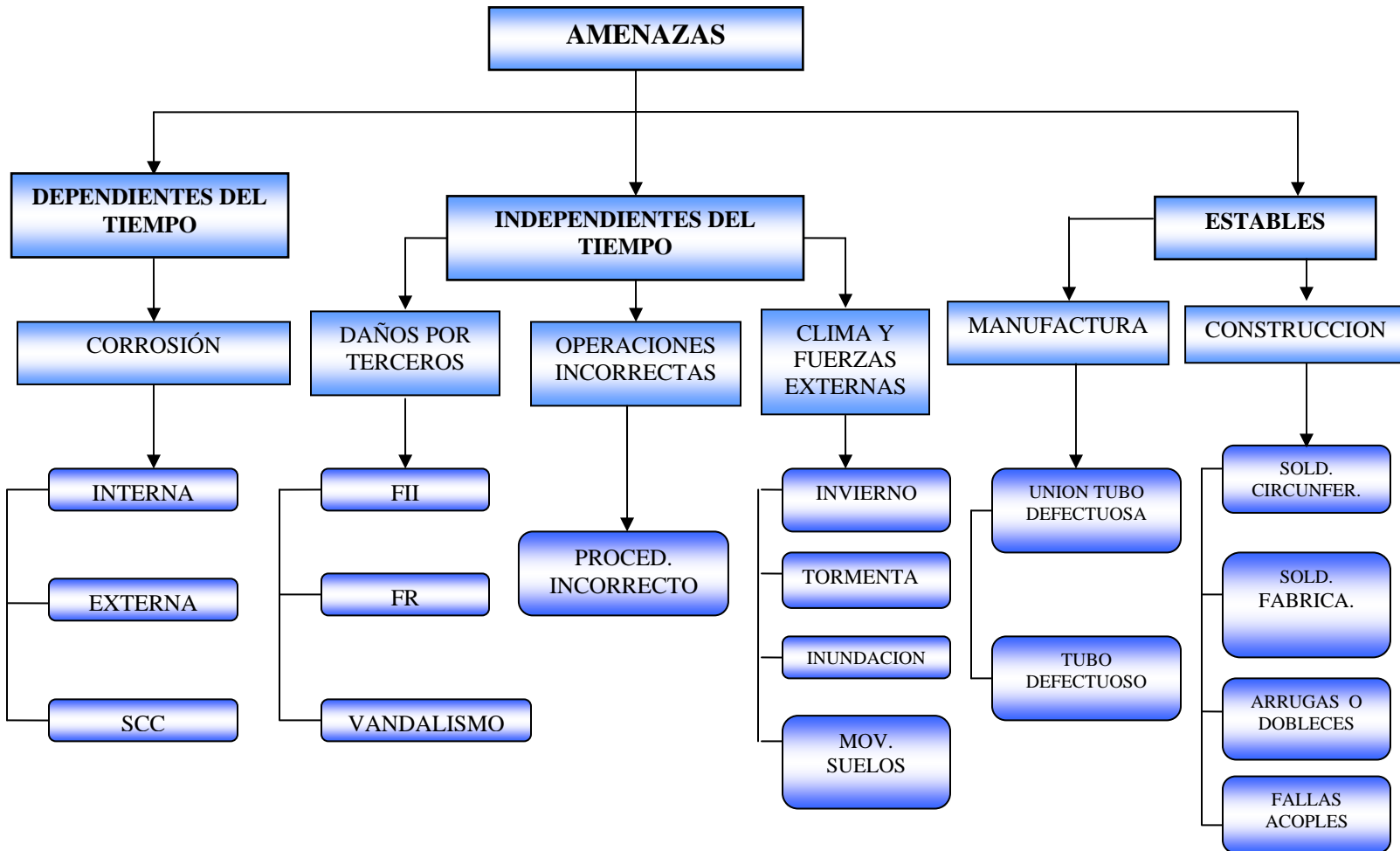


Figura 8. Diagrama de Amenazas

TOMADO Y ADAPTADO DEL PROGRAMA TGI - CIC - COLCIENCIAS CONVENIO N° 000041 (2008) / CONTRATO 487 (2007).

## **5. RECOPIACION E INTEGRACION DE LA INFORMACION.**

El primer paso al evaluar las amenazas potenciales para un sistema o segmento de ducto es definir y recolectar la información necesaria que caracterice los segmentos y sus amenazas potenciales. En este paso, el operador realiza la recolección inicial, la revisión y la integración de información relevante que sea necesaria para entender la condición del tubo, para identificar la ubicación de amenazas específicas para su integridad y para determinar las consecuencias públicas, ambientales y operacionales de un incidente.

Con el objetivo de dar ese primer paso en la obtención de información que será de gran utilidad para el desarrollo del proyecto de gestión de integridad del gasoducto Cusiana - La Belleza, se dio inicio a la búsqueda e identificación de la información en poder de TGI S.A quien es el operador del gasoducto, así se logró recopilar y organizar todo tipo de documentos en medio magnético e impreso relacionados con el gasoducto en estudio, ya que en los registros de TGI S.A existe una gran cantidad de información sobre todos los gasoductos que son de su propiedad, esta búsqueda tuvo una duración aproximadamente de dos meses y aun se continua encontrando nuevas fuentes de información valiosas para el proyecto.

Se logró encontrar información referente a dicho gasoducto, la cual fue segmentada para lograr una caracterización y ubicación de las áreas de alto riesgo locales, que pueden necesitar de atención inmediata. Por ende se dividió la Troncal de Cusiana - La Belleza en los siguientes cuatro tramos:

- Cusiana – Porvenir
- Porvenir – Miraflores
- Miraflores – Sutamarchan
- Sutamarchan – La Belleza.

Posteriormente a la información se le realizó un registro y se ordenó adecuadamente con el objetivo de tener acceso ágilmente a dicha información en el momento que se requiera, tanto para Implementar el Programa Estratégico de Gestión de Integridad en el gasoducto “Cusiana – La Belleza” que es el objetivo principal, como también para cualquier requerimiento en futuras eventualidades que se necesite disponer de esta información.

## **5.1 FUENTES DE INFORMACIÓN**

La información necesaria para los programas de Gestión de integridad puede ser obtenida desde dentro de la compañía de operación y a partir de fuentes externas (información a nivel industrial). Generalmente la documentación que contiene los elementos de información requeridos se encuentra en la documentación de construcción, diseño y en los registros actuales de operación y mantenimiento.

Se necesita una revisión de todos los sitios potenciales en los que podrían estar estos registros para documentar lo que esté disponible y para determinar si existen deficiencias significativas de información. La no disponibilidad de elementos de información identificados no es justificación para la exclusión de una amenaza del programa de Gestión de integridad. Si se encuentran deficiencias la opción para obtener la información puede ser planeada e iniciada de acuerdo con su importancia. Es posible que se requieran inspecciones adicionales y tareas de recolección de información en campo.

El Sistema de Información de Gestión (MIS) existente o las bases de datos del Sistema de Información Geográfica (GIS) y los resultados de cualquier evaluación anterior de riesgo o amenaza, son también fuentes de información útiles. También se puede obtener una introspección significativa de expertos en la materia y de aquellos involucrados en los procesos de Gestión de riesgos y del programa de Gestión de integridad. Los análisis de las causas primarias de fallas anteriores son una fuente de información invaluable, ya que pueden reflejar necesidades adicionales de entrenamiento o cualificaciones de personal.

También se puede obtener mucha información para la implementación del programa de Gestión de integridad a partir de fuentes externas, tales como informes y bases de datos de agencias jurisdiccionales que incluyan información como datos del suelo, datos demográficos e hidrología. Las organizaciones de investigación pueden proporcionar antecedentes sobre muchos aspectos relacionados con el ducto, útiles en un programa de Gestión de integridad.

## **FUENTES TÍPICAS DE INFORMACIÓN PARA EL PROGRAMA DE INTEGRIDAD DE DUCTOS**

Los consorcios industriales y otros operadores también son fuentes de información útiles.

Las fuentes relacionadas en la siguiente tabla son necesarias para la iniciación del programa de Gestión de integridad. A medida que el programa se desarrolla y se implementa aparecen datos adicionales, tales como la información de evaluación, examen e inspección obtenidos del programa.

Diagramas de Instrumentación y Procesos (P&ID)
Diagramas de Alineación del Ducto
Notas/Registros del inspector de construcción original
Fotografía aérea del ducto
Mapas/diagramas de las instalaciones
Diagramas de avance de construcción
Certificación de materiales
Informes / diagramas de vigilancia
Informes de condición relacionada con seguridad
Especificaciones / estándares del operador
Especificaciones / estándares industriales
Registros de inspección
Registros / informes de pruebas
Reportes de incidentes
Registros de cumplimiento
Registros de diseño / ingeniería
Información del equipo del fabricante

Tabla 1. Tomado y modificado de ASME B31.8S

## **6. CARTAS DE PROCESO DE AMENAZAS Y PLANES PRESCRIPTIVOS DE MANEJO DE INTEGRIDAD**

A continuación se suministran las cartas de proceso y los elementos del sistema de información de un plan prescriptivo de Gestión de integridad para las amenazas contra la integridad del gasoducto. Las actividades e intervalos requeridos no son aplicables para algunas condiciones que el operador pudiera encontrar. En esas circunstancias podría ser necesario un análisis más riguroso y una inspección más frecuente.

### **6.1 AMENAZA DE CORROSION EXTERNA**

A continuación se describe el plan de Gestión de integridad para el manejo de la amenaza, métodos de evaluación de integridad y la mitigación de corrosión externa. La corrosión externa está definida en este contexto e incluye la corrosión galvánica y la Corrosión Influenciada Microbiológicamente (MIC).



Figura 9. Deterioro en línea de transporte causado por corrosión externa.

Tomado de [pipeprotection.us](http://pipeprotection.us)

Aquí se bosquejan los procesos de Gestión de integridad para la corrosión externa en general y cubre también algunas emisiones específicas. El análisis de incidentes en el ducto, ha identificado la corrosión externa entre las causas de incidentes sucedidos.

### **6.1.1 Recolección, revisión e integración de información.**

Los siguientes grupos de información deben ser recolectados para cada segmento y revisados antes de establecer una evaluación de riesgo. Esta información se recolecta como soporte para la ejecución de la evaluación de riesgo y para consideraciones especiales tales como la identificación de algunas situaciones que requieran de actividades adicionales.

- (a) Año de instalación.
- (b) Tipo de cubierta.
- (c) Condición de la cubierta.
- (d) Años con la adecuada protección catódica.
- (e) Años con una protección catódica cuestionable.
- (f) Años sin protección catódica.
- (g) Características del suelo.
- (h) Reportes de inspección del tubo.
- (i) MIC detectados.
- (j) Historial de escapes.
- (k) Grosor de la pared.
- (l) Diámetro.
- (m) Nivel de tensión de la operación.
- (n) Información de pruebas hidrostáticas pasadas.

Para esta amenaza la información es utilizada fundamentalmente para implementar una evaluación de integridad y / o actividades de mitigación. Donde el operador carece de información se deben utilizar presunciones moderadas, el segmento del gasoducto debe ser colocado en una categoría de prioridad más alta.

### **6.1.2 Criterios y evaluación de riesgos.**

Para ductos o tramos de ductos nuevos, el operador podrá utilizar la selección original de material, diseñar condiciones e inspecciones de construcción como también la historia actual de operación para establecer la condición del tubo. Para esta situación, el operador debe determinar que las inspecciones de construcción tengan un rigor igual o más alto que las provistas por la evaluación de integridad descritas aquí.

En ningún caso el intervalo entre la construcción y la primera re-evaluación de integridad requerida excederá 10 años para operación del tubo por encima del 60% SMYS, 13 años para operación del tubo por encima del 50% SMYS y por debajo del 60% SMYS, 15 años para operación del tubo igual o por encima del 30% SMYS y por debajo del 50% SMYS, y 20 años para operación del tubo por debajo del 30% SMYS.

Para el resto de segmentos del ducto más antiguos que los relacionados arriba, la evaluación de integridad será establecida utilizando una metodología, dentro de los intervalos de respuesta específicos.

Las anteriores evaluaciones de integridad pueden ser consideradas como la reunión de estos requisitos, en que las inspecciones tienen un rigor igual o más amplio que aquellos suministrados por las inspecciones descritas anteriormente. El intervalo entre la evaluación de integridad anterior y la próxima evaluación de integridad no pueden exceder el intervalo establecido en este plan de manejo de integridad.

### **6.1.3 Evaluación de integridad.**

El operador puede escoger entre tres métodos de evaluación de integridad. Los métodos son: Inspección en línea con una herramienta capaz de detectar pérdida en la pared, tal como una herramienta MFL, ejecutando una prueba de presión o estableciendo una evaluación directa.

- (a) Inspección en Línea. El operador debe consultar el anexo B de este plan. Aquí se define la capacidad de varios dispositivos ILI y se suministran los criterios para el manejo de la herramienta. El operador selecciona la herramienta apropiada y él o su representante ejecuta la inspección.
- (b) Prueba de presión. El operador debe consultar el anexo B de este plan. Aquí se define como implementar una prueba para ductos en servicio y posterior a la construcción. El operador selecciona la prueba apropiada y él o su representante la ejecuta.

- (c) Evaluación Directa. El operador debe consultar el anexo B de este plan. Aquí se define el proceso, herramientas e inspecciones. El operador selecciona las herramientas apropiadas y él o su representante, ejecuta las inspecciones.

#### **6.1.4 Respuestas y mitigación.**

Las respuestas para evaluaciones de integridad se detallan a continuación:

- (a) Inspección en línea. La respuesta depende de la gravedad de la corrosión, determinada por el cálculo de las indicaciones de la falla crítica de presión (ver ASME B31G) y un grado de corrosión razonablemente anticipado o científicamente probado.
- (b) Evaluación directa. La respuesta depende del número de indicaciones examinadas, evaluadas y reparadas.
- (c) Prueba de presión. El intervalo depende de la prueba de presión. Si la prueba de presión fue al menos 1.39 veces MAOP, el intervalo debe ser 10 años. Si la prueba de presión fue al menos 1.25 veces MAOP, el intervalo debe ser 5 años.
- (d) Si la presión de operación real es menor que los factores MAOP descritos anteriormente, se pueden aplicar a la presión de operación actual, en lugar de MAOP con el propósito de asegurar integridad en la presión reducida únicamente.

### **6.1.5 Información adicional.**

Durante las actividades de inspección, el operador puede encontrar otros datos que deben ser utilizados cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se implemente un ILI con una herramienta MFL, las abolladuras pueden ser detectadas de la mitad hacia la parte superior del tubo. Esto podría ser ocasionado por daños de un tercero. Lo apropiado entonces es utilizar esta información cuando se implementen evaluaciones de riesgo para la amenaza de daño por un tercero.

### **6.1.6 Intervalos de evaluación.**

Se requiere que el operador evalúe la integridad periódicamente.

El operador debe incorporar nuevos datos a la evaluación, a medida que haya datos disponibles y que puedan requerir una evaluación de integridad más frecuente. Por ejemplo, el escape en un segmento puede ser causado por corrosión externa la cual necesitaría de re-evaluación inmediata.

Los cambios a este segmento podrían también requerir re-evaluación.

### **6.1.7 Medidas de desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar por la amenaza de corrosión externa, con el fin de establecer la efectividad del programa y para el intervalo de la evaluación de integridad:

- (a) Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por la corrosión externa.
- (b) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la inspección en línea, inmediata y programada.
- (c) Número de acciones de reparación tomados debido a los resultados de la evaluación directa, inmediata y programada.
- (d) Número de fugas por corrosión externa (para ductos de baja tensión puede ser benéfico recopilar fugas de acuerdo con su clasificación).

## **6.2 AMENAZA DE CORROSION INTERNA.**

A continuación se presenta un plan de Gestión de integridad para el manejo de la amenaza, los métodos de evaluación de integridad y la mitigación de la corrosión interna. La corrosión interna está definida en este contexto e incluye la corrosión química y la corrosión interna influenciada Microbiológicamente (MIC).

Esta sección contiene el proceso de Gestión de integridad para corrosión interna general y también cubre algunas evaluaciones específicas. El análisis de incidentes del ducto ha identificado la corrosión interna entre las causas de incidentes anteriores.

### **6.2.1 Recolección, revisión e Integración de información.**

Los siguientes grupos mínimos de información deben ser recolectados para cada segmento y revisados antes de establecer una evaluación de riesgo. Esta información se recolecta como soporte para la ejecución de la evaluación y para consideraciones especiales tales como la identificación de algunas situaciones que requieran de más actividades o de actividades adicionales.

- (a) Año de instalación.
- (b) Reportes de inspección del tubo (campana de empalme).
- (c) Historial de escapes.
- (d) Grosor de la pared.
- (e) Diámetro.

- (f) Información de las pruebas hidrostáticas anteriores.
- (g) Análisis de sólidos, líquidos y gases (particularmente sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua y clorhidratos).
- (h) Resultado de pruebas del comportamiento de las bacterias.
- (i) Parámetros de operación Dispositivos de detección de corrosión Cupones, probetas, etc.).
- (j) Parámetros de operación (particularmente presión y velocidad de flujo y especialmente periodos donde no hay flujo).
- (k) Nivel de tensión de operación (%SMYS).

Para esta amenaza la información se utiliza fundamentalmente con el fin de implementar una evaluación de integridad y / o actividades de mitigación.

Donde el operador carece de información se deben utilizar presunciones moderadas y el segmento debe ser colocado en una categoría de prioridad más alta.

### **6.2.2 Criterios y evaluación de riesgos.**

Para ductos o tramos de ductos nuevos, el operador podrá utilizar la selección original de material, diseñar condiciones e inspecciones de construcción como también la historia actual de operación para establecer la condición del tubo. Para esta situación, el operador debe determinar que las inspecciones de construcción tengan un rigor igual o más alto que las provistas por la evaluación de integridad descritas mas adelante.

En ningún caso el intervalo entre la construcción y la primera re-evaluación de integridad requerida podrá sobrepasar 10 años para el tubo en operación por encima del 60% SMYS, 13 años para el tubo en operación por encima del 50% SMYS y por debajo del 60%SMYS, 15 años para el tubo en operación por debajo del 50% SMYS.

Para el resto de segmentos del ducto mas antiguos que lo relacionados arriba, la evaluación de integridad será establecida utilizando una metodología, dentro de los intervalos de respuesta específicos.

Las anteriores evaluaciones de integridad pueden ser consideradas como la reunión de estos requisitos. El intervalo entre la evaluación de integridad anterior y la próxima evaluación de integridad no pueden exceder el intervalo establecido en este plan.

### **6.2.3 Evaluación de Integridad.**

El operador puede escoger entre tres métodos de evaluación de integridad. Los métodos son inspección en línea con una herramienta capaz de detectar pérdida en la pared tal como una herramienta MFL; ejecutando un test de presión o implementando una evaluación directa. Para una inspección en línea, el operador debe consultar el anexo B de este plan. Ahí se define la capacidad de algunos dispositivos ILI y suministra los criterios para la utilización de la herramienta. El operador selecciona la herramienta apropiada y el o su representante ejecuta la inspección.

- (a) Prueba de Presión. El operador debe consultar el anexo B de este plan. El anexo B define como implementar pruebas para ductos en servicio y post-construcción. El operador selecciona la prueba apropiada y el o su representante la ejecuta.
- (b) Evaluación Directa. El operador debe consultar el anexo B de este plan. El anexo B define el proceso, herramientas e inspecciones. El operador selecciona la herramienta apropiada y él o su representante ejecuta las inspecciones.

#### **6.2.4 Respuestas y Mitigación.**

Las respuestas para evaluaciones de integridad se relacionan a continuación:

- (a) Inspección en Línea. La respuesta depende de la gravedad de la corrosión determinada por el cálculo de las indicaciones de la falla crítica de presión (ver ASME B 31 G o su equivalente) y un grado de corrosión razonablemente anticipado o científicamente probado.
- (b) Evaluación directa. La respuesta depende del número de indicios examinados, evaluados y reparados.
- (c) Prueba de presión. El intervalo depende de la prueba de presión. Si la prueba de presión fue al menos 1.39 veces la MAOP, el intervalo debe ser 10 años. Si la prueba de presión fue al menos 1.25 veces la MAOP, el intervalo debe ser 5 años.

Si la presión de operación actual es menor que los factores MAOP descritos anteriormente, se pueden aplicar a la presión de operación actual, en lugar de MAOP con el propósito de asegurar integridad en la presión reducida únicamente. El operador debe seleccionar los métodos de reparación apropiada.

El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas. La información que confirme que un ambiente de corrosión existe debe implementar un plan rápido de mitigación y se debe llevar a cabo una acción inmediata. La información sugiriendo que un ambiente de corrosión podría existir debe llevar a una inmediata re-evaluación. Si la información demuestra que no existen condiciones o ambiente de corrosión el operador debe entonces identificar las condiciones que llevarían a una re-evaluación.

### **6.2.5 Otra Información**

Durante las actividades de inspección, el operador puede encontrar otros datos que deben ser utilizados cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se implemente un ILI con una herramienta MFL, las abolladuras pueden ser detectadas de la mitad hacia la parte superior del tubo. Este daño puede haber sido ocasionado por un tercero. Lo apropiado entonces es utilizar esta información cuando se implementen evaluaciones de integridad para la amenaza de daño por un tercero.

### **6.2.6 Intervalos de Evaluación.**

Se requiere que el operador evalúe la integridad periódicamente.

El operador debe incorporar nuevos datos a la evaluación, a medida que existan datos disponibles y que puedan requerir una evaluación de integridad más frecuente. Por ejemplo, el escape en un segmento puede ser causado por corrosión interna la cual necesitaría de re-evaluación inmediata.

### **6.2.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar para la amenaza de corrosión interna con el fin de establecer la efectividad del programa y para la confirmación del intervalo de la evaluación de integridad:

- (a) Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por la corrosión interna.
- (b) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados inmediatos y previamente programados de la inspección en línea.
- (c) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados inmediatos y previamente programados de la evaluación directa.
- (d) Número de fugas por corrosión externa (para ductos de baja tensión puede ser beneficioso recopilar fugas de acuerdo con su clasificación).

### **6.3 AMENAZA DE FRACTURA POR CORROSIÓN (SCC).**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad para el manejo de la amenaza, y métodos de evaluación y mitigación de integridad para tipos de fractura por corrosión (SCC) con alto pH en gasoductos. Un Tipo SCC casi neutral puede requerir una inspección y un plan de mitigación alterno. Los planes para evaluación y mitigación de integridad para ambos fenómenos se discuten en publicaciones de investigación escritas. En este plan no se manejan todos los posibles valores de una inspección para mitigación de SCC. A medida que nuevas herramientas y tecnologías se desarrollan, estas se pueden evaluar y estar disponibles para el uso del operador.

#### **6.3.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.**

Los siguientes grupos mínimos de información deben ser recolectados para cada segmento y revisados antes de implementar una evaluación de riesgo. Esta información se recolecta para la ejecución de evaluaciones de riesgo y para consideraciones especiales tales como identificar situaciones que requieran más actividades o actividades adicionales.

- (a) Antigüedad del tubo
- (b) Nivel de tensión de operación
- (c) Temperatura de operación
- (d) Distancia del segmento de la estación compresora
- (e) Tipo de revestimiento

- (f) Información de hidropuebas anteriores por razones diferentes a una investigación de agrietamiento por tensión de corrosión.

Cuando el operador carece de información, se deben utilizar presunciones moderadas cuando se ejecuten análisis de riesgo o como alternativa el segmento se debe colocar en una categoría de prioridad más alta.

### **6.3.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.**

Cada segmento debe ser evaluado por el riesgo de una posible amenaza de fractura por corrosión si se presentan los siguientes criterios:

- (a) Tensión de operación >60% SMYS
- (b) Temperatura de operación >100°F
- (c) Distancia de la estación compresora < 20 millas
- (d) Antigüedad > 10 años
- (e) Todos los sistemas de cubrimiento de corrosión diferentes a la fusión de adherencia epóxica (FBE)

Además, cada segmento en el que uno o más incidentes de servicio o una o más pruebas hidrostáticas hayan sufrido rupturas o fugas causadas por uno de los dos tipos de fractura por corrosión deben ser evaluadas aunque las condiciones que determinaron el fractura por corrosión hayan sido corregidas.

Para esta amenaza, la evaluación de riesgo consiste en comparar los elementos de información con los criterios. Si las condiciones de criterio se reúnen o si el segmento tiene una historia previa de fractura por corrosión (si la inspección de la campana de empalme indica agrietamiento por tensión de corrosión, fallas en las hidropuebas causadas por fractura por corrosión, fallas en el servicio o fugas), el tubo se considera un riesgo con la aparición de fracturas por corrosión. De lo contrario si una de las condiciones de criterio no se reúne y si el segmento no tiene una historia de agrietamiento por tensión de corrosión, no se requiere tomar alguna acción.

### **6.3.3 Evaluación de Integridad.**

Si las condiciones para fractura por corrosión se presentan, se debe preparar un plan escrito de evaluación, examen e inspección. El plan debe considerar la evaluación de integridad para otras amenazas y la prioridad entre otros segmentos que estén en riesgo de fractura por corrosión.

Si el ducto experimenta una fuga o ruptura en servicio, la cual se atribuye a la corrosión, el segmento en particular, debe ser sujeto a una prueba hidrostática (como se describe a continuación) dentro de un período de doce meses. Se debe implementar un programa documentado de re-prueba hidrostática para este segmento. (Se requiere una prueba de presión hidrostática). No se permite el uso de otros medios de prueba.

Las siguientes actividades de inspección y mitigación son aceptables para determinar los segmentos de tubo en riesgo de fractura por corrosión:

(a) Método de Evaluación y Examen de la Campana de Acople

- (1) Se deben implementar las medidas de seguridad apropiadas antes de cualquier actividad de excavación.
- (2) Escoger el sitio más adecuado.
- (3) En algunas áreas de desadherencia del revestimiento, éste se debe retirar e inspeccionar la superficie para detectar fracturas por corrosión, utilizando una inspección de partículas magnéticas mediante procedimiento de inspección documentado.
- (4) Resultados:

Sin indicación de fractura por corrosión.

- ☞ Revestir el área de desadherencia utilizando un método y revestimiento apropiados.
- ☞ Evaluar los intervalos programados para inspecciones de campana de empalme adicionales si es necesario.

Indicación de agrietamiento por tensión de corrosión. Cuando se detectan indicaciones de agrietamiento por tensión de corrosión, se deben utilizar los siguientes tres métodos de mitigación.

- ☞ Evaluar los métodos de reparación o remoción para agrietamiento por tensión de corrosión. Investigaciones Industriales tales como PR-218-

9307 tratan sobre métodos de reparación para agrietamientos por tensión de corrosión.

- ☞ Prueba hidrostática para la sección de válvula correspondiente.
  
- ☞ Una evaluación crítica de ingeniería podría conducir a la evaluación del riesgo y la identificación de algunos métodos alternos de mitigación.

Prueba Hidrostática para fractura por corrosión. Las condiciones para la prueba hidrostática para la mitigación de fractura por corrosión se desarrollan a través de la investigación de la industria para optimizar la remoción de defectos de tamaño críticos mientras se minimiza el incremento de defectos de tamaño menos críticos.

Criterios recomendados para pruebas hidrostáticas:

- ☞ Prueba de presión de alto punto equivalente mínimo a 100% SMYS.
  
- ☞ El objetivo de la prueba de presión se debe mantener por un periodo mínimo de 10 minutos.
  
- ☞ Al retornar el ducto al servicio de gas, una llama de medición debe ser implementada. (Se deben considerar algunas alternativas en el acontecimiento de fallas de la prueba hidrostática debido a causas diferentes de agrietamiento por tensión de corrosión)

☞ Resultados:

Prueba Hidrostática para Ruptura o Fuga sin Agrietamiento por Tensión de Corrosión.

Si no ocurren rupturas o fugas por fractura por corrosión el operador debe utilizar una de las siguientes dos opciones para dirigir una mitigación a largo plazo de agrietamiento por tensión de corrosión.

☞ Implementar un programa escrito de reprobación hidrostática con un intervalo técnicamente justificable.

☞ Ejecutar una Evaluación Crítica de Ingeniería e identificar métodos adicionales de mitigación.

Prueba Hidrostática de Fuga o Ruptura de Agrietamiento por Tensión de Corrosión.

Si una fuga o ruptura ocurre debido al agrietamiento por tensión de corrosión, el operador debe implementar una de las siguientes tres opciones para la mitigación a largo plazo de agrietamiento por tensión de corrosión.

☞ Un programa de reprobación debe implementarse para la sección de válvula correspondiente.

☞ El operador debe considerar cuidadosamente el intervalo de reprobación.

☞ Evaluación crítica de Ingeniería. Un documento escrito que evalúe los riesgos de fractura por corrosión y que suministre un plan técnicamente defensivo, o un comportamiento de seguridad satisfactorio para el ducto. El documento debe considerar el incremento defectuoso de mecanismos del proceso para fractura por corrosión.

#### **6.3.4 Información adicional.**

Durante la evaluación de integridad y las actividades de mitigación el operador podrá encontrar información adicional que sería pertinente para otras amenazas.

#### **6.3.5 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar para la amenaza de fractura por corrosión con el fin de establecer la efectividad del programa y la confirmación de la inspección de intervalo.

- (a) Número de escapes y fallas en el servicio debido a agrietamiento por tensión de corrosión.
  
- (b) Número de reparaciones o reemplazos debido a fractura por corrosión.
  
- (c) Número de fallas en pruebas hidrostáticas debido a SCC.

## **6.4 AMENAZA POR ENSAMBLE (UNION DE TUBO Y TUBO).**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad, que contempla la amenaza y los métodos de evaluación de integridad y mitigación para problemas de fabricación. La fabricación se refiere en este contexto a la unión tubo a tubo

Este plan contiene el proceso de Gestión de integridad para problemas de fabricación en general y también incluye algunos asuntos específicos. El análisis de incidente en el ducto ha identificado la fabricación dentro de incidentes sucedidos.

### **6.4.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.**

Los siguientes grupos mínimos de información deben ser recolectados para cada segmento y revisados antes de establecer una evaluación de riesgo. Esta información se debe recolectar para la ejecución de una evaluación de riesgos y para consideraciones especiales como identificar algunas situaciones que requieran más actividades o actividades adicionales.

- (a) Material del tubo.
- (b) Año de instalación.
- (c) Proceso de fabricación (antigüedad de fabricación como alternativa).
- (d) Tipo de empalme.

(e) Factor de unión.

(f) Historia de presión de operación.

Cuando el operador carezca de información, se deben utilizar algunas presunciones moderadas al realizar la evaluación de riesgos, o como alternativa se debe colocar el segmento en una categoría de prioridad más alta.

NOTA: Cuando se desconoce la información del tubo, el operador debe consultar el siguiente documento "Historia de fabricación de tubería en línea en Norteamérica" de J.F. Kiefner I.E.B. Clark, 1996 ASME.

#### **6.4.2 Criterios y Evaluación de Riesgos.**

Para tubería de hierro fundido, tubería de acero con más de cincuenta años de antigüedad, ductos acoplados mecánicamente, o ductos unidos por medio de soldaduras de acetileno, donde se experimentan bajas temperaturas, o donde el tubo se expone a movimientos tales como el de tierra o la remoción de las atacaduras de soporte, se examina el terreno si es necesario. Si se observa el movimiento de tierra o se puede anticipar razonablemente se debe establecer un programa para la vigilancia del movimiento del ducto e iniciar las actividades de intervención apropiadas.

Si el tubo tiene un factor de unión menor de 1.0 (por ejemplo tubo soldado traslapado) o si el ducto es ERW con soldadura de baja frecuencia, se debe considerar la existencia de una amenaza por ensamble.

### **6.4.3 Evaluación de Integridad.**

Para tubos de hierro fundido, la evaluación debe incluir una valoración para determinar si el tubo esta sujeto o no al movimiento de tierra o a la remoción del soporte.

Para inquietudes con respecto a la unión de un tubo de acero cuando el MAOP de un ducto se incrementa o cuando el incremento de la presión de operación esta arriba del historial de presión de operación (presión más alta reportada en los últimos cinco años) se debe implementar una prueba de presión para tratar este empalme. La prueba de presión debe ser de acuerdo con ASME B31.8; al menos 1.25 veces el MAOP. ASME B 31.8 define como implementar pruebas para ambos, ductos en servicio y posterior a la construcción.

### **6.4.4 Respuestas y Mitigación**

Para descartar un tubo de hierro las opciones de mitigación incluyen reemplazar o estabilizar el tubo.

Para un tubo de acero cualquier sección que falle la prueba de presión se debe reemplazar.

El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas. Para esta amenaza, el operador debe desarrollar especificaciones para el tubo que reúnan o excedan los requerimientos de ASME B 31.8.

#### **6.4.5 Otra Información.**

Durante las actividades de inspección el operador puede encontrar datos adicionales que pueden ser utilizados cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo algunos tipos de unión pueden ser más susceptibles a una corrosión acelerada. Es apropiado utilizar esta información cuando se establezcan evaluaciones de riesgo para corrosión interna o externa.

#### **6.4.6 Intervalo de Evaluación.**

No se requiere una evaluación de integridad periódica. Los cambios en el segmento pueden llevar a una re-evaluación, cambios en el aumento de la presión de operación de los ductos y en las condiciones de operación como un ciclo de presión significativa.

#### **6.4.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño deben ser documentadas para la amenaza de fabricación con el fin de establecer la efectividad del programa y la confirmación del intervalo de inspección:

- (a) Número de fallas de la prueba hidrostática causados por defectos de fabricación
  
- (b) Número de escapes debido a defectos de fabricación.

## **6.5 AMENAZA POR CONSTRUCCIÓN (SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL, SOLDADURA DE ENSAMBLE)**

A continuación se presenta un plan de Gestión de integridad para tratar la amenaza, y los métodos de evaluación de integridad y mitigación para problemas en la construcción. La construcción en este contexto está definida como la construcción se define en esta contexto como soldadura circunferencial, soldadura de ensamble, dobleces corrugados, o roscas dañadas, y tubos/acoples rotos.

Esta sección contiene el proceso de Gestión de integridad para los problemas de construcción en general, y también cubre algunos asuntos específicos. El análisis de incidentes en el ducto ha identificado la construcción entre las causas de incidentes sucedidos.

### **6.5.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.**

Los siguientes grupos mínimos de información se deben recoger y revisar para cada segmento antes de establecer una evaluación de riesgo. Esta información se recoge como soporte para la ejecución de la evaluación de riesgo y consideraciones especiales como identificar algunas situaciones que requieran más o actividades adicionales:

- (a) Material del tubo.
- (b) Identificación de dobleces corrugados.

- (c) Identificación de acoples.
- (d) Refuerzo de acoples posterior a la construcción.
- (e) Procedimientos de soldadura.
- (f) Refuerzo de la soldadura circunferencial posterior a la construcción.
- (g) Información NDT sobre soldaduras.
- (h) Información de la prueba hidrostática.
- (i) Reportes de inspección del tubo (campana de acople).
- (j) Potencial para fuerzas externas.
- (k) Propiedades del suelo y profundidad del cubrimiento dobleces corrugados.
- (l) Rangos máximos de temperatura para dobleces corrugados.
- (m) Radio de doblez y grados de cambio de ángulo para los dobleces corrugados.
- (n) Historia de presión de operación y operación esperada, incluyendo un ciclo de presión significativo y un mecanismo de fatiga.

Donde el operador carece de datos, se deben utilizar presunciones moderadas cuando se ejecuta la evaluación de riesgo o como alternativa se debe dar prioridad más alta al segmento.

### **6.5.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.**

Para soldaduras circunferenciales, se requiere información NDT y una revisión de procedimientos de soldadura para asegurarse que las soldaduras sean adecuadas.

Para fabricación de soldaduras, se requiere una revisión de los procesos de soldadura e información NDT, como también de fuerzas debido al asentamiento en tierra o a cargas externas para asegurar que las soldaduras sean adecuadas.

Para dobleces corrugados como también para acoples, se deben revisar los reportes de inspección visual para asegurar su integridad continua. El movimiento potencial de ducto, puede causar tensiones laterales adicionales y/o axiales. Se debe revisar la información relacionada con el movimiento del tubo, al igual que el rango de temperatura, radio de doblez y los grados de doblez, profundidad de la cobertura y las propiedades del suelo. Estos factores son importantes para determinar si las curvaturas están o no sujetas a tensiones o fatigas perjudiciales.

### **6.5.3 Evaluación de Integridad.**

Para amenazas de construcción, la inspección debe ser a través de integración de información, examen y evaluación para amenazas que coincidan con el potencial para movimiento de tierra o con las fuerzas externas que afecten el tubo.

### **6.5.4 Respuestas y Mitigación.**

El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas. Para esta amenaza, el operador debe desarrollar protocolos de excavación para asegurar que el tubo no se mueva e introducir tensión adicional. Adicionalmente, el operador debe establecer exámenes y evaluaciones cada vez que el tubo sea expuesto. Las amenazas potenciales deben ser mitigadas por procedimientos proactivos que requieran, inspección, reparación, reemplazo o refuerzos cuando la necesidad de inspeccionar el ducto cuando se den otras razones de mantenimiento.

### **6.5.5 Otra Información.**

Durante las actividades de inspección, el operador podrá encontrar otros datos que pueden ser usados cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, algunos tipos de cordones podrían ser más susceptibles a una corrosión acelerada. Lo apropiado es utilizar esta información cuando se establezcan evaluaciones de riesgo para corrosión interna o externa.

### **6.5.6 Intervalos de Evaluación.**

No se requiere evaluación periódica. Los cambios en el segmento o en el uso de tierra, podrían llevar a una reevaluación.

### **6.5.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar para la amenaza de construcción, con el fin de establecer la efectividad del programa:

- (a) Número de fugas o fallas debido a los defectos de construcción.
- (b) Número de soldaduras circunferenciales / acoples reforzados / removidos.
- (c) Número de dobleces rugosos removidos.
- (d) Número de inspecciones a dobleces rugosos.
- (e) Número de soldaduras de fabricación reparadas / removidas.

## **6.6 AMENAZAS DE EQUIPO (EMPAQUES Y ANILLOS, SELLOS/EMPAQUETADURA DE LA BOMBA)**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad para contemplar la amenaza, y los métodos de evaluación de integridad y mitigación para las fallas en el equipo del ducto. El equipo se define en este concepto, como las instalaciones del ducto, diferentes al tubo y sus componentes. Las estaciones medidoras/ reguladoras y compresoras son ubicaciones comunes de equipo.

Esta sección contempla el proceso de Gestión de integridad para el equipo en general y también cubre algunos asuntos específicos. El análisis de incidentes en el ducto ha identificado el control de presión y el alivio de equipo, empaques, anillos y sellos/empaquetadura de la bomba, entre las causas de incidentes sucedidos.

### **6.6.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.**

Los siguientes grupos de información mínima se deben recopilar para cada segmento y revisarlos antes de establecer una evaluación de riesgo. La información recopilada es soporte de la ejecución de una evaluación de riesgo y para consideraciones especiales tales como identificar algunas situaciones que requieran más actividades o actividades adicionales:

- (a) Año de instalación del equipo afectado
- (b) Información de falla de la válvula del regulador

- (c) Información de falla de la válvula de alivio
- (d) Información de falla en el empaque del flanche.
- (e) Reguladores descalibrados (fuera de las especificaciones del fabricante).
- (f) Punto de emisión descalibrado.
- (g) Información de falla en el anillo.
- (h) Información de sellos y empaquetadura.

Cuando el operador carezca de información, se debe utilizar presunciones moderadas cuando se establezca una evaluación de riesgo o como alternativa, el segmento se debe colocar en un grado de prioridad más alto.

### **6.6.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.**

Se sabe que algunas válvulas de regulación y emisión tienen sus puntos de drenaje descalibrados. Estos tipos de equipo pueden requerir de un examen más detallado.

Algunos tipos de empaques están expuestos a una degradación prematura. Este tipo de equipos, pueden requerir inspección de fugas más frecuente.

### **6.6.3 Evaluación de Integridad.**

Las inspecciones para este tipo de amenaza, se establecen normalmente por los requerimientos y procedimientos de O&M. Estos procedimientos, detallan cuando se deben ejecutar las inspecciones y el mantenimiento del equipo y si se requiere una acción específica. En caso que el equipo tenga una fuga o una falla anterior, podría necesitar inspecciones adicionales o más frecuentes.

### **6.6.4 Respuestas y Mitigación.**

Se puede necesitar la reparación o el remplazo del equipo.

### **6.6.5 Otra Información.**

Durante las actividades de inspección el operador podría encontrar otros datos que pueden ser utilizados cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo para otras amenazas, por ejemplo, al inspeccionar empaques ubicados en instalaciones a nivel del suelo, se descubre que han sido afectados por descargas eléctricas. Se recomienda utilizar esta información cuando se establezcan evaluaciones de riesgo, relacionadas con el clima y amenazas externas.

### **6.6.6 Intervalos de Evaluación.**

Los intervalos para evaluación están contenidos dentro del procedimiento de operación y mantenimiento para tipos específicos de equipo.

Los cambios en el segmento pueden llevar a una reevaluación.

### **6.6.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar para la amenaza del equipo con el fin de establecer la efectividad del programa y la confirmación de los intervalos de inspección.

- (a) Número de fallas en la válvula reguladora.
- (b) Número de fallas en la válvula de emisión.
- (c) Número de fallas en el empaque o anillo.
- (d) Número de fugas debido a fallas del equipo.

## **6.7 AMENAZA DE DAÑO POR TERCEROS (VANDALISMO O TUBO DAÑADO PREVIAMENTE)**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad para contemplar la amenaza y los métodos de evaluación de integridad y mitigación para daños por terceros. El daño por terceros se define en este contexto como el daño ocasionado por terceros con una falla inmediata, vandalismo y tubo dañado previamente.

Esta sección contiene el proceso de Gestión de integridad para daños por terceros en general y también cubre algunos asuntos específicos. El análisis de incidentes al ducto, identifica el daño por terceros entre las causas de incidentes sucedidos.

### **6.7.1 Recolección, Revisión e Integración de Datos.**

Los siguientes grupos de datos se deben recolectar y revisar para cada segmento antes de establecer una evaluación de riesgos. Estos datos se recolectan como soporte para ejecutar una evaluación de riesgo y para consideraciones especiales tales como identificar algunas situaciones que requieran más u otras actividades adicionales.

- (a) Incidentes de vandalismo.
- (b) Reportes de inspección del tubo (campana de acople donde el tubo ha sido golpeado).

- (c) Reportes de fugas resultantes de un daño inmediato.
- (d) Incidentes que involucren daños anteriores.
- (e) Resultados de inspección en línea por abolladuras y grietas de la mitad hacia arriba del tubo.
- (f) Registro de aviso de incidentes.
- (g) Reportes de invasión.

### **6.7.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.**

La revisión de información puede mostrar la susceptibilidad para ciertos tipos de daños causados por terceros. Las deficiencias en estas áreas requieren mitigación tal como se describe más adelante. Porque el daño causado por terceros es una amenaza independiente del tiempo que aún con la ausencia de estos indicadores, el daño por terceros puede ocurrir en cualquier momento y es necesario tomar fuertes medidas preventivas, especialmente en áreas de conflicto.

### **6.7.3 Evaluación de Integridad.**

La observación de invasiones o daños causados por terceros se complementan durante patrullajes y seguimiento de fugas requeridos según los procedimientos de operación y mantenimiento.

En el caso de incidentes que involucren el tubo previamente dañado, es frecuente encontrar después del hecho que el defecto fue revelado indirectamente, sin embargo, este pudo haber sido descrito adecuadamente por una inspección previa tal como una inspección en línea. Por lo tanto, el operador debe investigar cualquier indicador de sospecha encontrados en inspecciones que no puedan interpretarse directamente, pero que pudieran estar correlacionadas con actividades de excavación conocidas reveladas por los reportes de incidentes u otros registros de invasión.

#### **6.7.4 Respuestas y Mitigación.**

La mitigación de un daño causado por tercero se hace a través de acciones de prevención o reparación del daño encontrado como resultado de inspecciones, exámenes o pruebas implementadas. El operador se debe asegurar que los programas de prevención de daños causados por terceros existen y funcionan.

#### **6.7.5 Otra Información.**

Durante las actividades de inspección y revisión, el operador puede encontrar otra información que puede ser utilizada cuando se implementen evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se monitorea una invasión, el tubo expuesto puede indicar actividad de corrosión externa. El uso de esta información es apropiado cuando se establezcan evaluaciones de riesgo para corrosión externa.

### **6.7.6 Intervalos de Evaluación.**

La evaluación se debe desarrollar periódicamente. Se recomienda que se implemente anualmente. Los cambios en el segmento pueden llevar a una reevaluación.

### **6.7.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben documentar por la amenaza de un tercero con el fin de establecer la efectividad del programa y para confirmar los intervalos de inspección:

- (a) Número de fugas o fallas causadas por daños causados por un tercero.
- (b) Número de fugas o fallas causadas por un tubo dañado previamente.
- (c) Número de fugas o fallas ocasionadas por vandalismo.
- (d) Número de reparaciones implementadas como resultado del daño causado por un tercero anterior a la fuga o falla.

## **6.8 AMENAZA POR OPERACIONES INCORRECTAS.**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad para contemplar la amenaza y los métodos de evaluación de integridad y mitigación para operaciones incorrectas. Las operaciones incorrectas se definen en este contexto como procedimientos de operación incorrectos o fallas en el procedimiento a seguir.

Esta sección contiene los procesos de Gestión de integridad para operaciones incorrectas en general, y también cubre algunos asuntos específicos. El análisis de incidentes en el ducto ha identificado las operaciones incorrectas entre las causas de incidentes ocurridos.

### **6.8.1 Recolección, Revisión e Integración de Datos.**

Los siguientes grupos mínimos de información se deben recolectar y revisar para cada segmento antes de establecer una evaluación de riesgo. Estos datos se recolectan como soporte de ejecución para la evaluación de riesgo y para consideraciones especiales tales como identificar algunas situaciones que requieran de más actividades o actividades adicionales:

- (a) Procedimiento para revisión de información.
- (b) Información de auditoría.
- (c) Fallas causadas por operación incorrecta.

### **6.8.2 Criterios y Evaluación de Riesgo.**

Si esta información muestra que la operación y mantenimiento se desarrolla de acuerdo con los procedimientos de operación y mantenimiento, los procedimientos son correctos y que el personal de operación es calificado para el cumplimiento de los requerimientos de los procedimientos y no se necesita una evaluación adicional. Las deficiencias en estas áreas requieren de mitigación, tal como se describe más adelante.

### **6.8.3 Evaluación de Integridad.**

Las auditorías y revisiones se establecen normalmente sobre bases actuales. Estas inspecciones se implementan por personal de la compañía y/o expertos externos.

### **6.8.4 Respuestas y Mitigación.**

La mitigación en esta instancia es prevención. El operador se debe asegurar que los procedimientos sean actualizados y el personal calificado y que se da cumplimiento a los procedimientos.

El operador debe tener un programa para calificar el personal de operación y mantenimiento para cada actividad que desarrollen. Este programa debe incluir la calificación inicial y reevaluaciones de calificación periódicas. La certificación de organizaciones reconocidas, puede estar incluida en este programa.

Adicionalmente, se necesita un programa de revisión interna por expertos de la compañía o externos.

#### **6.8.5 Información Adicional.**

Durante las actividades de inspección el operador puede encontrar información adicional que puede ser utilizada cuando se establezcan evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se revisen los reportes requeridos por los procedimientos se puede encontrar que existen varias invasiones de terceros no reportadas. Es apropiado el uso de esta información cuando se ejecuten evaluaciones de riesgos para daños causados por terceros.

#### **6.8.6 Intervalos de Evaluación.**

Las evaluaciones se deben implementar periódicamente y se recomienda su ejecución anual.

Los cambios en este segmento pueden llevar a la revisión de procedimientos y al entrenamiento adicional de personal.

#### **6.8.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño se deben de implementar para la amenaza de operaciones incorrectas con el fin de establecer la efectividad del programa y de los intervalos de inspección:

- (a) Número de fugas o fallas causadas por operaciones incorrectas.
- (b) Número de auditorías / revisiones establecidas.
- (c) Número de indicios por auditoría/revisiones clasificadas por gravedad.
- (d) Número de cambios en los procedimientos debido a auditorías/revisiones

## **6.9 AMENAZAS RELACIONADAS CON EL CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS (MOVIMIENTO DE TIERRA, FUERTES LLUVIAS O INUNDACIONES, CLIMA FRIO, DESCARGAS ELÉCTRICAS)**

A continuación se presenta el plan de Gestión de integridad para el manejo de la amenaza y los métodos de evaluación e integridad y mitigación relacionados con el clima y problemas ocasionados por fuerzas externas. Lo relacionado con el clima y fuerzas externas está definido en este contexto como movimiento de tierras, lluvias fuertes o inundaciones, clima frío y descargas eléctricas.

Esta sección contiene el proceso de Gestión de integridad para lo relacionado con el clima y amenazas por fuerza externa en general y también cubre algunos asuntos específicos. El análisis de incidentes del ducto identifica lo relacionado con el clima y el daño por fuerza externa entre las causas de incidentes ocurridos.

### **6.9.1 Recolección, Revisión e Integración de Información.**

Los siguientes grupos mínimos de información se deben recolectar y revisar para cada segmento antes de establecer una evaluación de riesgo. Esta información se recolecta como soporte de la ejecución de la evaluación de riesgo y para consideraciones especiales tales como identificar algunas situaciones que requieran de más actividades o actividades adicionales:

- (a) Método de unión (acoplamiento mecánico, soldadura de acetileno, soldadura de arco).
- (b) Topografía y condiciones del suelo (pendientes inestables, cruces de agua, proximidad de agua, suelo susceptible a licuefacción).
- (c) Falla por terremoto.
- (d) Perfil de aceleración de la tierra cerca de las zonas de falla ( $> 0.2$  g de aceleración).
- (e) Profundidad de la línea de congelación.
- (f) Año de instalación.
- (g) Grado del tubo, diámetro y grosor de las paredes (cálculo de la tensión interna sumado a la carga externa, el total de tensión no debe exceder 100% SMYS)

Donde el operador carece de información, se deben utilizar presunciones moderadas cuando se ejecuten evaluaciones de riesgo o como alternativa el segmento se debe colocar en una categoría más alta de prioridad con base en el peor de los casos, de carencia de información.

### **6.9.2 Criterios y Evaluación de Riesgos.**

El tubo puede ser susceptible a cargas extremas en los siguientes lugares:

- (a) Donde el tubo cruza una línea de falla.
- (b) Donde el tubo atraviesa pendientes pronunciadas.
- (c) Donde el tubo atraviesa agua o está cercano al agua o donde el fondo del río está en movimiento.
- (d) Donde el ducto está sujeto a cargas extremas en la superficie que causan asentamiento a suelos subyacentes.
- (e) Donde está ocurriendo la explosión cerca del ducto.
- (f) Cuando el tubo está por encima de la línea de congelación.
- (g) Donde el suelo está sujeto a licuefacción.
- (h) Donde la aceleración de tierra excede 0.2 g.

En ubicaciones que se ajusten a cualquiera de estos literales, se debe evaluar la amenaza. En aquellos sitios donde las instalaciones estén expuestas a rayos, también se debe evaluar.

### **6.9.3 Evaluación de Integridad.**

Para amenazas relacionadas con el clima y con fuerzas externas, normalmente se realizan evaluaciones de integridad incluyendo inspecciones, exámenes y valoraciones según los requerimientos de los procedimientos O&M. Pueden ser necesarias inspecciones adicionales o más frecuentes dependiendo de la información sobre fallas o fugas.

### **6.9.4 Respuestas y Mitigación.**

Las reparaciones o reemplazo de la cobertura del tubo deben ser de acuerdo con el Código ASME B31.8 y cualquier otro estándar industrial aplicable. Otros métodos de mitigación pueden incluir estabilización del suelo, estabilización del tubo o de las uniones, reubicación del tubo, descenso del tubo por debajo de la línea de congelación para clima frío, y la protección contra rayos de las instalaciones sobre tierra.

### **6.9.5 Otra información.**

Durante las actividades de inspección, el operador puede descubrir otros datos que deben ser utilizados al realizar evaluaciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo cuando se vigila un ducto, se podría descubrir la evidencia de invasión de terceros. Es apropiado utilizar esta información al realizar las evaluaciones de riesgo por amenaza de daños por terceros.

### **6.9.6 Intervalo de Evaluación.**

Los cambios en el segmento o en el área alrededor del segmento pueden llevar a re-evaluación si los cambios afectan directamente la integridad del ducto. Si no se experimentan cambios, no se requiere reevaluación.

### **6.9.7 Medidas de Desempeño.**

Las siguientes medidas de desempeño deben ser documentadas para las amenazas relacionadas con el clima y con fuerzas externas para establecer la efectividad del programa y para la confirmación del intervalo de inspección.

(a) Número de fugas que están relacionadas con el clima o son debido a fuerzas externas.

(b) Número de acciones de reparación, remplazo o reubicación debido al clima o a fuerzas externas.

Las actividades de prevención son más apropiadas para esta amenaza. Si un ducto cae dentro de las susceptibilidades mencionadas, se debe realizar vigilancia de línea para realizar las evaluaciones de la superficie. En ciertas ubicaciones tales como áreas de deslizamiento o de hundimiento, se debe monitorear el progreso del movimiento.

## **7. INFORMACION REUNIDA DURANTE EL DESARROLLO DEL PROYECTO PILOTO.**

En el transcurso de los meses de septiembre y octubre se ha reportado en esta plantilla datos de todo lo relacionado con la construcción, diseño y descripción general de la línea, cabe resaltar que esta información se hizo difícil de encontrar debido a la antigüedad del gasoducto, se tuvo que recurrir inclusive a documentación impresa que se encontraba en una estación de TGI S.A. ubicada en la ciudad de Tunja, también se extrajo información de diversas fuentes como lo son el “servidor de integridad” que se maneja en la empresa y la información que se encuentra en archivo de ECOGAS, esta información es de uso restringido por lo cual existió retraso para tener acceso a la misma debido su condición de información confidencial por lo cual se tuvieron que realizar una serie de solicitudes para tener la autorización y poder acceder a esta, un análisis que se realizó a la integridad de la línea Cusiana – El Porvenir también proporciono información valiosa para la realización del sistema de información, diversos informes impresos de potencialización de los sistemas de protección catódica en los gasoductos Cusiana – El Porvenir entre otros documentos fueron de gran aporte para el inicio del proyecto.

El gasoducto de Cusiana – La Belleza inicialmente fue un oleoducto perteneciente a ECOPETROL, fue abandonado para el año de 1997 y convertido a gasoducto entre 1999 y mediados del año 2000 en el tramo El Porvenir - La Belleza y en el primer semestre del 2003 el tramo Cusiana - El Porvenir., el material del cual esta construida la línea es acero 5LX 65 con un diámetro de 20”, este gasoducto se localiza en los departamentos de Casanare, Boyacá y Santander pasando por los municipios de Tauramena, Monterrey, Sabanalarga, Paez, Miraflores, Zetaquirá, Ramiriquí, Jenesano, Boyacá, Ventaquemada, Samacá, Sáchica, Villa de Leiva, Santa Sofia, Moniquirá, Puente Nacional, Albania, Jesús María, Florin y La Belleza. Tiene una longitud total de 222.98 Km. en tubería de 20 pulgadas de diámetro.. También se registraron en la plantilla las alturas promedio sobre el nivel del mar de cada segmento del gasoducto, siendo el segmento de Miraflores – Sutamarchan el de mayor altura promedio sobre el nivel del mar con 2467 metros y el segmento de Cusiana – El Porvenir el de menor altura promedio sobre el nivel del mar con 492 metros. La capacidad actual del gasoducto es de 150 mpc/d. Actualmente es el principal centro de suministro de gas de la capital del país y de los ramales de Boyacá y Santander.

La existencia de amenazas relacionadas con la construcción, por si sola, no significa asunto de integridad. La presencia de estas amenazas en conjunto con el potencial de las fuerzas externas, incrementa significativamente la probabilidad de un evento. Se debe integrar y evaluar la información para determinar donde coexisten estas características de construcción junto con una fuerza potencial externa.

## **7.1 CARTA DE SOLDADURAS.**

ROSEN realizó en el año 2005 un servicio de inspección para detectar y anomalías en todos los gasoductos de TGI S.A. entre ellos el gasoducto de Cusiana – La Belleza, de este estudio se extrajo información donde se muestra la longitud de junta a junta en todo el trayecto del gasoducto esta información se registro en la base de datos contenida en la plantilla y fue utilizada para determinar cuantos tubos posee cada tramo del gasoducto, el numero de soldaduras que posee cada tramo del gasoducto, así como el numero de tubos son de la longitud nominal del gasoducto que es 12 metros para de esta manera empezar a caracterizar los segmentos de cada tramo del gasoducto que podrían presentar alguna anomalía o que han sido reparados anteriormente. Toda esta información descrita anteriormente fue registrada en la plantilla que contiene elementos de información relacionada con las amenazas de carácter estable en un gasoducto.

## **7.2 DERIVACIONES – SISTEMAS DE RAMALES.**

En la descripción general de los gasoductos que opera TGI, se muestra La troncal de 223 kilómetros del gasoducto Cusiana - La Belleza y la ubicación exacta de sus 10 derivaciones o ramales siendo Teatinos y Otero las derivaciones de mayor diámetro con 10 y 8 pulgadas respectivamente, las otras 8 derivaciones corresponden a Miraflores, Samacá, Sora y Cocaíta, Sachica, Villa de Leyva, Raquira – Sutamarchan, Santa Sofía y Cerro la Gloria. Esta información se dejó plasmada en la plantilla que contiene la información referente a las amenazas de carácter estable en los gasoductos.

## **7.3 INSTALACIONES DEL GASODUCTO.**

El equipo se define en este concepto, como las instalaciones del ducto, diferentes al tubo y sus componentes. Las estaciones medidoras, reguladoras y compresoras son ubicaciones comunes de equipo.

El análisis de incidentes en gasoductos ha identificado el control de presión y el alivio de equipo, empaques, anillos, sellos, empaquetadura de la bomba, entre las causas de incidentes sucedidos.

Para controlar las presiones a lo largo del gasoducto se hace uso de una serie de válvulas ubicadas estratégicamente a lo largo de la línea, también se requiere para operaciones de mantenimiento las estaciones para las trampas de lanzamiento y recibo de los raspadores herramientas utilizados

en tareas de limpieza e inspección para la detección de algún daño en la integridad del gasoducto. Para el suministro de la energía que se requiere para transportar el gas desde una fuente de producción a través del gasoducto hacia los citygates se requiere de unidades compresoras, en el trazado del gasoducto Cusiana la Belleza, la estación de Miraflores la cual cuenta con dos unidades compresoras es suficiente para transportar la cantidad de gas que pasa a través del gasoducto. Los citygates son estaciones de medición, reducción y regulación de gas en forma integral, estas estaciones son instaladas fuera de los límites de una ciudad en un gasoducto. La estación suministra gas a los usuarios de la ciudad a la presión de consumo requerida. En el trayecto del gasoducto Cusiana La Belleza debe existir un citygate en cada ramal que se derive de la troncal para abastecer a los usuarios que requieran el gas en cada municipio.

## 7.4 CONTROL DE CORROSION.

Los problemas de corrosión desde la antigüedad se presentan en todas las industrias, de acuerdo a estudios presentados los costos de corrosión representan entre 1.5% - 4,2% del PIB en USA

Actualmente los esfuerzos por controlar y monitorear este fenómeno como el mejoramiento de aceros, revestimientos, inhibidores, los cupones de corrosión, la protección anódica y catódica, las técnicas de monitoreo CIS, DCVG, PCM complementadas con GPS, las facilidades del monitoreo remoto y los software para el control y predicción de la corrosión permiten extender la vida útil de las estructuras.

El revestimiento de una estructura enterrada combinado con la protección catódica es fundamental para el debido control de la corrosión, los sitios donde quedan imperfecciones en el revestimiento se convierten en entradas y salidas de corriente alimentada por la protección catódica instalada.

La protección catódica reduce o elimina el fenómeno de corrosión externa volviendo catódica una estructura metálica en relación con el medio, esto se logra con el cubrimiento de una corriente continua o conectando a la estructura un ánodo de sacrificio que forma sobre la estructura una película estable que transfiere la corrosión al ánodo por transferencia de electrones.

El sistema instalado por corriente impresa cuenta con una cama anódica vertical distribuida con ánodos de oxido de metales mixtos (MMO) en coque

loresco SC3, un rectificador enfriado en aire 40 A-60 V y la conexión a la tubería por medio de cable HMWPE No 2 y soldadura cadweld

Con base en un cronograma de actividades de mantenimiento correctivo y preventivo, se realizan planes detallados de trabajo a los rectificadores del gasoducto estos son comúnmente conocidos como “PDT”, se ejecutan lanzamientos periódicos de marranos convencionales para la remoción de líquidos y otras sustancias en el interior del gasoducto, también se realiza un seguimiento a los potenciales en el gasoducto con el objetivo de desarrollar un mejoramiento continuo y asegurar la confiabilidad del sistema de protección catódica del gasoducto. Estas evaluaciones son realizadas mensualmente para permitir un monitoreo continuo del estado de los sistemas de protección de corrosión que posee el gasoducto.

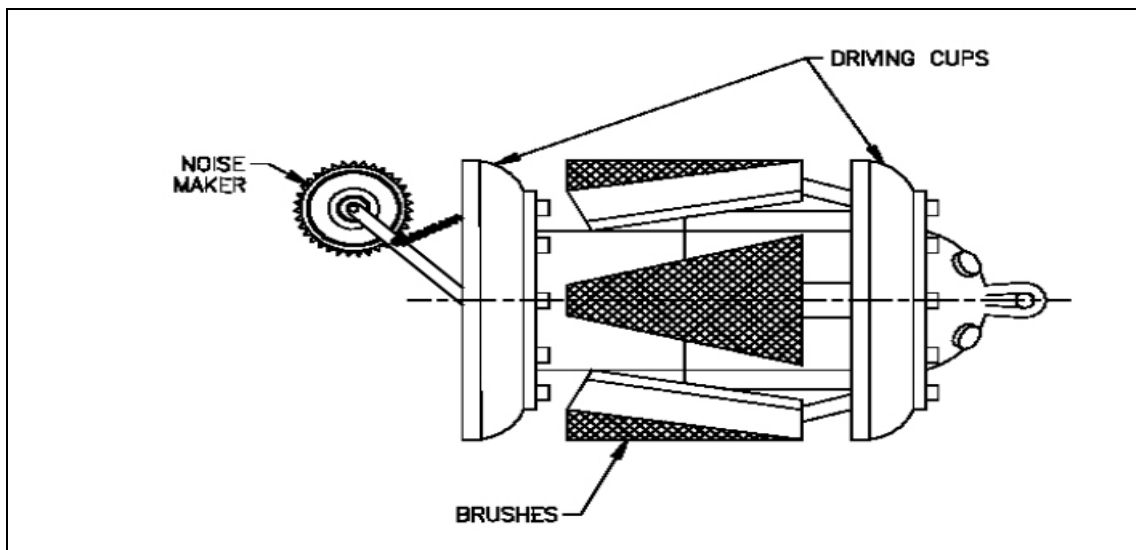


Figura 10 Típico marrano de limpieza de cepillos

Tomada: Manual de Integridad de TGI – capítulo 3

## **7.5 SISTEMA DE CONTROL DE CORROSION EXTERNA.**

A menos que se pueda demostrar mediante pruebas o experiencia que no se necesita protección catódica, todas las instalaciones enterradas o sumergidas con revestimientos de tipo aislante, exceptuando las instalaciones armadas para un periodo de servicio limitado, deberán ser protegidas católicamente, tan pronto como sea factible después de la instalación. Los sistemas de protección catódica son diseñados para proteger las instalaciones enterradas de gas en su totalidad. Datos de los rectificadores y su ubicación exacta a lo largo del gasoducto Cusiana La Belleza son descritos en la plantilla de amenazas estables.

## 7.6 TRAZADO AEREO.

A lo largo del trayecto del gasoducto se encontraron diversos tramos aéreos debido a cruces con algún río o quebrada, o variantes de gasoducto ubicadas sobre marcos H, la ubicación exacta de esta serie de tramos del gasoducto son referenciadas en el sistema de información.



Figura. 11. Tramo aéreo del gasoducto.

Tomado de informe del derecho de via del gasoducto Cusiana - La Belleza

## 7.7 INSPECCION DE LA LINEA

La inspección en línea es utilizada para medir el tamaño, la frecuencia y ubicación de las fallas. Las herramientas de inspección viajan con el flujo del gas en la tubería y recopilan información acerca de la condición de la tubería con un esquema milimétrico. Las herramientas detectan corrosión, fracturas, abolladuras, perforaciones y otro tipo de defectos que puedan ocurrir ya sea en las superficies externas o internas de la tubería. La mayoría de los defectos menores no amenazan la integridad de la tubería. De cualquier forma todos los defectos son analizados y monitoreados a través de inspecciones regulares para garantizar que los defectos sean tratados previamente para evitar comprometer los requerimientos estructurales de resistencia de la tubería. Los intervalos de inspección de las tuberías de DEL gasoducto son establecidos con los siguientes parámetros:

- Tazas de crecimiento de defectos medidos y calculados
- Tipo, numero y severidad de las fallas
- Tipo de datos previos y calidad
- Sensibilidad geotécnica
- Sensibilidad Ambiental
- Cambio en las condiciones de operación
- Características del producto transportado.

De todas las técnicas de monitoreo, la inspección en línea suministra la información mas detallada a cerca de las condiciones de los sistemas de tuberías de Cusiana – La Belleza.

Existe un número de métodos y herramientas disponibles para determinar la integridad de tuberías nuevas y existentes. La herramienta de inspección en línea más común o “marrano inteligente” usa fugas de flujos magnéticos convencionales o de alta resolución, o principios de ultrasonido, para detectar o localizar anomalías estructurales en una tubería. Otros métodos usados para establecer la integridad de la tubería incluyen pruebas hidrostática, inspección de revestimientos, inspección de partículas magnéticas e inspección visual. Las herramientas geométricas también están disponibles para detectar la presencia de abolladuras y otras restricciones de diámetro que podrían afectar la integridad del sistema e impedir el paso de herramientas de inspección.

La eficiencia de la herramienta de inspección en línea (ILI) usada, depende de las condiciones de la tubería en cuanto a la certeza de amenazas y/o condición específica del segmento y por la tecnología que la herramienta emplea.

ROSEN Europe b.v. efectuó una inspección interna de la tubería en abril de 2005 utilizando el marrano de detección de corrosión (CDP).

Con los datos y la información detectada con este dispositivo se logró Describir el tipo y la concentración de defectos, estos resultados también servirán para establecer la tasa de crecimiento de defectos, evaluar la

integridad inmediata y se determinara la evaluación futura de la integridad tubería, se ofreció un programa para cualquier tipo de reparación requerida durante un periodo de cinco años, por último se logró identificar un intervalo apropiado para posteriores inspecciones.



Figura.12. PK 168+380. Tubería revestida 100% sólidos.

Tomado de un informe del cambio de revestimiento en el gasoducto

La inspección CDP identifico en el tramo de Cusiana – Miraflores 2509 defectos de corrosión, 2490 externos y 19 internos. La inspección también identifico otros 58 defectos, clasificados como defectos de construcción, de laminado, de soldaduras circunferenciales, defectos reparados y carcasas excéntricas de tubería

La inspección CDP identifico en el tramo de Miraflores – Sutamarchan 25 defectos de corrosión interna, 398 defectos de corrosión externa y otros 67 defectos generados durante la fabricación de la tubería y la construcción del gasoducto.

La inspección CDP identifico en el tramo de Sutamarchan – La Belleza 4424 defectos de corrosión externa, 28 defectos generados durante la fabricación de la tubería y la construcción del gasoducto, ningún defecto de corrosión interna fue identificado, cabe hacer referencia que de los 3 tramos en que se dividió el gasoducto para realizar la inspección este fue el tramo que presento la mayor cantidad de defectos, lo cual indica que se deben realizar evaluaciones directas de todos los puntos identificados y realizar las reparaciones pertinentes para proteger la integridad del gasoducto.

Los resultados arrojados por la inspección realizada por Rosen permiten generar las siguientes conclusiones:

1. Se logró la localización y priorización de los segmentos de cada tramo del gasoducto que poseen defectos de corrosión externa, como interna y defectos generados durante la construcción del gasoducto, para programar las evaluaciones de integridad y la acción de mitigación.



Figura. 13. PK 52+210 – 52+882. Labores de pintura en 100 % sólidos  
Tomado de un informe del cambio de revestimiento en el gasoducto

2. También estos resultados permitieron al operador verificar la reparación de algunos defectos que habían sido reportados como reparados.
4. Se logró realizar un estimativo de las tasas de crecimiento de la corrosión, con lo cual se estableció un programa de reparaciones futuras a 5 años.
5. Con el objetivo de realizar evaluaciones y planes de mitigación de las posibles causas de la corrosión externa se recomienda realizar una auditoría del sistema de protección catódica para las áreas que muestran actividad de corrosión. En primera instancia esto deberá incluir mediciones precisas del potencial instantáneo “apagado” en los postes fijos de prueba.



Figura.14 PK 141+505 Detalle sector pintado con alta presencia de corrosión.  
Tomado de un informe del cambio de revestimiento en el gasoducto

6. Finalmente se recomienda reinspeccionar la tubería en un periodo de 2.5 años con el objetivo de reevaluar la efectividad de los sistemas de protección catódica y del programa de reparaciones que se implemente en este periodo de tiempo, optimizando los requerimientos de reparación para garantizar una operación segura y rentable del gasoducto a largo plazo.

## **7.8 PERFIL DE ELEVACION.**

Se realizó la documentación de la información relacionada con la topografía y la geología del terreno que recorre el gasoducto, también se registraron las presiones atmosféricas y altitudes de puntos estratégicos del gasoducto.

El conocimiento de esta información será de gran utilidad en el momento de evaluar las condiciones de elevación del terreno y los efectos del ambiente que podrían llegar a afectar la integridad de la tubería y poner en riesgo las condiciones óptimas de operación para el transporte del gas.

Adicionalmente la información encontrada le proporcionara al operador mayor conocimiento de la ubicación y condiciones del terreno en el que se vayan a realizar labores de mantenimiento y reparación de las secciones de del gasoducto en las que fueron detectados defectos de corrosión externa e interna.

## 7.9 TOPOGRAFIA Y GEOLOGIA DEL TERRENO.

El gasoducto entre el K0 y el K10 pasa por una topografía compuesta por columpios de pendiente fuerte. El alineamiento del gasoducto es en general transversal a los drenajes; se presentan además algunos tramos sobre lomos de doble talud.

La cobertura vegetal del derecho de vía está compuesta principalmente por gramíneas, la vegetación de los taludes laterales es escasa y solamente se encuentran arbustos pequeños. En general el estado actual de las obras de protección del derecho de vía presenta un deterioro mediano, cumpliendo eficientemente con su función.

Geológicamente el sector se encuentra sobre rocas sedimentarias del Terciario y del Cretáceo como también algunos coluviones del Cuaternario, encontrándose las siguientes formaciones principales:

- TKp (Grupo Palmichal), tres conjuntos arenosos separados por dos miembros lutíticos con algunas intercalaciones de limolitas silíceas.
- Ksc (Formación Chipaque), lutitas y limolitas negras con intercalaciones de areniscas de poco espesor, ocasionales estratos de caliza y carbón.

El gasoducto al inicio de este tramo pasa por una serie de columpios de pendiente moderada que comprende la cuenca de la quebrada Churuvita y el talud derecho de la cuenca del río Sáchica; el tramo intermedio está

compuesto por sectores de baja pendiente y algunos cruces de quebradas y finaliza el sector con columpios de pendiente moderada y el talud de la margen derecha de la cuenca del río Suárez.



Figura. 15. Fotografía de la topografía del terreno de un tramo del gasoducto ubicado en el PK 141 + 450

Tomado del informe de geotecnia y topografía del gasoducto.

El alineamiento del gasoducto es en general transversal a los drenajes. La cobertura vegetal del derecho de vía al inicio del tramo es prácticamente inexistente, presentándose erosión laminar intensa, el resto del sector está compuesto principalmente por gramíneas, con algunos sectores con revegetalización de arbustos. En general la vegetación de los taludes laterales es escasa y se encuentran arbustos pequeños y rastrojos bajos.

Geológicamente el sector se encuentra sobre rocas sedimentarias del Cretáceo y del Cuaternario, encontrándose las siguientes formaciones principales:

- Ksch (Formación Churuvita).
- Kscn (Formación Conejo).
- Kmsg (Formación San Gil).
- Kip (Formación Paja).
- Kit (Formación Tablazo).
- Kis (Formación Simití).
- Qal (Depósito Aluvial).

El gasoducto entre el K153 y el K188 pasa por una topografía compuesta por columpios de pendiente suave, con taludes de pendiente fuerte en las cuencas del Río Suárez y la quebrada La Venta, especialmente los taludes de la margen derecha de la quebrada Agua Blanca, la cual es afluente de La Venta. El tramo intermedio comprendido entre el K154 y el K175 es un sector generalmente de baja pendiente y con diversos cruces de drenajes.

El alineamiento del gasoducto es en general transversal a los drenajes; se presentan además algunos tramos sobre lomos de doble talud.

Geológicamente el sector se encuentra sobre rocas sedimentarias del Cretáceo y Cuaternario, encontrándose las siguientes formaciones principales:

- Jar (Formación Arcabuco).
- Kis (Formación Simití).

- Kit (Formación Tablazo).
- Kip (Formación Paja).
- Kir (Formación Rosablanca).
- Qal (Depósito Aluvial).



Figura. 16. Panorámica de la topografía del terreno en el PK 167+800 AL 168+800, en el Cerro la Gloria

Tomado del informe de cambio de revestimiento en el Cerro La Gloria.

## **8. RESUMEN DEL PLANTEAMIENTO Y REALIZACION DEL PROYECTO.**

Se planeó inicialmente realizar la búsqueda e identificación de la información relacionada con los diferentes tipos de amenazas que puedan existir en el gasoducto Cusiana – La Belleza. Este proceso requiere de análisis y criterio ingenieril, ya que existe gran cantidad de información y se debe seleccionar la información que pueda ser de utilidad para el proyecto.

Es importante hacer referencia a que esta búsqueda de información se hace con el apoyo del personal altamente calificado de la CIC y el experto en integridad de la compañía operadora del gasoducto TGI el ingeniero Eduardo Cristancho.

A medida que se encontró información acerca del gasoducto en estudio, se fue realizando un sistema de información para tener acceso posteriormente a estos elementos de manera más ágil y precisa.

Fueron encontradas fuentes de información tales como informes técnicos realizados en campo, información general almacenada en la intranet que maneja TGI, registros de inspección, diversos medios magnéticos almacenados en los archivos de inspecciones y estudios realizados en el área integridad.

Después de efectuar la recolección, análisis e integración de la información relacionada con las amenazas existentes en el sistema Piloto “Cusiana – El Porvenir – La Belleza”, se procedió a definir la información que caracterice los segmentos del gasoducto y las posibles amenazas que atenten contra su integridad, dándose inicio al diseño e implementación del sistema de

información para la evaluación de las áreas de interés del sistema Piloto y otras zonas específicas de alto riesgo.

Primero se procedió a la integración de la información de amenazas denominadas estables y relacionadas con la construcción, manufactura y existencia de equipos en el gasoducto piloto Cusiana – La Belleza, luego se recopiló la información relacionada con las amenazas dependientes del tiempo y por último se consignó la información relacionada con las amenazas independientes del tiempo, durante todo el desarrollo del proyecto es importante decir que se segmentó la información encontrada en cuatro tramos de la línea en estudio, estos cuatro segmentos de línea son Cusiana - El Porvenir El Porvenir – Miraflores Miraflores – Sutamarchan, Sutamarchan – La Belleza.

Esta información que se consignó durante todo el desarrollo del proyecto se encuentra establecida dentro de los programas de integridad desarrollados en la industria y será de gran utilidad principalmente para lograr la caracterización y localización exacta de cualquier punto del gasoducto, esto permitirá en conjunto con estudios posteriores de fallas y reparaciones en el gasoducto, que el operador pueda saber en que sección exactamente de la tubería podría existir riesgo en la integridad de la línea y así evitar consecuencias que afecten la vida de los trabajadores, poblaciones aledañas, el medio ambiente y que puedan causar grandes pérdidas económicas para la compañía operadora.

## CONCLUSIONES

Cuando se va a realizar un programa estratégico de gestión para administrar la integridad de un gasoducto u oleoducto lo primero que se debe hacer es identificar las amenazas potenciales que podrían atentar contra la integridad de la línea.

La información requerida para los programas de gestión de integridad puede ser obtenida desde dentro de la compañía de operación y a partir de fuentes externas.

El gasoducto en estudio Cusiana – La Belleza se construyó en el año de 1993 para ser utilizado como oleoducto por la empresa ECOPETROL, sin embargo en el año de 1997 fue abandonado y posteriormente convertido a gasoducto a mediados de mayo del año 2003.

Debido a las deficiencias relacionadas con la falta de algunos parámetros de diseño y construcción, debieron ser planeadas opciones para obtener la información, requiriéndose la ejecución de inspecciones adicionales y tareas de recolección de información en campo.

La implementación de una línea base de información en el gasoducto integrada, organizada y fácil de acceder proporcionan un valor agregado tanto a la correcta operación y mantenimiento del gasoducto como a la preservación de su integridad prolongando su tiempo de vida útil.

La aplicación de los estándares internacionales en el desarrollo de programas estratégicos para preservar la integridad y controlar la corrosión de los gasoductos brindan mayor seguridad para todo el sistema integral de la línea, preservando la vida humana, el medio ambiente y la operación con calidad de las líneas de transporte de gas

Los resultados de la inspección y el análisis realizado por ROSEN, proporcionaron al operador la ubicación y cantidad de defectos por corrosión externa, corrosión interna y otros defectos generados durante la construcción y fabricación del gasoducto.

De todas las técnicas de monitoreo, la inspección en línea suministra la información mas detallada a cerca de las condiciones de los sistemas de tuberías en la línea de transporte.

La eficiencia de la herramienta de inspección en línea (ILI) usada, depende de las condiciones de la tubería en cuanto a la certeza de amenazas y/o condición específica del segmento y por la tecnología que la herramienta emplea.

Los resultados fueron de gran utilidad para que el operador pudiera determinar una presión de operación segura para que el gasoducto pueda estar en funcionamiento hasta que se lleve a cabo la reparación del defecto en la tubería.

Se logró realizar un estimativo de las tasas de crecimiento de la corrosión, con lo cual se estableció un programa de reparaciones futuras a 5 años.

La información suministrada sobre la topografía y geografía del terreno brinda al operador conocimiento de los riesgos a los que esta expuesta la integridad de la línea en todo su recorrido y extensión, también proporciona al operador mayor conocimiento de las áreas en donde se van a realizar las respectivas reparaciones y así realizar dichas actividades con todos los elementos de seguridad y logística apropiados para su realización exitosa.

Se recomienda reinspeccionar la tubería en un periodo de 2.5 años con el objetivo de reevaluar la efectividad de los sistemas de protección catódica y del programa de reparaciones que se implemente en este periodo de tiempo, optimizando los requerimientos de reparación para garantizar una operación segura y rentable del gasoducto a largo plazo

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. ASME Code for pressure piping. B31 American National Standard, Gas Transmission and Distribution Piping System. ASME B31. 8. Edition 1999.
2. MUHLBAUER W. Kent. Pipeline Risk Management Manual 3a Edition, 2004.
3. ESTANDAR ASME B31 S. Gestión de Integridad del Sistema de Gasoductos. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
4. INFORME Cambio de Revestimiento Gasoducto Cusiana – La Belleza. Acta N° 5. Junio del 2005.
5. PEABODY A.W. Control of Pipeline Corrosion. Second Edition, 2003.
6. ECKERT Richard. Field guide for investigating internal corrosion of pipelines. 1a Edition. 2003.
7. MARSHALL E. Parteer and Peattie Edward G. Pipeline Corrosion and Cathodic Protection. 3a Edition. 1999.

8. INFORME DE EVALUACION FFP. Fitness for purpose, Rosen 2005, Cusiana - Miraflores – Sutamarchan - La Belleza, Información confidencial propiedad de TGI.
9. OBRAS DE GEOTECNIA en el gasoducto el Porvenir - La Belleza. Planos autocad 14, Documentos propiedad de TGI.
- 10 J.F. KIEFNER, I.E.B. Clark "Historia de fabricación de tubería en línea en Norteamérica", 1996 ASME.
11. ASME B31G, Manual for determining the remaining strenght of corroded pipelines, a supplement of ASME code for pressure piping, The American society of mechanical engineers, 1991.

## **ANEXO A**

### **ESTANDARES GUIA PARA GESTION DE INTEGRIDAD**

Se hace necesario definir unos estándares guía que permitan administrar de manera ordenada las actividades destinadas a la integridad de los gasoductos; aumentando la calidad en los diferentes procesos que se desee implementar en la compañía operadora para manejar el área de integridad. La ventaja de la implementación de estos estándares es el uso de Normas Internacionales que permiten dar confianza y seguridad en programas que se deseen implementar.

Con base en esto a continuación se muestran los estándares guía definidos en este proyecto como una serie de Diagramas de flujo que permitirán al operador de integridad definir sus procesos de gestión de integridad con el objetivo de mantener en óptimas condiciones todos los sistemas de la línea y así garantizar una correcta operación y funcionamiento del gasoducto.

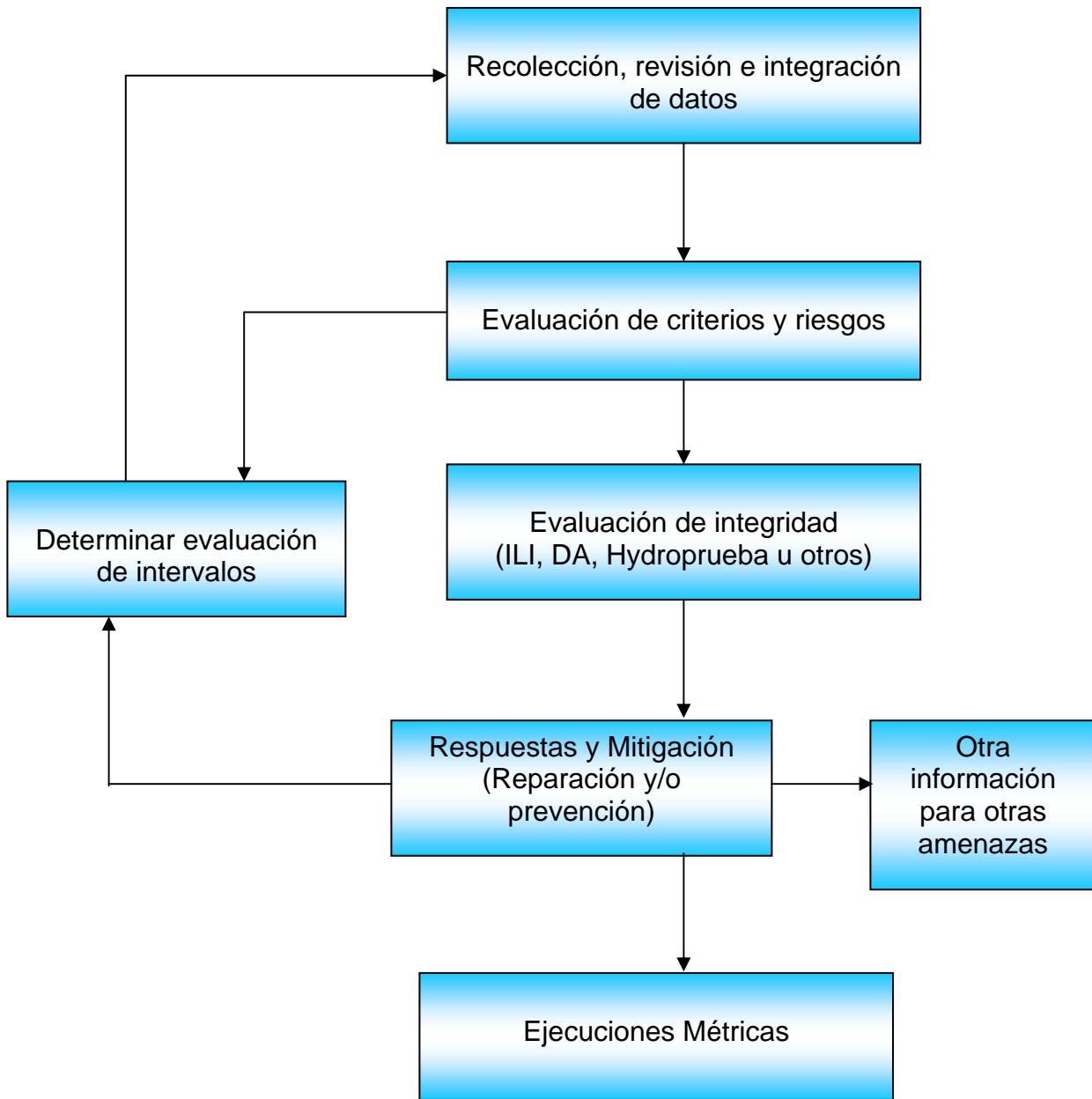


Figura. 17 Plan de administración de integridad  
Amenaza de corrosión externa.

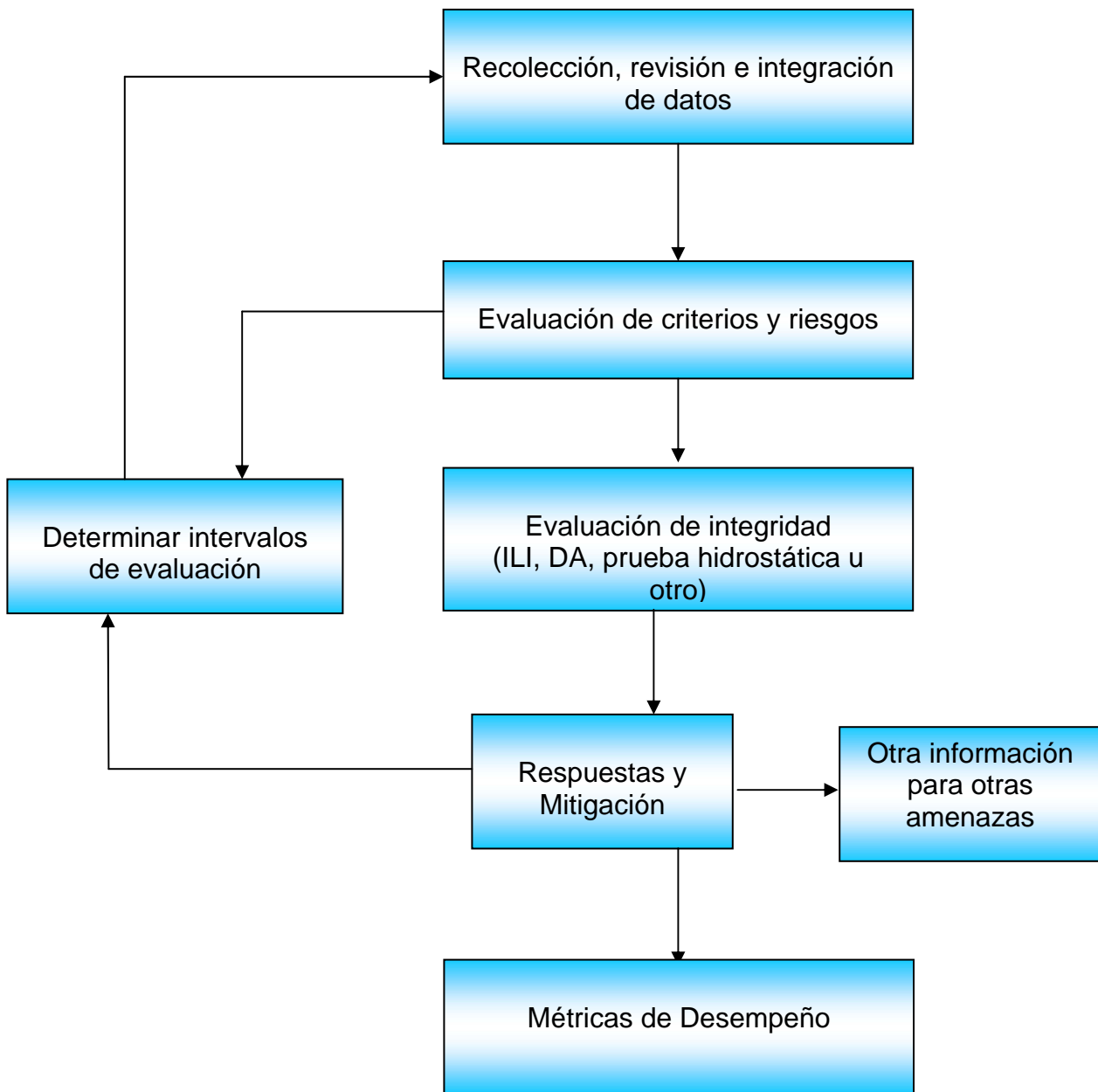


Figura. 18 Plan de administración de integridad por amenaza de corrosión interna.

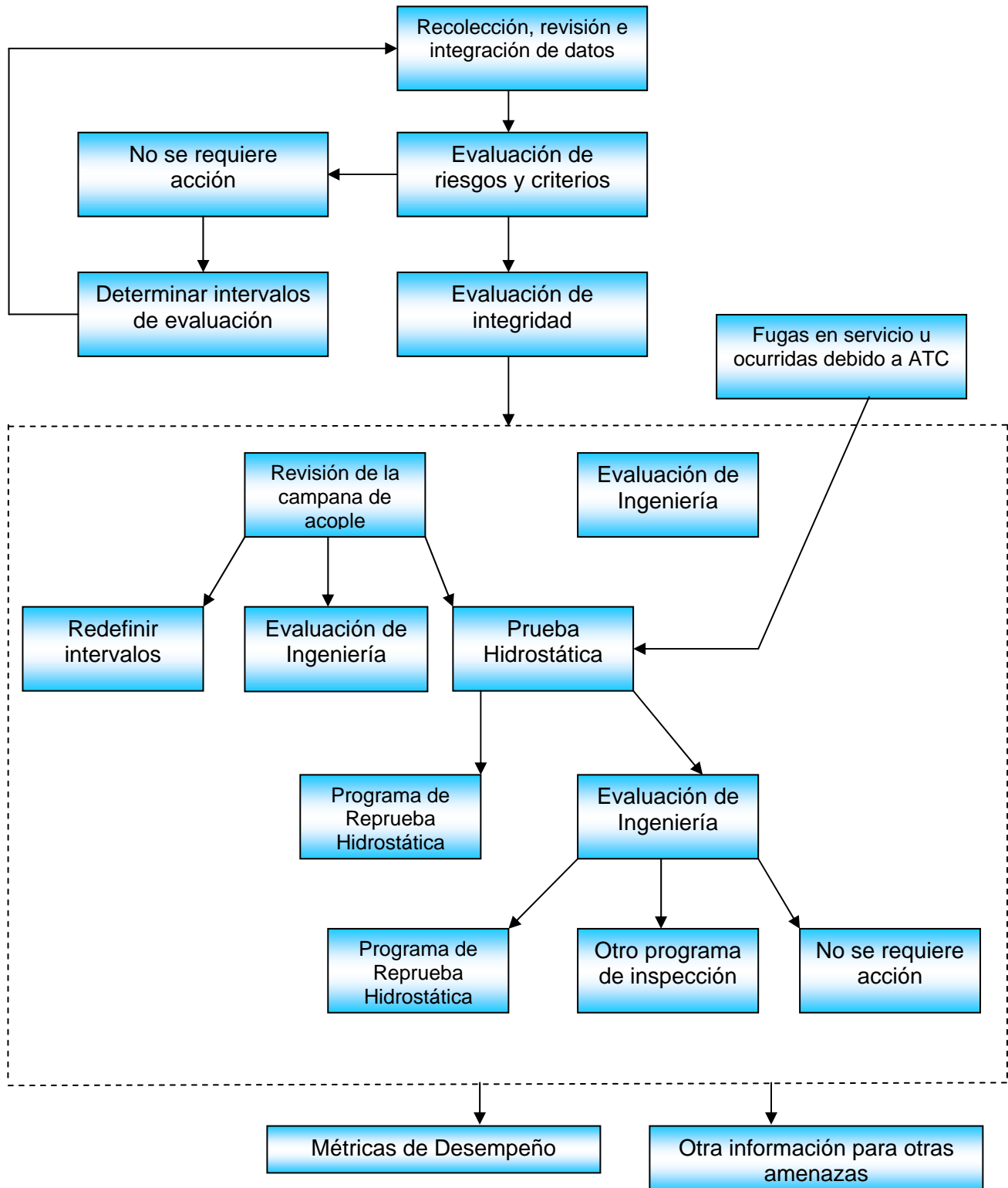


FIGURA. 19. PROGRAMA DE ADMINISTRACION DE INTEGRIDAD AMENAZA DE FRACTURA POR CORROSION.

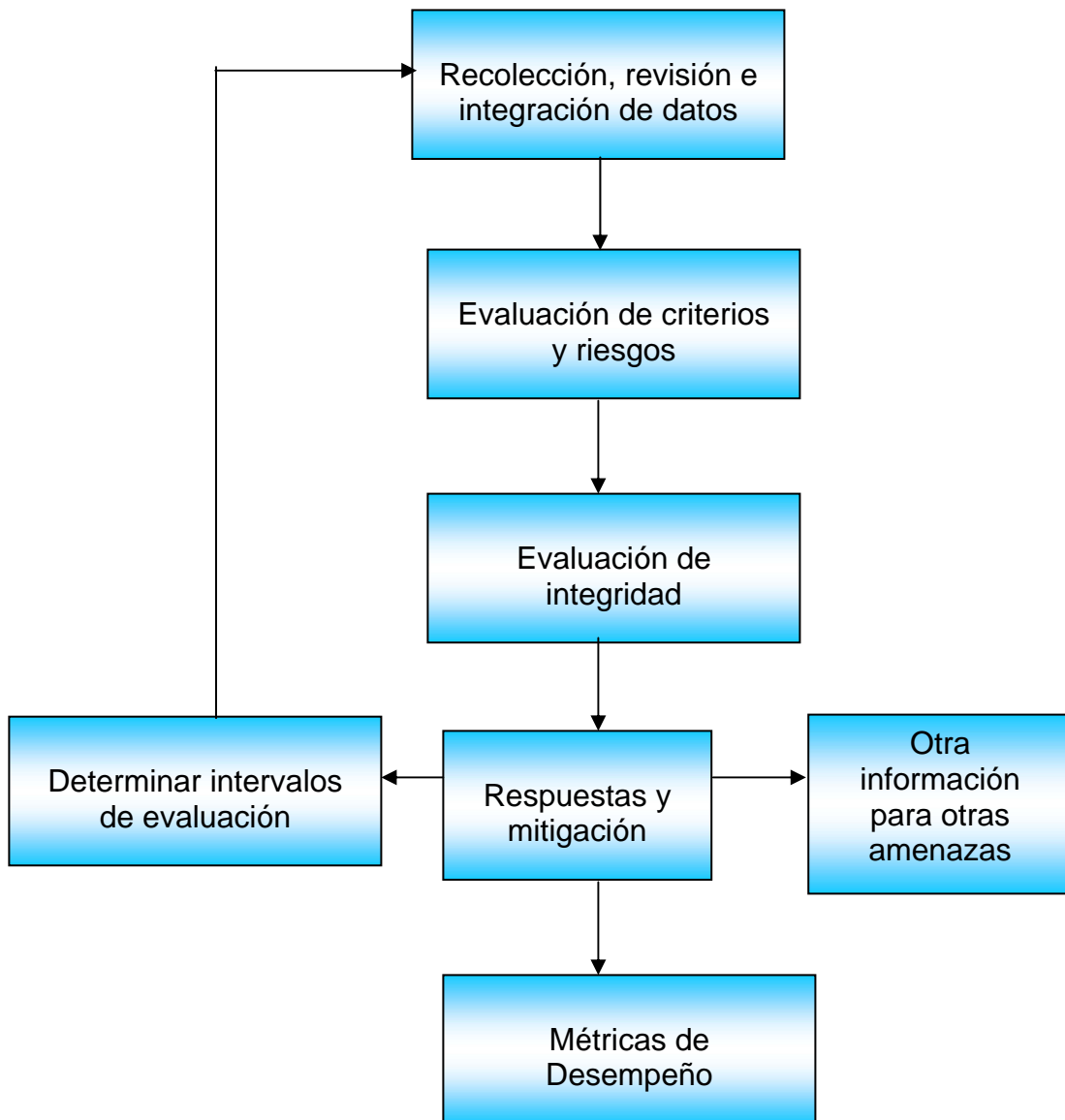


Figura. 20. Plan de administración de integridad por amenaza en la fabricación (tubo y empalme).

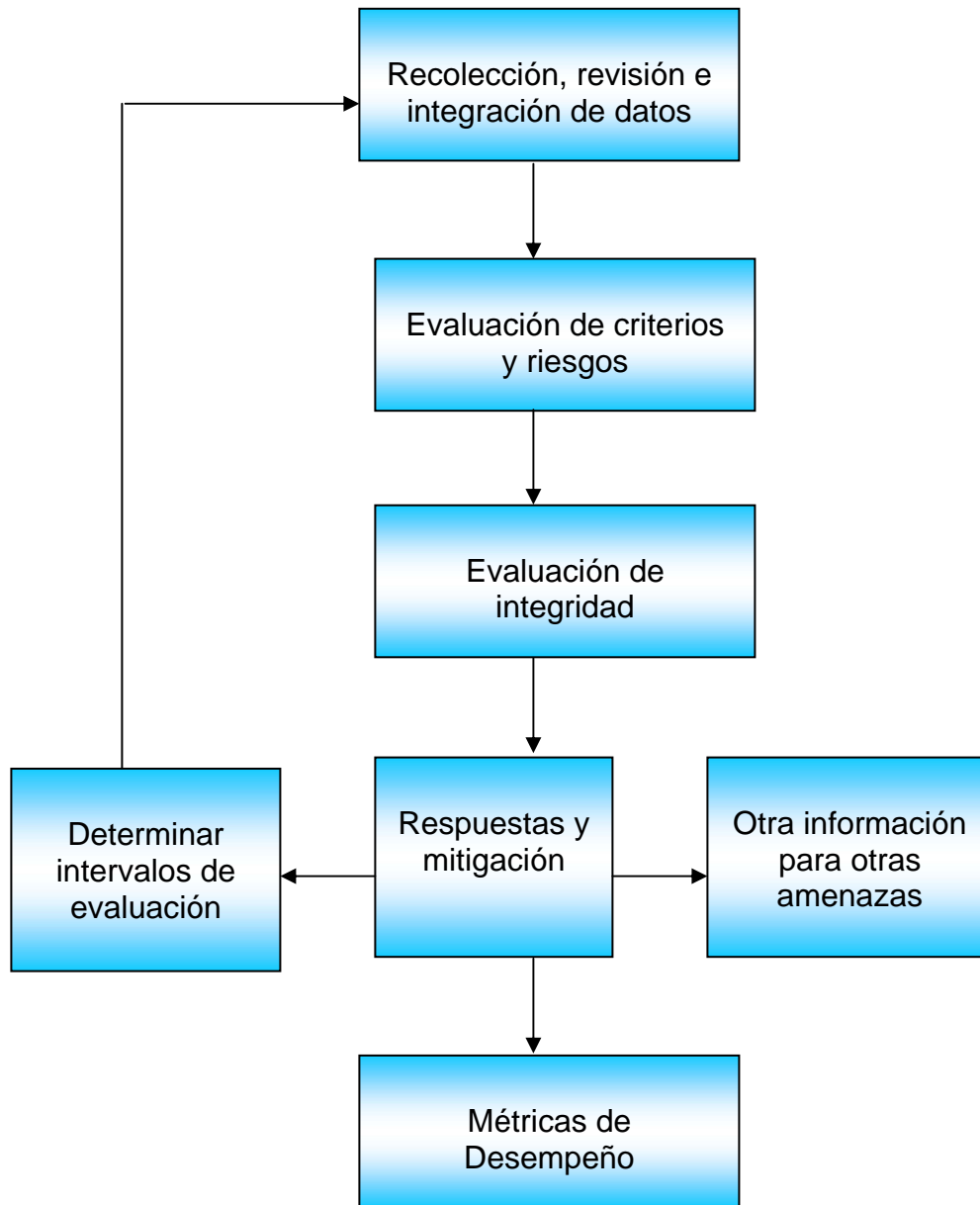


Figura. 21. Plan de administración de integridad por amenaza en la construcción (soldadura circunferencial, soldadura de ensamble, dobleces corrugados, o roscas dañadas, tubos/acoples rotos)

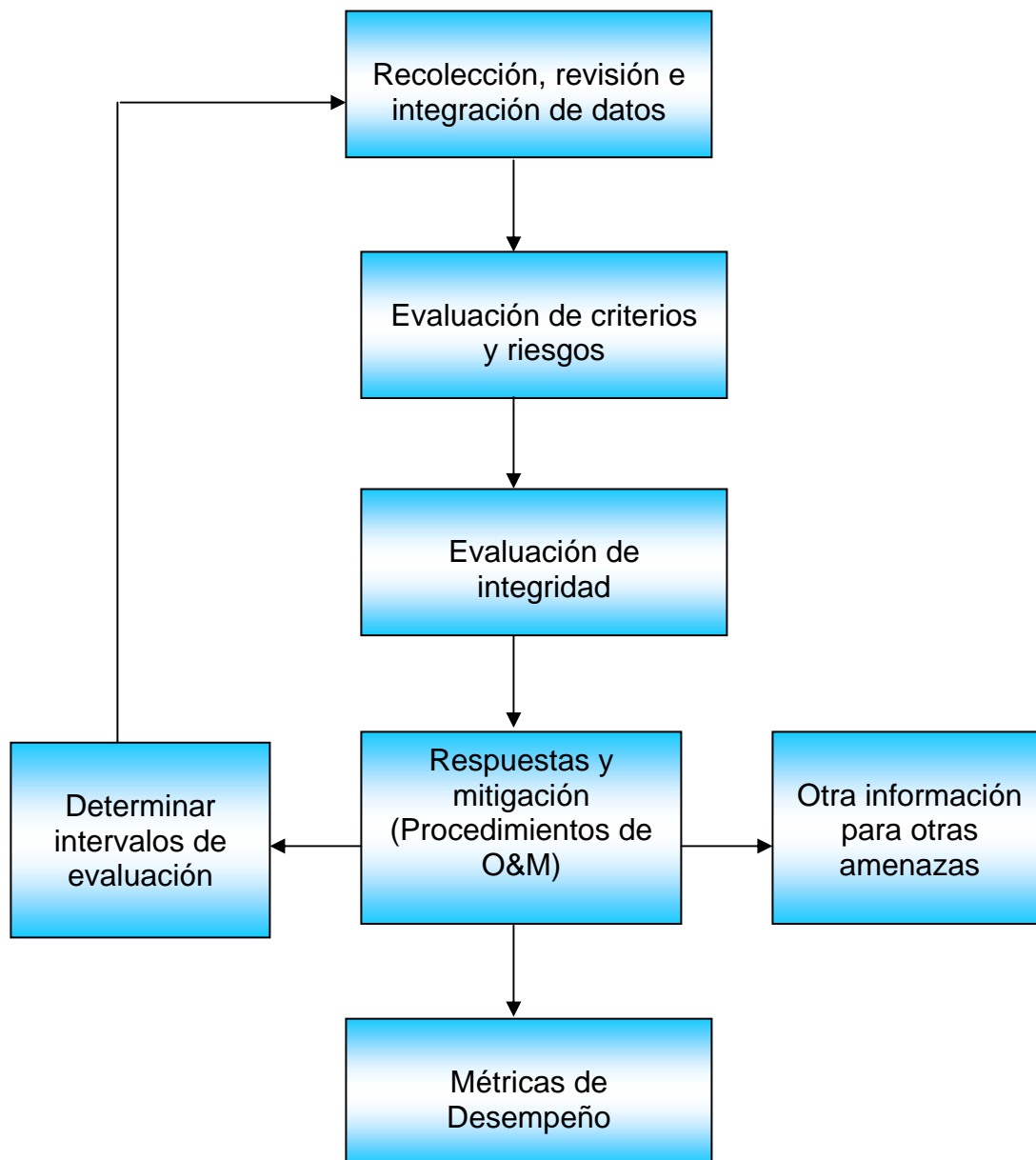


Figura. 22. Plan de administración de integridad para amenaza de equipo (empaques y anillos, control/emisión, sello/empaquetadura de la bomba).

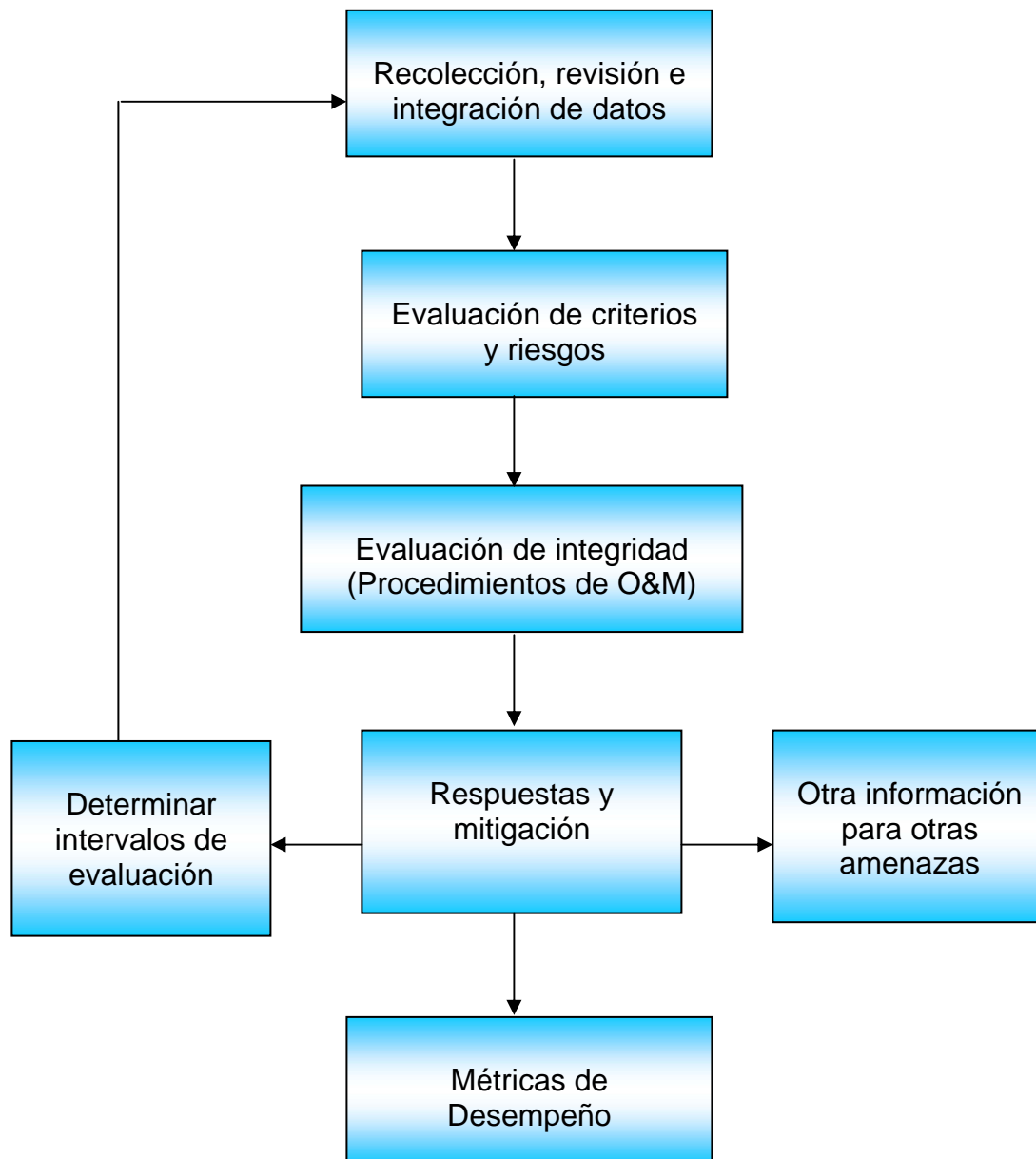


Figura. 23. Plan de administración de integridad para amenaza de daño por terceros (daño causado por terceros (inmediato), vandalismo, tubo dañado previamente).

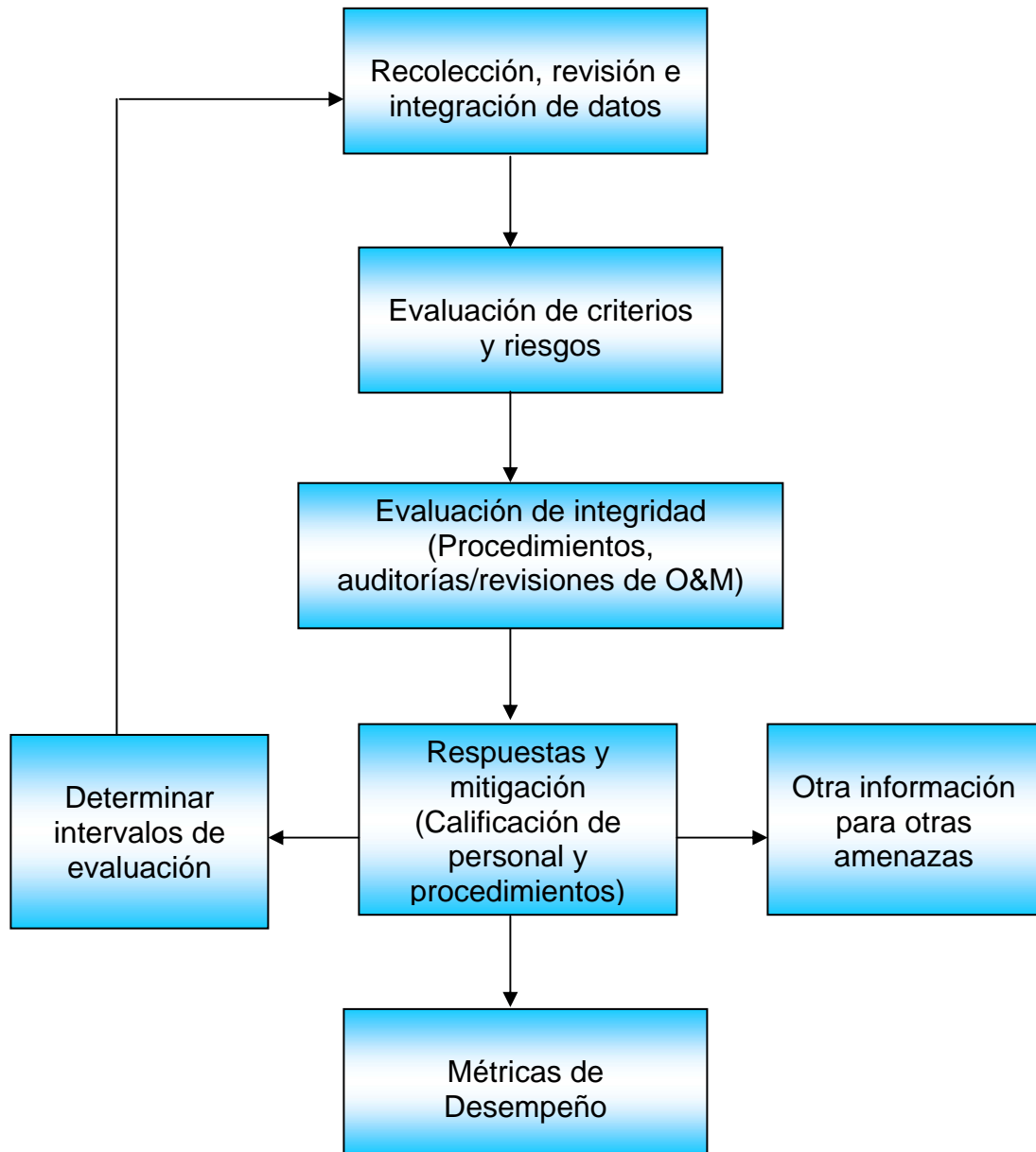


Figura. 24. Plan de administración de integridad de amenaza por operaciones incorrecta).

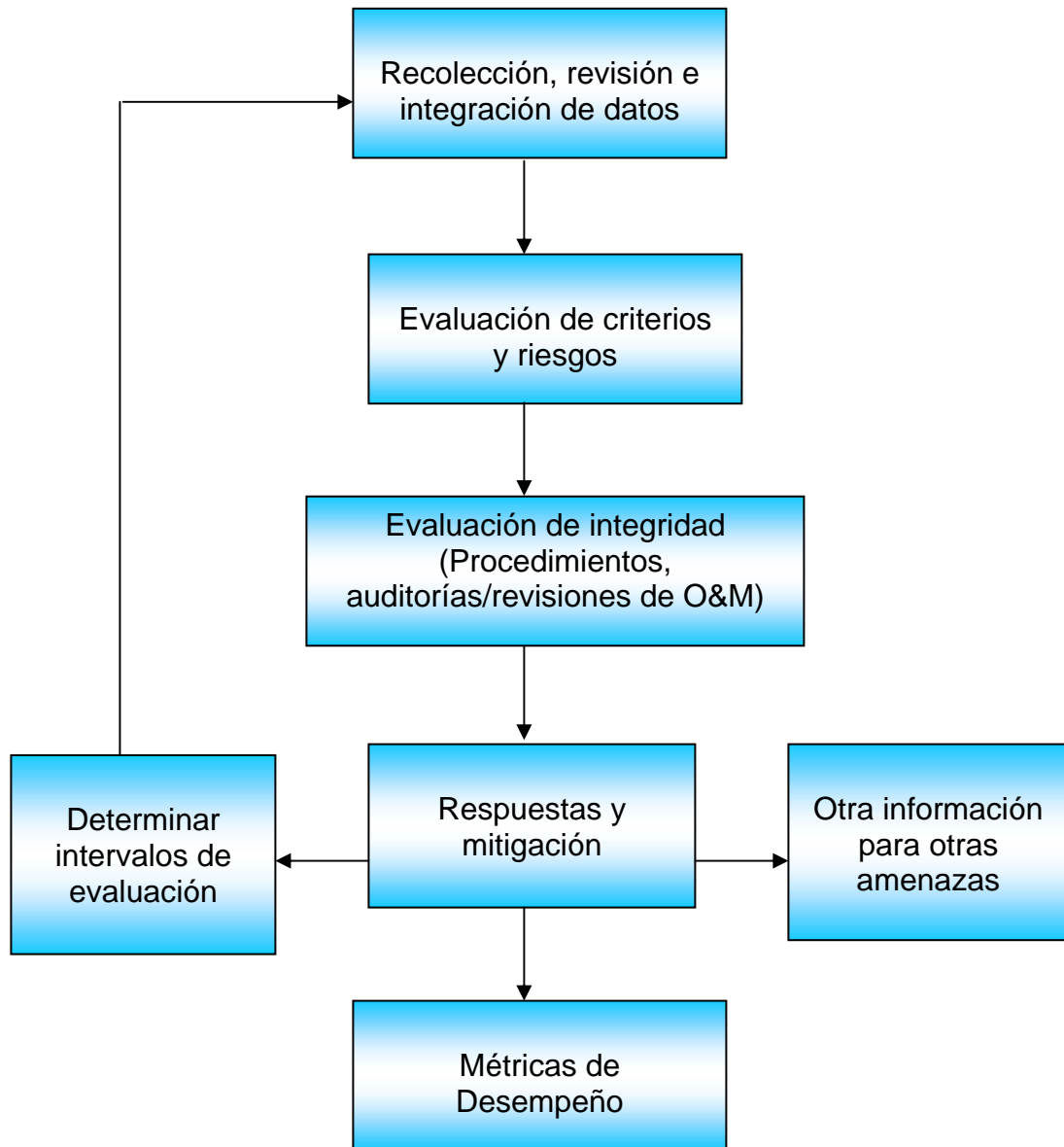


Figura. 25. Plan de administración de integridad relacionado con el clima y amenazas por agentes externos (movimiento de tierra, lluvias fuertes o inundaciones, clima frío, descargas eléctricas).

## **ANEXO B**

### **EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Con base en las prioridades determinadas por la evaluación de riesgos, el operador debe realizar evaluaciones de integridad utilizando los métodos apropiados. Los métodos que pueden ser usados son: Inspección en línea, prueba de presión, evaluación directa. El método de evaluación de integridad se basa en las amenazas a las cuales el segmento es susceptible. Es posible que se requiera más de un método y herramienta para enfrentar todas las amenazas en un segmento de ducto. Por otra parte, la inspección utilizando cualquiera de los métodos de evaluación de integridad puede no ser la acción apropiada a tomar para ciertas amenazas. Otras acciones tales como la prevención podrían proporcionar mejores resultados de Gestión de integridad.

Se proporciona una lista de amenazas dividida en tres grupos: Dependientes de tiempo, estables e independientes de tiempo. Las amenazas dependientes de tiempo generalmente se pueden enfrentar utilizando cualquiera de los métodos de evaluación de integridad discutidos en anteriormente. Las amenazas estables, tales como defectos de fabricación pueden ser enfrentadas mediante pruebas de presión, mientras que las amenazas de equipo y construcción generalmente pueden ser enfrentadas mediante la examinación y evaluación del equipo, del componente o de la unión específica.

El uso de un método particular de evaluación de integridad puede hallar indicaciones acerca de amenazas diferentes de las cuales pretendía evaluar. Por ejemplo, la amenaza de un tercero por lo general se maneja mejor mediante la implementación de actividades de prevención; sin embargo, una herramienta de inspección en línea puede arrojar como resultado el hallazgo de una abolladura en la mitad del tubo. La examinación de la abolladura debe ser entonces la acción apropiada para determinar si se dañó el tubo debido a la actividad del tercero.

Es importante tener en cuenta que algunos de los métodos de evaluación de integridad discutidos en esta sección solamente proporcionan indicios de defectos. Con el fin de caracterizar el defecto se requiere de la evaluación utilizando inspección visual y una variedad de técnicas de examinación no destructivas (NDE). El operador puede elegir ir directamente al examen y evaluación de la longitud total del segmento de ducto que se está evaluando en lugar de realizar inspecciones. Por ejemplo, el operador podría desear realizar un examen visual de la tubería descubierta para localizar amenazas de corrosión externa. Como el tubo es accesible para esta técnica y la corrosión externa se puede evaluar con prontitud, entonces no es necesaria una inspección en línea.

## **B.1 INSPECCIÓN EN LÍNEA DEL DUCTO**

La inspección en línea (ILI) es un método de evaluación de integridad utilizado para localizar y caracterizar indicios en un ducto. La efectividad de la herramienta ILI utilizada depende de la condición de la sección específica del ducto que se va a inspeccionar y qué tan bien se ajusta a los requerimientos impuestos por los objetivos de inspección. Las siguientes secciones analizan

el uso de herramientas ILL para ciertas amenazas.

### **B.1.1 Herramientas de Pérdida de Metal para la Amenaza de Corrosión Interna y Externa.**

Para estas amenazas, se pueden utilizar las siguientes herramientas; su efectividad está limitada por la tecnología que emplea la herramienta.

#### **Herramienta de Resolución Estándar de Fuga de Flujo Magnético.**

Más adecuada para la detección de pérdida de metal que la calibración. La exactitud de la calibración está limitada por el tamaño del sensor. Es sensible a ciertos defectos metalúrgicos tales como costras y astillas. No es confiable para la detección o calibración de la mayoría de defectos diferentes de pérdida de metal. No es confiable para la detección o calibración de defectos de pérdida de metal alineados axialmente. Las altas velocidades de inspección degradan la exactitud de la calibración.

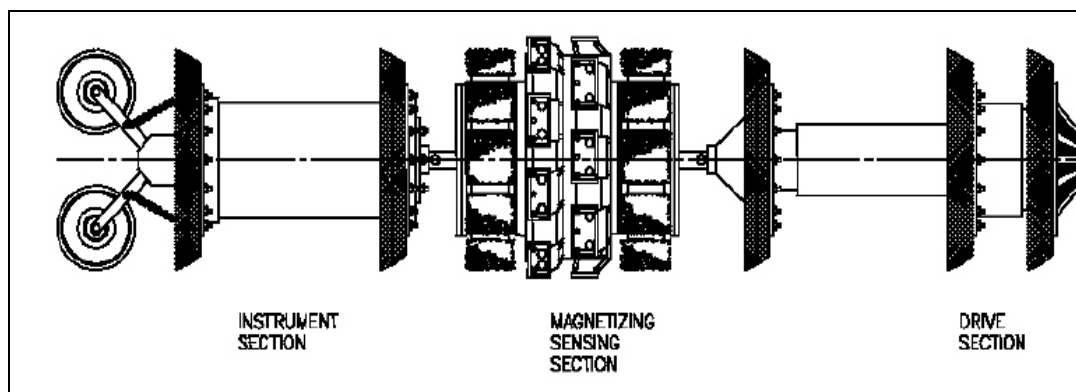


Figura. 26. Herramienta convencional de flujo magnético.

Tomada: Manual de Integridad de TGI – capítulo 3

### **Herramienta de Alta Resolución, Pérdida de Flujo Magnético.**

Proporciona mayor exactitud en la calibración que las herramientas de resolución estándar. Mayor precisión de calibración para formas con defectos geoméricamente simples. La exactitud en la calibración se degrada ante hendiduras o cuando la geometría del defecto se hace más compleja. Posee algo de capacidad para detectar defectos diferentes de pérdida de metal, pero esta capacidad varía de acuerdo con las geometrías y características del defecto. Generalmente no es confiable para defectos alineados axialmente. Las altas velocidades de inspección disminuyen la exactitud de la calibración.

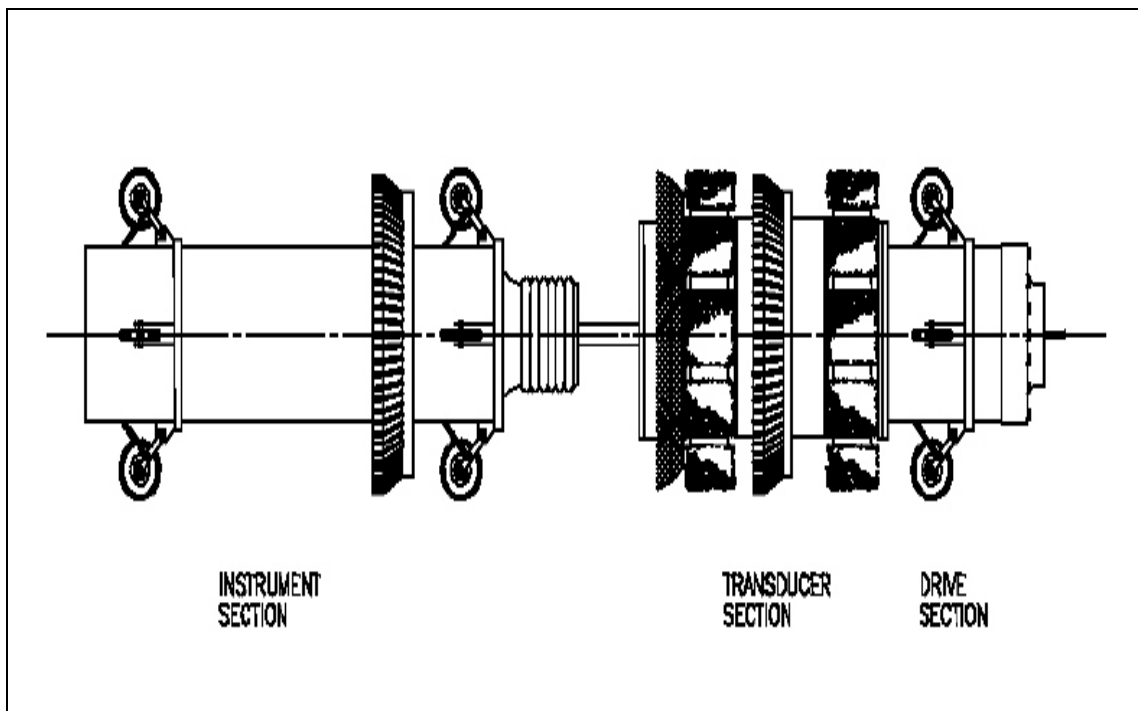


Figura. 27. Herramienta de alta resolución de flujo magnético.

Tomada: Manual de Integridad de TGI – capítulo 3

### **Herramienta de Onda de Compresión, Ultrasónica.**

Generalmente requiere un contraste líquido. No tiene capacidad de detección o calibración donde se pierden las señales de retorno. Lo cual puede ocurrir en defectos con perfiles rápidamente cambiantes, en algunos dobleces y cuando un defecto está cubierto por una laminación, sensible a desechos y depósitos en la pared interna del tubo. Las altas velocidades degradan la resolución de la calibración axial.

### **Herramienta de Onda Corta, Ultrasónica.**

Requiere un contraste líquido. La exactitud de la calibración está limitada por el número de sensores y la complejidad del defecto. Su precisión se degrada ante la presencia de incisiones e impurezas en la pared del tubo. Las altas velocidades degradan la resolución de calibración.

### **Herramienta de Flujo Transversal.**

Más sensible a los defectos de pérdida de metal alineados axialmente, que las herramientas MFL de resolución alta y estándar. También puede ser sensible a otros defectos alineados axialmente. Menos sensible que las herramientas MFL de resolución alta y estándar a los defectos alineados con la circunferencia. Generalmente proporciona menos precisión de calibración que las herramientas MFL de alta resolución para la mayoría de geometrías de defecto. Las altas velocidades pueden degradar la exactitud de la calibración.

## **B.1.2 Herramientas de Detección de Rupturas para la Amenaza de Fractura por Corrosión por Tensión.**

Para esta amenaza se pueden utilizar las siguientes herramientas. Su

efectividad está limitada por la tecnología que la herramienta emplee:

#### **Herramienta de Onda de Corta, Ultrasónica.**

Requiere un contraste líquido. La exactitud de la calibración está limitada por el número de sensores y la complejidad de la colonia de fractura. Su precisión se degrada ante la presencia de incisiones e impurezas en la pared del tubo. Las altas velocidades degradan la resolución de calibración.

#### **Herramienta de Flujo Transversal.**

Es capaz de detectar algunas fracturas alineadas axialmente sin incluir SCC, pero no se considera precisa para la calibración. Las altas velocidades de inspección pueden degradar la exactitud de la calibración.

### **B.1.3 Herramientas de Calibración y de Pérdida de Metal para Daños por Terceros y Amenaza de Daño Mecánico.**

Las abolladuras y áreas de pérdida de metal son el único aspecto de estas amenazas para el que las herramientas ILI se pueden utilizar efectivamente para detección y calibración. Las herramientas de deformación o geometría a menudo son más utilizadas para detectar daños en la línea, que involucran deformación de la sección transversal del tubo. Tal daño puede ser causado durante la construcción y las abolladuras pueden ser producidas por colocar los tubos sobre las rocas por daños de terceros y por arrugas causadas durante el cargue o almacenamiento irregular de la tubería.

La herramienta de geometría de menor resolución es el marrano de calibración o herramienta tipo calibrador de canal sencillo. Este tipo de herramienta es adecuado para identificar y localizar deformaciones fuertes en

la sección transversal del tubo. Una resolución mayor se obtiene utilizando calibradores estándar que registren un canal de información para cada brazo del calibrador, generalmente 10 ó 12 espaciados alrededor de la circunferencia. Este tipo de herramienta puede ser utilizado para discernir acerca de la gravedad de la deformación y algunos aspectos generales del daño. Con algo de esfuerzo, es posible identificar la agudeza o calcular las tensiones asociadas con la deformación, utilizando la lectura del calibrador estándar. Las herramientas de alta resolución proporcionan la información más detallada acerca de la deformación. Algunas también pueden indicar inclinación o cambio en la inclinación, lo cual puede ser útil para identificar dobleces en el ducto. Los daños producidos por terceros que han sido reparados ejerciendo presión interna en el tubo, todavía pueden ser una dificultad para los límites inferiores de detección confiable de herramientas estándar y de alta resolución. Ha existido un éxito muy relativo identificando daños producidos por terceros utilizando herramientas de escape de flujo magnético, porque no son útiles para la calibración de deformaciones.

#### **B.1.4 Consideraciones especiales para el uso de herramientas de Inspección en línea**

(a) Se debe considerar lo siguiente al seleccionar la herramienta adecuada:

(1) *Sensibilidad de Detección.* El tamaño mínimo de defecto especificado para la herramienta LI debe ser menor que el tamaño de defecto que se busca detectar.

(2) *Clasificación.* Diferenciación entre los tipos de anomalías.

(3) *Exactitud de Calibración* Permite la priorización y es clave para un plan de Gestión de integridad exitoso.

(4) *Exactitud de Ubicación*. Permite ubicar anomalías por excavación.

(5) *Requerimientos para Evaluación de Defectos*. Los resultados de ILI tienen que ser adecuados para el programa de evaluación de defectos específico del operador.

(b) Generalmente, los operadores del ducto responden un cuestionario suministrado por el proveedor de ILI que debe relacionar todos los parámetros y características relativos de la sección de ducto que va a ser inspeccionada. Algunos de los temas más importantes que se deben considerar son:

(1) *Preguntas respecto al Ducto*. Revisión de las características del tubo tales como grado de acero, tipos de soldadura, longitud, diámetro, grosor de las paredes, perfiles de elevación, etc. También la identificación de restricciones, dobleces, ovalidades conocidas, válvulas, acoples y anillos con los que se vaya a encontrar la herramienta ILI.

(2) *Lanzadores y Receptores*. Deben ser revisados para determinar su conveniencia, ya que las herramientas ILI varían en longitud general, complejidad, geometría y maniobrabilidad.

(3) *Limpieza de Tubo*. Puede afectar significativamente la recolección de información.

(4) *Tipo de Fluido*. Gas o líquido, afectan la posible selección de tecnologías.

(5) *Promedio de Flujo, Presión y Temperatura.* El promedio del flujo de gas influye en la velocidad de inspección de la herramienta ILI. Si las velocidades están fuera de los promedios normales, se puede ver comprometida la resolución. El tiempo total de inspección está determinado por la velocidad de inspección, pero está limitado por la capacidad total de las baterías y el almacenamiento de información disponible en la herramienta. Las altas temperaturas pueden afectar la calidad de operación de la herramienta y por lo tanto se deben tener en cuenta.

(6) *Desvío de Producto - Suplemento.* La reducción del flujo de gas y la capacidad de reducción de velocidad en la herramienta ILI pueden ser una consideración en las líneas de mayor velocidad. Por otra parte, se debe considerar la disponibilidad de gas suplementario donde el promedio de flujo es demasiado bajo.

(c) El operador debe evaluar la confiabilidad general del método ILI observando lo siguiente:

(1) Nivel de Confianza del Método ILI (I.e. probabilidad de detectar, clasificar y calibrar las anomalías).

(2) Historia de la herramienta / método ILI.

(3) Promedio de inspecciones exitosas / fallidas.

(4) Capacidad de la herramienta para inspeccionar la longitud y circunferencia totales de la sección.

(5) Capacidad para indicar la presencia de anomalías de múltiples causas. Generalmente, los representantes del operador del ducto y el proveedor de servicio ILI deben analizar el objetivo de la inspección y ajustar los factores significativos conocidos acerca del ducto y las anomalías esperadas con la capacidad y desempeño de la herramienta. El operador debe bosquejar el proceso utilizado en el plan de Gestión de integridad para la selección e implementación de las inspecciones ILI.

### **B.1.5 Examen y Evaluación.**

Los resultados de la inspección en línea solamente proporcionan alguna caracterización. Se requiere el monitoreo de esta información para determinar el formato de tiempo para examen y evaluación.

El examen consta de gran variedad de técnicas de inspección directa incluyendo inspección visual, inspección con equipo NDE, y la toma de mediciones para caracterizar el defecto en las perforaciones confirmatorias donde se han detectado anomalías. Una vez caracterizado el defecto, el operador debe evaluar el defecto para determinar las acciones de mitigación apropiadas.

## **B.2 PRUEBA DE PRESIÓN**

La prueba de presión ha sido un método ampliamente aceptado por la industria para validar la integridad de los ductos. Este método de evaluación de integridad puede ser tanto una prueba de resistencia como una prueba de fugas. La selección de este método debe ser adecuada para las amenazas que se están evaluando.

ASME B31.8 contiene detalles sobre la realización de pruebas de presión para revisiones durante la construcción y para los exámenes después que el ducto ha estado en servicio por un periodo de tiempo. El Código especifica la prueba de presión a realizar y la duración de la prueba para controlar ciertas amenazas. También especifica bajo qué condiciones se pueden emplear los diversos medios de prueba.

El operador debe considerar los resultados de la evaluación de riesgos y los tipos de anomalías esperadas para determinar cuando realizar inspecciones empleando la prueba de presión.

### **B.2.1 Amenazas dependientes de tiempo.**

La prueba de presión es apropiada al enfrentar amenazas dependientes de tiempo. Estas amenazas son corrosión externa, corrosión interna, y fracturas por corrosión, y otros mecanismos de corrosión ayudados por el ambiente.

### **B.2.2 Amenazas por fabricación y otros defectos relacionados.**

La prueba de presión es apropiada al evaluar el aspecto de empalme del tubo en amenazas de fabricación. Esta prueba cumple con los requerimientos de ASME B31.8. Define si se debe utilizar aire o agua. Se asume que existen empalmes cuando el tubo tiene un factor de unión de menos de 1.0 ó si el ducto comprende tubos soldados con soldadura de baja frecuencia.

Al aumentar el MAOP de un ducto o la presión de operación por encima de la presión de operación histórica (la presión más alta registrada en los cinco

años anteriores a la fecha del plan), la prueba de presión debe ser realizada para determinar el comportamiento de las uniones.

Loa prueba de presión debe ser realizada de acuerdo con ASME B31.8; hasta por lo menos 1.25 veces el MAOP. El estándar ASME B31.8 define cómo realizar pruebas para las fases de post-construcción y en servicio de los ductos.

### **B.2.3 Examen y Evaluación.**

Cualquier sección de tubo que no pase una prueba de presión, debe ser examinada para evaluar que la falla fue debido a la amenaza para la cual se ha planeado la prueba. Si la falla fue debido a otra amenaza, la información de la falla durante la prueba debe ser integrada con otra información relativa a la otra amenaza y se debe reevaluar el segmento.

## **B.3 EVALUACIÓN DIRECTA**

La evaluación directa es un método de evaluación de integridad que utiliza un proceso estructurado a través del cual el operador puede integrar el conocimiento de las características físicas y la historia de operación de un sistema o segmento de tubería con los resultados de la inspección, examen y evaluación para determinar la integridad.

### **B.3.1 Evaluación Directa de Corrosión Externa (ECDA) para la Amenaza de Corrosión Externa.**

La evaluación directa de corrosión externa puede ser utilizada para

determinar la integridad por la amenaza de corrosión externa en segmentos de un ducto. El proceso integra información de las instalaciones, inspecciones de campo históricas, actuales y pruebas con las características físicas de un ducto. Las inspecciones no intrusivas se utilizan para calcular el éxito de la protección a la corrosión. El proceso ECDA requiere de exámenes y evaluaciones directas. Estos exámenes y evaluaciones confirman la capacidad de las inspecciones indirectas para ubicar sitios de corrosión activos y pasados en el ducto. La post-evaluación se requiere para determinar un promedio que permita establecer el intervalo de reinspección, reevaluar el desempeño de la métrica y su aplicabilidad actual, además de garantizar que las hipótesis hechas en los pasos anteriores continúan siendo correctas.

El proceso ECDA por lo tanto tiene los siguientes cuatro componentes:

(a)Pre-Evaluación

(b)Inspecciones.

(c)Exámenes y evaluaciones.

(d)Post-Evaluación.

El objetivo de la aproximación ECDA descrita en este estándar es identificar los sitios donde pueden haberse formado defectos de corrosión externa. Se reconoce que se pueden detectar otras amenazas tales como daño mecánico y fractura por corrosión durante el proceso ECDA. Durante la implementación del ECDA y cuando el tubo está expuesto, se aconseja que el operador

realice exámenes para detectar amenazas de corrosión no externa.

El proceso prescriptivo ECDA requiere del uso de por lo menos dos métodos de inspección, pruebas de verificación mediante examen y evaluaciones, y validación post-evaluación.

### **B.3.2 Proceso de Evaluación Directa de Corrosión Interna (ICDA) para la Amenaza de Corrosión Interna.**

La evaluación directa de corrosión interna puede ser utilizada para determinar la integridad para amenaza de corrosión interna en segmentos de ducto que normalmente transportan gas seco, pero que pueden sufrir de congestiones a corto plazo de gas húmedo o agua libre (u otros electrolitos). Los exámenes de puntos bajos o en inclinaciones a lo largo de un ducto que obligan a que un electrolito como el agua se acumule, proporcionan información acerca del resto de la tubería. Si estos puntos bajos no se han corroído, entonces los otros sitios más adelante tienen menor probabilidad de acumular electrolito y por lo tanto se pueden considerar libres de corrosión. Estos sitios corrientes abajo no requerirían de exámenes.

La corrosión interna es más factible de ocurrir donde el agua se acumula primero. Predecir los sitios de acumulación de agua sirve como método para priorizar exámenes locales. Esta predicción requiere de un conocimiento acerca del comportamiento de flujo multifásico en el tubo que requiere cierta información adicional. El ICDA se aplica entre cualquier punto de alimentación hasta que un nuevo insumo o resultado cambia el riesgo potencial de entrada de un electrolito o se varíen las características de flujo.

Los exámenes se realizan en sitios donde se predice la acumulación de electrolitos. Para la mayoría de ductos se requiere de exámenes por radiografía o por NDE ultrasónico para medir el grosor restante de la pared en cada sitio. Una vez que se ha expuesto el sitio, los métodos de monitoreo de corrosión interna le pueden permitir a un operador extender el intervalo de reinspección y beneficiarse del monitoreo en tiempo real en los sitios más susceptibles de corrosión interna. También pueden existir algunas aplicaciones donde la aproximación más efectiva es realizar inspección en línea para una porción de tubo y utilizar los resultados para evaluar la corrosión interna corriente abajo, donde no se puede realizar inspección en línea. Si se determina que los sitios más susceptibles a la corrosión no contienen defectos, se garantiza la integridad de una gran porción de ducto.

### **B.3.3 Otras Metodologías de Evaluación de Integridad**

Pueden existir otros métodos de evaluación de integridad para uso con ductos. Para propósitos de este plan, es aceptable que un operador utilice estas inspecciones como alternativa para las relacionadas anteriormente.

Para programas prescriptivos de Gestión de integridad, la evaluación de integridad alternativa debe ser una metodología reconocida por la industria y debe ser aprobada y publicada por una organización de estándares de consenso industrial. Para programas de Gestión de integridad basados en desempeño, se pueden utilizar técnicas diferentes de las publicadas por la organización de estándares; sin embargo, el operador debe seguir los requerimientos de desempeño de este plan y debe ser diligente al confirmar y documentar la validez de esta aproximación para confirmar que se ha logrado un nivel de integridad mayor.