

**LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN
DE INTEGRIDAD EFICIENTE EN EL MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS:
REVISIÓN TEMÁTICA**

JUAN CARLOS GUALDRÓN BADILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTA DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN
DE INTEGRIDAD EFICIENTE EN EL MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS:
REVISIÓN TEMÁTICA**

JUAN CARLOS GUALDRÓN BADILLO

**Trabajo de grado para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director

EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Ingeniería del Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTA DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

“Si tu oído inclinas hacia la sabiduría y de corazón te entregas a la inteligencia; si llamas a la inteligencia y pides discernimiento; si la buscas como a la plata, como a un tesoro escondido, entonces comprenderás el temor del señor y hallaras el conocimiento de Dios. Porque el señor da la sabiduría; conocimiento y ciencia brotan de sus labios”

Proverbios 2:2-6

A Dios, que todo lo puede.

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor el Ing. Eduardo Cristancho por su inmensa colaboración, orientación y apoyo para el desarrollo de este trabajo.

A todas las personas: familiares, amigos, compañeros y docentes que de una u otra forma contribuyeron en la ejecución de este trabajo.

RESUMEN

TITULO: LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EFICIENTE EN EL MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS: REVISIÓN TEMÁTICA*

AUTOR: JUAN CALOS GUALDRÓN BADILLO**

PALABRAS CLAVES: Gestión, integridad, ductos, valoración, mitigación, riesgo, aseguramiento, planes, mantenimiento, programa, beneficio.

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía está enfocada en proporcionar la información relevante para facilitar la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de gasoductos, acordes con las normas vigentes en Colombia.

Con el paso del tiempo, se ha dado mayor importancia al aseguramiento de la integridad de las líneas de transporte de hidrocarburos, generando así una cultura de valoración y mitigación permanente del riesgo, conllevando a los dueños de los activos a revisar, actualizar y/o implementar programas de gestión de integridad eficientes, que permitan obtener resultados satisfactorios de los diferentes planes de mantenimiento y cuyo principal efecto administrativo responderá a los principios para la optimización de sus recursos económicos y técnicos; Sin enfatizar en los costos que implicaría la evaluación y seguimiento continuo al programa; los cuales no serían mayores a los causados por incidentes o accidentes debido a la falta de un aseguramiento en la integridad de los ductos.

Por lo anterior el mayor beneficio que se obtiene cuando se administra eficientemente un programa de gestión de integridad, se ve reflejado en la reducción de costos, como por ejemplo en las paradas no programadas, ineficiencia de procesos, costos excesivos en los mantenimientos y operación, generación de eventos no deseados (accidentes), subutilización de los activos, entre otros.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Eduardo Cristancho Higuera, Especialista en Ingeniería del Gas

ABSTRACT

TITLE: GUIDELINES FOR DEVELOPMENT OF INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM INTEGRITY EFFICIENT OF PIPELINES MAINTENANCE: TEMATIC REVIEW *

AUTHOR: JUAN CALOS GUALDRÓN BADILLO**

KEYWORDS: Management, integrity, pipelines, assessment, mitigation, risk, insurance plans, maintenance, program, benefit.

DESCRIPTION:

This monograph is focus in provide relevant information about to facilitate the development of management program integrity efficient of pipelines maintenance, according whit regulations in force in Colombia.

Acroos the time, integrity assurance have taken greater importance in hydrocarbon transportation lines; in this way has created a valuation and mitigation risk culture permanent. This situation has generated to actions in sector companies such as review, update and implementation efficient integrity program of management for successful in different pipelines. For other side, the main effects administrative will technical resources and economic optimization. Similarly, the evaluation and continuous monitoring program will have economic impact resulting for incidents or minor accidents due to lack of assurance in the pipeline integrity.

Therefore, a greatest benefit in efficient administration of management program integrity is reflected in cost reduction for example, diminution in unscheduled stops, inefficient process, excessive costs in maintenance and operance, unwanted events, accidents, underutilization of assets, etc.

* Thesis of grade

** Faculty of physicochemicals ingennerings , Oil ingennerings School. Thesis director: Eduardo Cristancho Higuera, Gas ingennering specialist

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	15
2. JUSTIFICACIÓN.....	18
3. OBJETIVO GENERAL.....	19
3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
4. MARCO REFERENCIAL	20
5. DOCUMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTION DE INTEGRIDAD	25
5.1 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD.....	26
5.1.1 Recolección, revisión e integración de información	26
5.1.2 Valoración del riesgo	30
5.1.3 Valoración de integridad	35
5.1.4 Respuestas a las valoraciones de integridad y mitigación (reparación y prevención)	37
5.2 PLAN DE DESEMPEÑO.....	40
5.3 PLAN DE COMUNICACIONES	40
5.4 GESTIÓN DEL CAMBIO.....	42
5.5 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD.....	43
5.6 PAUTAS PARA LOS PLANES PRESCRIPTIVOS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD.....	45
5.6.1 Corrosión externa / interna.....	45
5.6.2 Stress Corrosion Cracking (SCC)	49
5.6.3 Defectos de Fabricación	53
5.6.4 Amenazas relacionadas con la soldadura o construcción	55
5.6.5 Amenazas relacionadas con Equipos	58
5.6.6 Daños mecánicos (causado por primeros, segundos o terceros)	59
5.6.7 Procedimiento operacional incorrecto	60
5.6.8 Relacionada con el clima y fuerzas naturales	62

6. RECOMENDACIONES Y APORTES AL DESARROLLO DEL PROGRAMA DE INTEGRIDAD.....	65
6.1 FACTOR ECONÓMICO.....	66
7. CONCLUSIONES	72
BIBLIOGRAFIA.....	74

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Diagrama del programa de gestión de Integridad.....	25
Ilustración 2. Flujograma de proceso del plan de gestión de integridad	28
Ilustración 3. Métodos de reparación y prevención.....	38
Ilustración 4. Plan de gestión de la integridad para la amenaza de corrosión externa / interna	46
Ilustración 5. Plan de gestión de la integridad para la amenaza por SCC	50
Ilustración 6. Plan de gestión de la integridad para los defectos de fabricación	53
Ilustración 7. Plan de gestión de la integridad para los defectos relacionados con la soldadura o construcción.....	55
Ilustración 8. Plan de gestión de la integridad para defecto relacionado con equipo	58
Ilustración 9. Flujograma resumen del plan prescriptivo de gestión de integridad para los gasoductos	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Esquema resumen de las amenazas a la integridad según ASME B31.8S-2004	21
Tabla 2. Información requerida para un programa de gestión prescriptivo de integridad.	29
Tabla 3. Fuentes típicas de la información para la valoración del riesgo	31
Tabla 4. Intervalos de valoración de la integridad. Amenazas dependientes del tiempo- plan prescriptivo de gestión de integridad.....	36
Tabla 5. Información mínima para la evaluación de Corrosión Externa.....	46
Tabla 6. Criterios en la valoración de riesgos CE	48
Tabla 7. Criterios en la valoración de riesgos CI.....	48
Tabla 8. Valoración de Integridad y respuestas.....	49
Tabla 9. Información mínima para la evaluación de Stress Corrosion Cracking (SCC):.....	51
Tabla 10. Criterios en la valoración de riesgos de SCS.....	51
Tabla 11. Información mínima para defectos de fabricación.....	54
Tabla 12 . Información mínima sobre integridad relacionada con la soldadura o construcción.....	56
Tabla 13. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con equipos	58
Tabla 14. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con daños mecánicos.....	59
Tabla 15. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con un procedimiento operacional incorrecto	61
Tabla 16. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con el clima o fuentes naturales	62

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de la corrosión se presenta en diversos campos de la producción y es considerado como una causa importante del deterioro de los materiales metálicos. Algunos reportes, hacen referencia a la magnitud de las pérdidas en el mundo, demostrando que alcanza los millones de dólares anuales. Se mencionan, con respecto al producto interno bruto (PIB) de algunos países que se pierden cerca de 276 billones de dólares (4% de PIB) en Estados Unidos; En Perú ascienden a los 1200 millones de dólares (8% del PIB); y en Colombia, las pérdidas pueden estar alrededor de 26 mil millones de pesos (4% del PIB).¹

Como estrategia importante al problema de la corrosión y producto de la experiencia operacional, desde hace algunos años ha tomado fuerza el aseguramiento a la integridad de las líneas para el transporte de Hidrocarburos (HC). Sin embargo, no resultó suficiente tener actividades de mantenimiento implementadas, rutinas de inspección, monitoreo y procedimientos operacionales. Para lograr un verdadero impacto en el problema de la corrosión fue necesario proponer el manejo integrado de todas estas actividades; dentro de una cultura de valoración y mitigación permanente del riesgo. De esta manera, se generan los programas de gestión de integridad, que consisten en procesos sistemáticos e integrados que permite identificar las amenazas que actúan sobre el sistema de ductos.²

¹ ASEDUIS- ASOCIACION EGRESADOS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Más de 26 mil millones de pesos pierden la industria colombiana debido a la corrosión de materiales. [On line]. Agosto, 2013. . [citado 10 enero de 2015]. Disponible en: <http://noticias.universia.net.co/actualidad/noticia/2013/08/29/1045848/mas-26-mil-millones-pesos-pierde-industria-colombiana-debido-corrosion-materiales.html>

² TEUTONICO, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. En: La revista del Gas Natural, 2009. Vol I. p.122-131

La presente monografía está enfocada en proporcionar la información relevante para facilitar la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de gasoductos, acordes con las normas vigentes en Colombia.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El sistema de transporte de gas por medio de gasoductos es una de las principales fuentes para proveer a la industria energía requerida, Sin embargo, algunos de los ductos o líneas que lo transportan han presentado incidentes, que se reflejan principalmente en aumento de costos para la industria. La literatura, suele atribuirlos a la falta de un aseguramiento en la administración de un programa de gestión de integridad eficiente.

Como ejemplo de lo anterior es posible citar las dos líneas de 6 y 8 NPS correspondientes a los gasoductos de Lisama-Centro pertenecientes a la superintendencia de operaciones de Mares (Ecopetrol S.A.), que representan uno de los sistemas de transporte de gas más importantes de la región del magdalena medio.

Según información se tienen datos que la planta compresora Lisama se inauguró a finales del año 1979, para enviar gas a la planta ubicada en El Centro (Barrancabermeja), utilizando la línea de 6 NPS, y en el año 1981 se instaló una línea paralela a la línea de 6 NPS pero en 8 NPS. Por lo anterior dichas líneas que componen el sistema de transporte de gas tienen en promedio 35 y 33 años de instalación respectivamente³, durante ese tiempo se han venido ejecutando algunos mantenimientos programados y no programados, lo cual a llevado a realizar suspensiones temporales del sistema de transporte de gas.

Para cada una de las líneas (6 y 8 NPS) se tiene una longitud de aproximadamente 50 Kilómetros (Km) de extensión y de acuerdo con algunos reportes inició su operación parcial hace unos treinta y cinco años

³ FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Actualización de la documentación operacional y de seguridad de la superintendencia de operaciones de Mares de Ecopetrol (SMA). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. 2004. 18-35p.

aproximadamente ⁴. En términos generales, según información de operadores, las líneas vienen presentando fallas y deterioro, posiblemente por el tiempo de servicio, y la falta de ejecución en programas de mantenimiento, prevención y mitigación del riesgo. Con lo anterior, se podría decir que faltaría un aseguramiento en la administración del sistema de gestión de integridad; lo que técnicamente se traduce en las fallas para el aseguramiento de la integridad de los ductos, representado en pérdidas de producto y en algunos casos suspensión del sistema en paradas no programadas.

Es aceptado que frente a daños presentados en una línea de transporte de gas, se realicen procedimientos de inspección que permitan elaborar un plan de mejora, reposición o cambio de la línea. Dichos planes deberán ser acordes a la situación y al nivel de riesgo; sin embargo, según información de los operadores con los diagnósticos técnicos e inspecciones hechas al gasoducto Lisama-Centro se puede evidenciar la cantidad de trabajos de mantenimiento que requieren las líneas. En respuesta a ellas se han generado actividades de mantenimiento no programado que sumadas a la actual estrategia de reposición de la línea llevan a interrumpir parcialmente el transporte ocasionando principalmente pérdidas económicas.

Por otra parte y dado que en los recorridos de estas líneas se encuentran ubicadas poblaciones humanas, los reportes de fugas del producto (gas) representan un factor que pone en alto riesgo las vidas de quienes habitan espacios aledaños al gasoducto. Finalmente, como consecuencia de las fugas, es probable que pueda o no ocurrir combustión del gas transportado al aire libre, lo que afectaría a la población o al medio ambiente.

⁴ FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Actualización de la documentación operacional y de seguridad de la superintendencia de operaciones de Mares de Ecopetrol (SMA). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. 2004. 18-35p.

Actualmente, los avances en la ingeniería ponen a disposición de la industria de los hidrocarburos diversas alternativas técnicas para el mantenimiento y reposición de las líneas de gasoductos cuyo fin es prolongar la vida útil de las mismas. Sin embargo, es probable que las propuestas de mantenimiento de la línea de interés sean mejoradas en cuanto a los aspectos costo-efectividad a partir de las características propias del gasoducto.

2. JUSTIFICACIÓN

Frente a la alta probabilidad de falla en los gasoductos, por factores como: el prolongado tiempo en funcionamiento de la línea, y posiblemente a la falta de un programa efectivo de la gestión de integridad para el mantenimiento, y dada la importancia para el sector de los hidrocarburos; surge la necesidad de estudiar y evaluar las pautas para la implementación de un plan de mantenimiento que asegure la integridad de las líneas para el transporte de gas, bajo los parámetros y normas que rigen en la actualidad.

Las pautas o guías para un programa de gestión de integridad que permita el aseguramiento en el mantenimiento de los gasoductos, están basadas en el código ASME B31.8S, y NTC 5747 “Gestión de integridad de gasoductos”, y con estas se generan interacciones con otras normas y/o códigos que permiten el desarrollo de un efectivo programa de gestión de integridad. Por tanto, se traduciría en una disminución significativa de los riesgos económicos, humanos, sociales y ambientales que las constantes fallas en estas líneas generan.

Proponer lineamientos para la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de los gasoductos, responde a la apremiante necesidad de mejorar los planes de mantenimiento que se ejecutan actualmente en este tipo de ductos o líneas.

Con las pautas y parámetros dados en el presente documento, será posible elaborar un programa de gestión de integridad para el mantenimiento de las líneas en el transporte de gas, cuyo principal efecto administrativo responderá a los principios en la optimización de los recursos económicos, y técnicos, así como la garantía para la integridad y funcionamiento continuo de las líneas de vital importancia para el sector de los hidrocarburos.

3. OBJETIVO GENERAL

Proponer lineamientos para la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de los gasoductos acordes con las normas vigentes en Colombia.

3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Documentar los lineamientos o pautas para la elaboración de un programa de gestión de integridad según las normas ASMEB31-2004 y NTC5747 en el contexto de los gasoductos de Colombia.
- ✓ Resaltar los aspectos críticos en las fases de elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de los gasoductos.
- ✓ Realizar recomendaciones técnico económicas sobre el diseño y la ejecución de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de los gasoductos.

4. MARCO REFERENCIAL

Administrar la integridad de un sistema de transporte de gas inicia desde el diseño, la selección de materiales, la construcción y sigue en la operación y el mantenimiento. En Colombia mediante la resolución 071 de 1999 se creó el reglamento único de transporte de gas natural por redes RUT.

El concepto de integridad en el transporte de hidrocarburos se ha integrado a los esquemas regulatorios y de normas técnicas internacionales desde 1996, debido a que los incidentes en tuberías pueden causar pérdida de vida humana y daños a la propiedad y al medio ambiente.⁵

Los sistemas de transporte de gas y las conexiones existentes o futuras deben adoptar las normas técnicas y de seguridad aplicables emitidas por las agremiaciones internacionales. Entre las agremiaciones internacionales que cuentan con normas técnicas en el tema de integridad están ASME y DOT. Actualmente, en Colombia se cuenta en esta materia con la norma técnica NTC 5747 Gestión de Integridad de gasoductos.

El código ASME B31.8S, denominado “Managing System Integrity of Gas Pipelines”, y la norma regulatoria 49 CFR Part192 del DOT, denominado “Pipeline Safety Management in High Consequence Areas (Gas Transmission Pipelines)” y NTC 5747 “Gestión de integridad de gasoductos”, han sido diseñados para proporcionar al operador las guías necesarias para el desarrollo e implementación de un programa efectivo de administración de la integridad.⁶

⁵ MARTINEZ TORIZ, Víctor Milton. Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID). En: La revista del gas Natural, 2010. Vol.II (2).p.34-35.

⁶ BETANCUR RIOS, Juan David y ACOSTA CARDENAS, Edwin Mauricio. Experiencia Colombiana hacia un estándar técnico para gestión de integridad en líneas de transporte de hidrocarburos. En: Revista de la escuela colombiana de ingeniería, 2009. Vol: 76, p. 7-13

Por “fallas graves”, se consideran aquellas que, por su gravedad, provocan la inmediata salida de servicio del gasoducto. Se trata de eventos donde por la pérdida de gas pudo haber o no explosión, fuego o daños materiales a bienes de terceros o lesiones a las personas y al medio ambiente⁷. Las fallas graves tienen su origen en diversas causas. En la norma ASME B31.8.S, se identifican tres grupos de amenazas a la integridad de un gasoducto⁸:

- 1) Amenazas dependientes del tiempo (corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión).
- 2) Amenazas estáticas o residuales (defectos de construcción y de fabricación de los caños o de los equipos instalados).
- 3) Amenazas independientes del tiempo (daños generados por la actividad de terceros, por operación inadecuada y por fuerzas externas, como efectos climáticos, problemas geológicos o hidrológicos, etc.).

A continuación en la tabla uno se muestra el esquema resumen de las amenazas a la integridad.

Tabla 1. Esquema resumen de las amenazas a la integridad según ASME B31.8S-2004

Tipo de Defecto relacionado con el tiempo	Tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento	Causas que representan amenazas para la integridad de la línea de transporte
1. Dependientes del tiempo	1) Corrosión externa	1) Corrosión externa
	2) Corrosión interna	2) Corrosión interna
	3) Agrietamiento debido a SCC	3) Agrietamiento debido a SCC
2. Estables	4) Defectos de Fabricación	4) Costura longitudinal defectuosa

⁷ PROMIGAS. Integridad de gasoductos.[online]. Mayo, 2005.[Citado:14 de febrero de 2014].Disponible en:http://www.cnogas.org.co/documentos/Acta_39_CNO-Integridad_mayo%2027_05.pdf.

⁸ FALABELLA, Daniel; CARZOGLIO, Eduardo. Innovación tecnológica y causa de fallas en gasoductos. En: Petrotecnia, 2010. Vol.4,p.30-37.

Tipo de Defecto relacionado con el tiempo	Tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento	Causas que representan amenazas para la integridad de la línea de transporte	
		5) Tubo defectuoso	
	5) Relacionada con la soldadura o construcción	6) Soldadura circunferencial defectuosa	
		7) Soldadura defectuosa de accesorios	
		8) Arrugas o dobleces	
		9) Roscas estropeadas, tubos rotos, fallas en los acoples	
		10) Fallas en los Empaques O-ring	
	6) Equipo	11) Mal funcionamiento del equipo de alivio y/o control	
		12) Fallas en la empaquetadura o sellos de la bomba	
		13) Misceláneos (otras fallas)	
		3. Independiente del Tiempo	7) Daños mecánicos (causado por primeros, segundos o terceros)
	15) Daño previo de la tubería (modo de falla retardado)		
	16) Vandalismo		
	8) Procedimiento operacional incorrecto		17) Procedimiento operacional incorrecto
9) Relacionada con el clima y fuerzas naturales	18) Bajas temperaturas		
	19) Rayos		
	20) Lluvias fuertes o inundaciones		
	21) Movimientos de tierra (deslizamientos, licuefacción, erosión)		

Fuente: Adaptado de THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing system integrity of gas pipelines. ASME B31.8S-2004. New York. 2005.

Factores que determinan la integridad (Gonzales J, 2013):

- Factor tiempo:

La integridad y confiabilidad de un Sistema de Transporte de Hidrocarburos dependen de elementos y variables que cambian con el tiempo, tales como: la velocidad de desgaste, el deterioro por efecto ambiental y la acumulación del riesgo. A esto se agrega el crecimiento de asentamientos humanos e industriales, así como las variaciones de las condiciones ambientales, geotécnicas y meteorológicas y que tienen un impacto en las condiciones físicas y mecánicas del Sistema de Transporte.

- Factor Tamaño (Longitud y Diámetro de los Ductos):

La longitud y el diámetro de los ductos son unidades de medida fundamentales para administrar la integridad y la confiabilidad de un Sistema de Transporte de Hidrocarburos, ya que en conjunto definen el volumen de obra a realizar para actividades tales como:

- ✓ Protección catódica y protección interior con productos químicos
- ✓ Protección anticorrosiva a las instalaciones y tramos superficiales
- ✓ Protección anticorrosiva mecánica y lastrado a tramos sumergidos
- ✓ patrullaje y mantenimiento al derecho de vía
- ✓ Desmantelamiento de ductos fuera de operación definitiva y acondicionamiento de ductos fuera de operación temporal
- ✓ Inspección con equipo instrumentado

En la actualidad existen algunas alternativas para el mantenimiento de los gasoductos en servicio, a fin de asegurar que todo activo continúe desempeñando las funciones deseadas. De manera general se describen los siguientes tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento Predictivo o Basado en la Condición, consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares y tomar acción para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según condición.
- Mantenimiento Preventivo o Basado en el Tiempo, consiste en reacondicionar o sustituir a intervalos regulares un equipo o sus componentes, independientemente de su estado en ese momento.
- Mantenimiento Detectivo o Búsqueda de Fallas, consiste en la inspección de las funciones ocultas, a intervalos regulares, para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla (falla funcional).
- Mantenimiento Correctivo o a la Rotura, consiste en el reacondicionamiento o sustitución de partes en un equipo una vez que han fallado, es la reparación de la falla (falla funcional), ocurre de urgencia o emergencia.

- Mantenimiento Mejorative o Rediseños, consiste en la modificación o cambio de las condiciones originales del equipo o instalación.

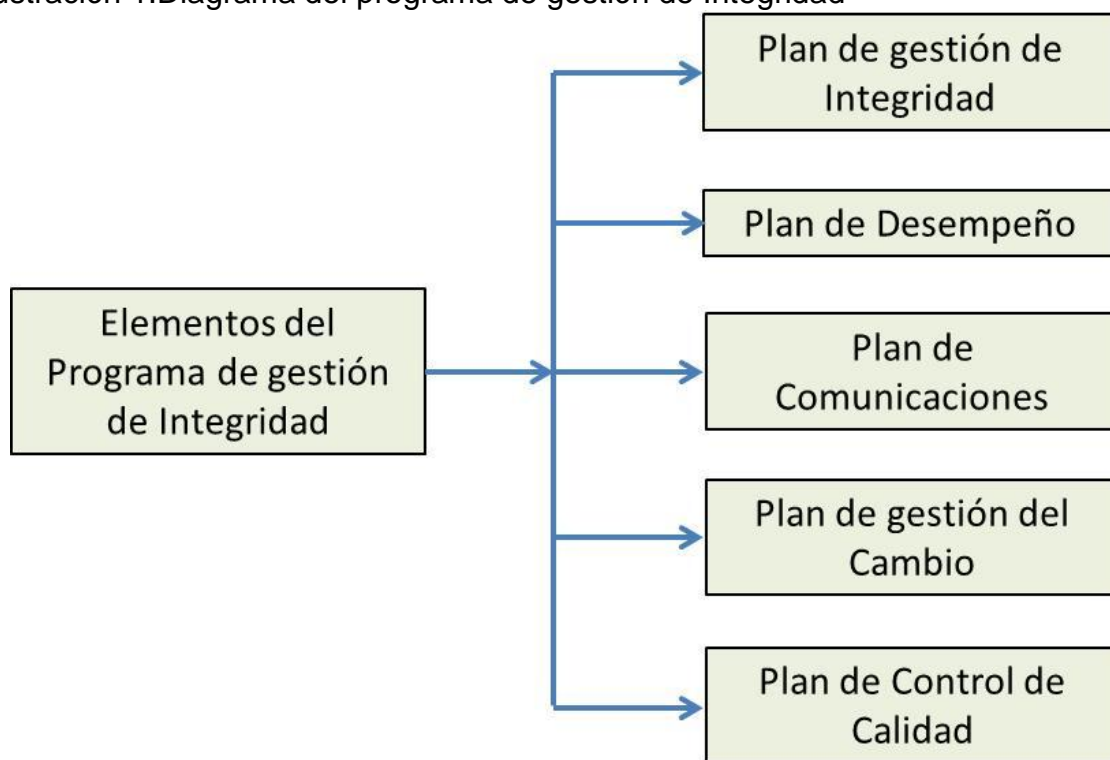
Actualmente existen algunas alternativas de mantenimiento preventivo y/o mejorativo, que dependiendo de las causas y mecanismos de falla arrojados por los estudios de integridad de las líneas, sean las más apropiadas a implementar.

5. DOCUMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

Para la elaboración del programa de gestión de integridad en el mantenimiento de los gasoductos, el cual está basado en el código ASME B31.8S, denominado “Managing System Integrity of Gas Pipelines”, y NTC 5747 “Gestión de integridad de gasoductos”, se tiene la secuencia o estructura de elementos que se presentan en la ilustración 1.

A continuación en la ilustración uno se indica el diagrama requerido para un programa de gestión prescriptivo de integridad.

Ilustración 1. Diagrama del programa de gestión de Integridad



Adaptado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

Existen dos métodos para valorar y mitigar el riesgo, reduciendo la probabilidad y/o las consecuencias a los incidentes de integridad. El método de gestión de integridad prescriptivo, el cual requiere una cantidad mínima de información y análisis y puede ser implementado con éxito siguiendo los pasos provistos en el presente documento. Este método establece los intervalos entre las valoraciones de integridad sucesivas a partir del peor caso de crecimiento esperado de las indicaciones, en lugar de emplear mayor información y análisis; y el método de gestión de integridad basado en desempeño el cual requiere de un mayor conocimiento de la línea de transporte y en consecuencia se pueden realizar análisis y valoraciones de riesgo más complejas.

5.1 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

En primera instancia el responsable del programa de gestión de integridad deberá reevaluar la efectividad de las actividades, y modificarlas para garantizar la efectividad continua del programa de gestión de integridad, documentando, valorando y mitigando el riesgo, reduciendo la probabilidad de falla y/o consecuencias de los incidentes de integridad.

En la ilustración 2 se enumeran los pasos a seguir en el proceso del plan de gestión de integridad y que se detallan a continuación:

5.1.1 Recolección, revisión e integración de información. Como medida inicial el responsable de la integridad de las líneas deberá tener un plan detallado que le permita recoger, recopilar, revisar, analizar y extrapolar toda la información necesaria y eficaz para valorar los riesgos y la integridad para las líneas que componen el gasoducto, con el fin de mitigar las amenazas a las que está expuesta la integridad de la línea. Uno de los primeros pasos es revisar la línea base que se tenga para cada una de las tuberías, como primera medición para el desarrollo del plan. Con una línea base el responsable de la integridad puede

completar y/o gestionar la información que considere pertinente para el desarrollo del plan.

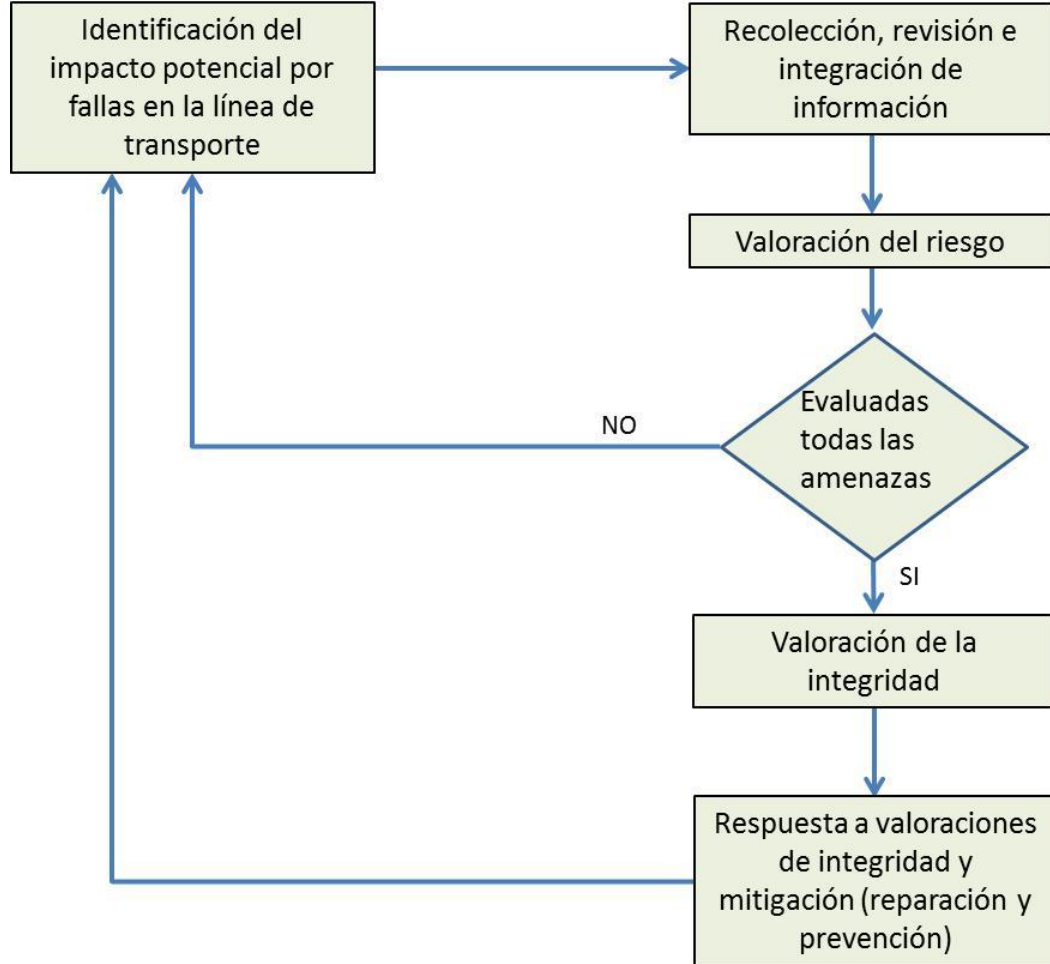
El plan detallado a implementar deberá indicar de manera explícita los sistemas de referencia que permitan la identificación y ubicación precisa de los hallazgos (por ejemplo; abscisas, coordenadas, etc.) usados para el registro de los datos e información y los métodos de correlación de esta información.

Los datos y la información que se tenga sobre las líneas son un elemento clave en el proceso de toma de decisiones que se requiere para la implementación del programa. La integración de los datos es esencial para obtener de forma clara, precisa y completa toda la información, necesaria en la implementación del programa de gestión de integridad.

La antigüedad de los datos es una consideración que invalida el uso de información para una amenaza.

Se deberán identificar todas las posibles amenazas potenciales para cada uno de los segmentos durante el recorrido de las líneas que componen el sistema de transporte de gas por medio de ductos.

Ilustración 2. Flujograma de proceso del plan de gestión de integridad



Adaptado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. P.9

Adicional es importante contemplar información valiosa para la implementación del programa de gestión de integridad que puede ser adquirida a partir de fuentes externas, privadas o públicas. Esta puede incluir reportes de entidades gubernamentales y bases de datos que incluyan información como datos del suelo, datos demográficos e hidrología. En la tabla 2 Fuentes típicas de la información para el programa de integridad de líneas de transporte.

Tabla 2. Información requerida para un programa de gestión prescriptivo de integridad.

PROCESO	DETALLE DE LA INFORMACIÓN
INFORMACIÓN DE ATRIBUTOS	Espesor de pared del tubo
	Diámetro
	Tipo de costura y factor de la junta
	Fabricante
	Fecha de fabricación
	Propiedades del Material
	Propiedades de equipos
CONSTRUCCIÓN	Año de instalación / construcción
	Método de doblado
	Método de junta, proceso y resultados de inspección
	Profundidad de tubería
	Cruces / chaquetas o camisas
	Presión de la prueba
	Métodos de recubrimiento en campo
	Suelo, material de relleno
	Informes de inspección
	Protección catódica instalada
	Tipo de recubrimiento
OPERACIONAL	Calidad del Gas
	Flujo promedio
	Presiones de operación normal máximas y mínimas
	Historia de fallas / fugas
	Condición del recubrimiento
	Desempeño del sistema de protección catódica
	Temperatura en las paredes del tubo
	Informes de inspección del tubo
	Monitoreo de corrosión OD/ID (Externa/interna)
	Fluctuaciones de presión
	Funcionamiento del regulador / alivio
	Invasiones del derecho de vía
	Reparaciones
	Vandalismo
Fuerzas externas	

PROCESO	DETALLE DE LA INFORMACIÓN
INSPECCIÓN	Pruebas de presión
	Inspecciones en línea
	Inspecciones con herramienta de geometría
	Inspecciones en excavación en forma de campana
	Inspecciones a la protección catódica (CIS)
	Inspecciones de la condición de recubrimiento (DCVG)
	Auditoría y revisiones

Fuente: Adaptado de THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing system integrity of gas pipelines. ASME B31.8S-2004. New York. 2005, p.9

5.1.2 Valoración del riesgo. El riesgo es el producto de la probabilidad de falla de que ocurra algún evento adverso y las consecuencias resultantes de ese evento. Para el programa prescriptivo, la valoración del riesgo es utilizada principalmente para establecer prioridades entre las actividades del plan de gestión de integridad. La valoración del riesgo ayuda a organizar la información para la toma de decisiones. Los objetivos de esta son principalmente⁹:

- ✓ Priorización de segmentos / líneas de transporte para programar las valoraciones de integridad y la mitigación.
- ✓ Valoración de los beneficios derivados de la mitigación
- ✓ Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas.
- ✓ Valoración del efecto sobre la integridad debido a la modificación en los intervalos de inspección
- ✓ Valoración del uso o la necesidad de metodologías de inspección alternativas.
- ✓ Ubicación más efectiva de recursos.

⁹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

Tabla 3. Fuentes típicas de la información para la valoración del riesgo

Fuentes típicas de la información
Diagramas de Instrumentación y Procesos (P&ID)
Diagramas de Alineación del tubo
Notas/Registros del inspector durante la construcción
Fotografía aérea del tubo
Mapas/diagramas de las instalaciones
Planos As-Built
Certificados de fábrica de materiales
Informes / diagramas de recorrido
Especificaciones / normas del responsable de la integridad
Especificaciones / normas de la industria
Procedimientos de O&M
Planes de respuesta a emergencias
Registros de inspección
Registros / informes de pruebas
Reportes de incidentes de integridad
Registros de cumplimiento de actividades de O&M
Registros de diseño / ingeniería
Evaluaciones técnicas
Información del fabricante del equipo

Adaptado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. P.9

Cabe resaltar, que para determinar los riesgos e iniciar acciones encaminadas a mitigarlos que sean efectivas, se deben incluir varios elementos. Además, de la valoración de riesgo con base en los factores propuestos en las normas y mencionados en la tabla tres; es vital que se implementen en conjunción con personal experimentado (expertos en la materia y personas familiarizadas con las instalaciones). De este modo, se garantiza que la información base para determinar los riesgos se revisa con frecuencia y permanece por tanto actualizada; esto se traduce en resultados de las valoraciones del riesgo más reales y resultados satisfactorios.

Por ejemplo factores relevantes que no son incluidos en el proceso son el impacto de las presunciones o la variabilidad de riesgo potencial causado por la información estimada o faltante, que el responsable de la integridad debe asegurar con el personal experimentado.

Para la valoración del riesgo el responsable de la integridad de las líneas debe utilizar una o más metodologías de valoración de riesgo, teniendo en cuenta los objetivos del programa de gestión de integridad. Las metodologías de valoración de riesgo son: Expertos en la Materia, Valoraciones Relativas, Valoraciones de Escenario y Valoraciones Probabilísticas.

El análisis del riesgo desarrollado para un programa prescriptivo de gestión de integridad se utiliza para priorizar las valoraciones de integridad del segmento de la línea.

Algunas características generales que contribuyen a la efectividad general de una valoración del riesgo:

- a. Atributos: sea cual sea la metodología de valoración del riesgo debe contener una lógica definida y deberá ser estructurada para proporcionar un análisis del riesgo completo, preciso y objetivo.
- b. Recursos: Se debe ubicar personal y tiempo adecuados para permitir la implementación de la metodología seleccionada y las condiciones futuras.
- c. Historia de operación/mitigación: Cualquier valoración del riesgo debe considerar la frecuencia y consecuencia de eventos pasados. Además, el método de valoración del riesgo debe tener en cuenta cualquier acción correctiva o de mitigación de riesgo que haya ocurrido con anterioridad.

- d. Capacidad predictiva: Para ser efectivo, un método de valoración del riesgo debe poder identificar las amenazas a la integridad de la línea de transporte que no se han considerado con anterioridad. Debe poder utilizar la información de diversas inspecciones a la línea de transporte para proporcionar los cálculos de riesgo que puedan resultar de amenazas que no se han reconocido con anterioridad como áreas de problema potencial. Otro enfoque valioso es el uso de la tendencia, donde se recogen los resultados de inspecciones, exámenes y evaluaciones en función del tiempo, para predecir condiciones futuras.

- e. Confianza de riesgo: Cualquier información aplicada en un proceso de valoración del riesgo debe ser revisada. La información inexacta produce un resultado de riesgo menos preciso. Para la información cuestionable o faltante, el responsable de la integridad debe determinar y documentar los valores predeterminados que se utilizarán y la razón por la cual fueron elegidos. El responsable de la integridad debe seleccionar valores predeterminados que reflejen conservadoramente los valores de otros segmentos similares en la línea de transporte o en su sistema. Estos valores conservadores pueden elevar el riesgo de la línea de transporte y motivar la acción para obtener información precisa. A medida que se obtienen datos, se eliminan las incertidumbres y se pueden reducir los valores de riesgo resultantes.

- f. Retroalimentación. Este es uno de los pasos más importantes en un análisis de riesgo efectivo. Cualquier método de valoración del riesgo no debe ser considerado como una herramienta estática, sino como un proceso de mejoramiento continuo. La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación del modelo de riesgo continuo. Además el modelo debe ser adaptable para ajustarse a las nuevas amenazas.

- g. Documentación: El proceso de valoración del riesgo debe ser documentado por completo para proporcionar los antecedentes y la justificación técnica para los métodos y procedimientos usados y su impacto en las decisiones basadas en los cálculos de riesgo. Al igual que el proceso de riesgo en sí, tal documentación debe ser ajustada periódicamente a medida que se incorporan modificaciones o cambios al proceso de riesgo.
- h. Determinaciones “¿Qué pasa si?” (What If?): Un modelo de riesgos efectivo debe contener la estructura necesaria para realizar cálculos “¿Qué pasa si?”. Esta estructura puede proporcionar cálculos de los efectos de los cambios en función del tiempo y el beneficio de la reducción de riesgos por mantenimiento o acciones remediables.
- i. Factores de Medición: Todas las amenazas y consecuencias contenidas en un proceso de valoración del riesgo relativo no deben tener el mismo nivel de influencia sobre el cálculo de riesgo. Por lo tanto, se debe incluir un conjunto estructurado de factores de medición que indique el valor de cada componente de valoración del riesgo, incluyendo la probabilidad de falla y las consecuencias. Tales factores pueden estar basados en la experiencia operacional, en la opinión de expertos en la materia o en la experiencia industrial.
- j. Estructura: Cualquier proceso de valoración del riesgo debe proporcionar como mínimo la capacidad de comparar y clasificar los resultados de riesgo para apoyar el proceso de decisión en el programa de gestión de integridad. También debe proporcionar varias clases de comparaciones y evaluación de información, estableciendo cuáles amenazas o factores particulares son generadores primarios de riesgo o tienen la mayor influencia sobre el resultado. El proceso de valoración del riesgo debe ser estructurado, documentado y verificado.

- k. Segmentación: Un proceso de valoración del riesgo efectivo debe establecer una longitud de segmento de la línea de transporte suficiente para evaluar y gestionar su nivel de riesgo. Tales análisis facilitan la ubicación de las áreas de alto riesgo locales, que pueden necesitar de atención inmediata. Para propósitos de valoración del riesgo, la longitud de los segmentos puede oscilar de unidades de metros a kilómetros, dependiendo de los atributos de la línea de transporte, de su ambiente y de cualquier otra información.

La segmentación de un ducto consiste en la división en tramos o segmentos de línea que corresponden a características similares para su evaluación, por ejemplo de acuerdo a las HCA (áreas de alta consecuencia), a los cambios en su geometría o de secciones, a la composición del fluido, a los accesorios como válvulas de corte o de seccionamiento, partes de tubería enterradas (condiciones de los suelos) o tuberías aéreas. La segmentación de la línea dependerá de las personas que lideran el proceso para los análisis de integridad de las líneas basados en los documentos e información detalle que posean.

5.1.3 Valoración de integridad. Después de obtener la valoración del riesgo el responsable de la integridad debe realizar las valoraciones de integridad utilizando métodos adecuados que puedan asegurar la integridad de las líneas. Los métodos que pueden ser usados son: Inspección en línea, prueba de presión, valoración directa o cualquier otra metodología que considere pertinente el responsable de la integridad.

Tabla 4. Intervalos de valoración de la integridad. Amenazas dependientes del tiempo- plan prescriptivo de gestión de integridad

Técnica de inspección	Intervalo (Años) (Nota (1))	CRITERIO		
		Mayor o igual al 50 % del SMYS	Mayor o igual al 30% y menor al 50% del SMYS	Menor al 30% del SMYS
Prueba de presión [Nota (5)]	5	TP a 1.25 veces MPOP [Nota (2)]	TP a 1.4 veces MPOP [Nota (2)]	TP a 1.7 veces MPOP [Nota (2)]
	10	TP a 1.39 veces MPOP [Nota (2)]	TP a 1.7 veces MPOP [Nota (2)]	TP a 2.2 veces MPOP [Nota (2)]
	15	No permitido	TP a 2.0 veces MPOP [Nota (2)]	TP a 2.8 veces MPOP [Nota (2)]
	20	No permitido	No permitido	TP a 3.3 veces MPOP [Nota (2)]
Inspección en-línea (ILI)	5	PF arriba de 1.25 veces MPOP [Nota (3)]	PF arriba de 1.4 veces MPOP [Nota (3)]	PF arriba de 1.7 veces MPOP [Nota (3)]
	10	PF arriba de 1.39 veces MPOP [Nota (3)]	PF arriba de 1.7 veces MPOP [Nota (3)]	PF arriba de 2.2 veces MPOP [Nota (3)]
	15	No permitido	PF arriba de 2.0 veces MPOP [Nota (3)]	PF arriba de 2.8 veces MPOP [Nota (3)]
	20	No permitido	No permitido	PF arriba de 3.3 veces MPOP [Nota (3)]
Valoración Directa	5	Muestra de indicaciones examinadas [Nota (4)]	Muestra de indicaciones examinadas [Nota (4)]	Muestra de indicaciones examinadas [Nota (4)]
	10	Examinada toda indicación	Muestra de indicaciones examinadas [Nota (4)]	Muestra de indicaciones examinadas [Nota (4)]
	15	No permitido	Examinada toda indicación	Examinada toda indicación
	20	No permitido	No permitido	Examinada toda indicación

NOTA 1 Los intervalos son máximos y pueden ser menos dependiendo de las reparaciones hechas y de las actividades de prevención establecidas. Además, ciertas amenazas pueden ser extremadamente agresivas y reducir significativamente el intervalo entre inspecciones. La ocurrencia de una falla dependiente del tiempo requiere de la revaloración inmediata del intervalo.

NOTA 2 TP es presión de prueba.

NOTA 3 PF es la presión de falla prevista según lo determinado a partir de la ASME B31G o su equivalente.

NOTA 4 Para el proceso de valoración directa, los intervalos para el examen directo de las indicaciones están especificados por el proceso. Estos intervalos se establecen para muestreo de indicaciones con base en su severidad y los resultados de exámenes previos. A menos que todas las indicaciones sean examinadas y reparadas, el intervalo máximo de reinspección es 5 años para tubería operando al 50 % o más SMYS y 10 años para tubería operando por debajo del 50 % de SMYS.

NOTA 5 El responsable de la integridad puede utilizar como técnica de inspección gas comprimido (aire u otro) para lo cual deberá homologar la TP de acuerdo con los criterios de la Tabla.

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. P.24.

Después de analizar la integridad de un segmento de la línea, los responsables de la integridad especifican el intervalo de re inspección, se pueden basar de acuerdo a lo indicado en la Tabla cuatro, que corresponde a los ciclos de re inspección para amenazas dependientes del tiempo y son posteriores al análisis del riesgo.

Es posible que se requiera más de un método y herramienta para enfrentar todas las amenazas en un segmento de la línea de transporte. De otra parte, la inspección utilizando cualquiera de los métodos de valoración 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.

5.1.4 Respuestas a las valoraciones de integridad y mitigación (reparación y prevención). Posteriormente a las valoraciones del riesgo y de integridad, el responsable de la integridad de las líneas debe complementar un programa priorizado de las respuestas a las indicaciones o resultados obtenidos en las valoraciones para la reparación y/o prevención a las líneas que conforman el sistema de transporte del gas. El intervalo del programa de respuesta requerido comienza en el momento en que se descubre la condición.

Las actividades de reparación por lo general son aplicadas para remediar o eliminar una condición insegura, y las acciones preventivas que puedan ser tomadas para reducir o eliminar una amenaza a la integridad de la línea de transporte, al igual se determina el establecimiento del intervalo de re inspección. Los intervalos de inspección se basan en: la caracterización de las indicaciones de daño, el nivel de mitigación alcanzado, los métodos de prevención empleados, la vida útil de la información y con alguna consideración en el crecimiento esperado del daño.

Con el programa priorizado establecido, las respuestas se pueden dividir en tres grupos:

- a) Inmediata: La indicación refleja que el defecto se encuentra a punto de fallar.
- b) Programada: La indicación refleja que el defecto es significativo pero que no se encuentra a punto de fallar.

c) De monitoreo: La indicación refleja que el defecto no fallará antes de la siguiente inspección.

Las indicaciones en el grupo de respuesta inmediata son aquellas que se esperaría que causen fugas o rupturas inmediatas o a corto plazo, con base en los efectos percibidos o conocidos sobre la resistencia de la línea de transporte. El programa de gestión de integridad debe proporcionar análisis de las acciones de mitigación existentes y de aquellas implementadas recientemente para evaluar su efectividad y justificar su uso en el futuro. A continuación en la ilustración tres, se resumen algunos métodos de reparación y prevención referente a las amenazas agrupadas en 9 categorías de tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento.

Ilustración 3. Métodos de reparación y prevención

	Daños por Terceros			Relacionados con corrosión		Equipo				Oper. Incorp	Relacionados con clima			Fabricante		Construcción				Fzas. Exter.	Amb	
	TPD(IF)	PDP	Vand	Ext	Int	Gask/Oring	Strip/BP	Cont/Rel	Seal Pak	IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld	Coup	WB/B	EM	SCC	
Metodos de Prevención, Detección y Reparación																						
Prevención/ Detección																						
Patrulla Aérea	X	X	X	X	X	X	X	...	X	...	
Patrulla Terrestre	X	X	X	X	X	X	X	...	X	...	
Inspección /Visual/ Mecánica	X	...	X	X	X	X	...	X	X	
Línea de reporte y consulta	X	X	X	
Auditoria de cumplimiento	X	
...																						
Especificaciones de diseño	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X	X	...	X	X	X	X	
Especificaciones de materiales	X	X	X	X	X	X	...	X	
Inspección de fabricación	...	X	X	X	X	X	...	X	
Inspección de transporte	...	X	X	X	...	X	
Inspección de construcción	...	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X	
...																						
Prueba de presión previa a la entrada en operación	...	X	X	X	X	X	
Educación al público y la comunidad	X	
Procedimientos O & M	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X	X	X	
plan de competencia	
Incremento de avisos de prevención	X	X	
...																						
Monitoreo de Esfuerzo	X	X	
Protección externa	X	X	X	X	
Mantenimiento ROW	X	X	X	
incremento del espesor de la tubería	X	X	X	X	X	X	
Cinta de prevención	X	X	

Medios de Prevención, Detección y Reparación	Daños por Terceros			Relacionados Con corrosión		Equipo				Oper. Incorp	Relacionados Con clima			Fabricante		Construcción			Fzas. Exter.	Amb		
	TPD(IF)	PDP	Vand	Ext	Int	Gask/Oring	Strip BP	Cont/Rel	Seal Pak		IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld			Coup	WB/B
Monitoreo/mantenimiento PC	X	X
Limpieza interna	X	X
Medidas de control de fugas	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Medición de marrano GPS/Esfuerzo	X	...	X	X	...
Reducción esfuerzos externos	X	X	X	X	X	X
Instalación de calentadores	X
Reubicación de línea	X	...	X	X	...	X	X	...
Rehabilitación	...	X	...	X	X	X	X	X	X	X
Reparación de recubrimiento	X	X
Incrementar la profundidad de la tubería	X	...	X	X
Reducción de la temperatura de operación	X	X	X
Reducción de humedad	X
Inyección inhibidor biocida	X
Instalación de protección térmica	X
Reparaciones																						
Reducción de presión	...	X	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reemplazo	...	X	X	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Evaluación crítica de Ingeniería, reparación del recubrimiento	X	X	X

Medios de Prevención, Detección y Reparación	Daños por Terceros			Relacionados con corrosión		Equipo				Oper. Incorp	Relacionados Con clima			Fabricante		Construcción			Fzas. Exter.	Amb		
	TPD(IF)	PDP	Vand	Ext	Int	Gask/Oring	Strip BP	Cont/Rel	Seal Pak		IO	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld			Coup	WB/B
Evaluación crítica de Ingeniería, reparación mediante amolado	...	X	X	X	X	X	X	X
Relleno directo con Soldadura	X	X
Camisa de refuerzo , Tipo B	...	X	X	X	X	X	X	...	X	X	X
Camisa de refuerzo, Tipo A	...	X	X	X	X	X	...	X	X	X
Camisa compuesta	X
Camisa de relleno epóxico	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
grapa mecánica	X

NOTA GENERAL Las abreviaciones encontradas en la Tabla 4 relacionan las 21 amenazas discutidas en el numeral 2. El significado de cada abreviación se explica a continuación.

- MFE/Aliv = Mal funcionamiento de equipos de control y alivio de presión.
- FA = Falla en acoples.
- BT = Bajas temperaturas.
- MT = Movimiento de tierra.
- CE = Corrosión Externa.
- DFS = Defectos de fabricación de soldadura (Se refiere a la soldadura de fábrica en el momento de construir el tubo).
- Emp/Or = Empaques o anillo O-Ring.
- DJS = Defecto en la junta soldada (Se refiere al cordón circunferencial de soldadura aplicado en campo para unir dos segmentos de tubería).
- Lluv/Inun = Lluvias e inundaciones.
- CI = Corrosión Interna.
- PIO = Procedimientos incorrectos de operación.
- TE = Tormentas eléctricas.
- DPT = Daños previos en la tubería (Modo de falla retrasado)
- DFT = Defectos de fabricación en la tubería.
- DCST = Defectos en el cordón horizontal de soldadura del tubo (Cordón de fábrica).
- SCC = Agrietamiento debido a corrosión bajo esfuerzos.
- Sell/Emp = Fallas en sellos y empaques.
- UR/RT = Uniones roscadas o ruptura en tuberías.
- DPST = Daños infringidos por primeros, segundos y terceros.
- Vand = Vandalismo.
- ADF = Arrugas por doblado en frío (*Wrinkle, Bend or Bucle*).

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. P. 40-42

5.2 PLAN DE DESEMPEÑO

Una de los aspectos relevantes para que el programa de gestión de integridad sea óptimo, está en el seguimiento, por tal motivo el responsable de la integridad de las líneas debe gestionar que se realicen las evaluaciones al menos anualmente para ofrecer una medida continua de la efectividad del programa de gestión de integridad a través del tiempo. Las evaluaciones que se realicen deberán considerar tanto amenazas específicas como mejoras agregadas o cambios que pudieron presentarse. Las evaluaciones específicas de amenazas se pueden aplicar a un área particular de interés mientras que las medidas generales se aplican a las líneas de transporte bajo el programa de gestión de integridad.

El objetivo del plan de desempeño con las evaluaciones periódicas al programa es que el responsable de la integridad de las líneas pueda darse respuestas a las siguientes preguntas:

- a) ¿Se cumplieron todos los objetivos del programa de gestión de integridad?
- b) ¿La integridad y la seguridad de la línea de transporte mejoraron efectivamente debido al programa de gestión de integridad?

El responsable de la integridad de las líneas debe asegurar que se documenten todos los resultados, recomendaciones y cambios resultantes realizados al programa de gestión de integridad para su continuó seguimiento al aseguramiento de la integridad.

5.3 PLAN DE COMUNICACIONES

Todo programa de gestión de integridad debe constar de un plan efectivo y eficaz de comunicaciones, para lo cual el responsable de la integridad debe desarrollarlo e implementarlo con el fin de mantener informado tanto al personal de la compañía

acerca de su gestión de integridad y de los resultados de sus actividades; y al público sobre información general de la línea de transporte, este último punto es vital con las comunidades aledañas para concientizarlos de la importancia en el cuidado de las líneas (socializaciones), y su vez con estrategias de información y recorridos evitando que puedan llegar a presentarse invasiones a los derechos de vía de las líneas que conforman el gasoducto. La información puede ser comunicada como parte de otras comunicaciones dirigidas a éstos y debe estar disponible para consulta de las autoridades cuando éstas así lo soliciten.

Las comunicaciones (internas / externas) deben ser realizadas con la frecuencia necesaria para garantizar que las personas adecuadas tengan información actualizada acerca de la línea de transporte, los propósitos de la gestión de integridad y los cambios significativos del plan de gestión de integridad. Como por ejemplo el uso de sitios Web corporativos, industriales, etc. puede ser una forma efectiva de realizar dichas comunicaciones.

Para comunicaciones externas se deben considerar los siguientes puntos:

1. Propietarios de tierras y habitantes a lo largo del derecho de vía.
 - 1.1. Nombre de la compañía, ubicación de la sede principal e información de contacto.
 - 1.2. Información sobre la ubicación general de la línea de transporte y donde se pueden obtener información de ubicación más específica o mapas de la misma.
 - 1.3. Productos transportados.
 - 1.4. Cómo prevenir y/o reconocer, informar y actuar ante un escape o fuga.
 - 1.5. Números telefónicos de emergencia y de información general.
 - 1.6. Información general acerca de las medidas de integridad y de prevención, y preparación para emergencias que el responsable de la integridad considere necesarias.

- 1.7. Información de prevención de daños, lo cual incluye: tipos de eventos a notificar, datos sobre el sitio del evento, números telefónicos para la notificación de eventos y contactos en estos casos.
2. Secretarías de Planeación. Distribución oportuna y actualizada de mapas e información de contacto de la compañía.
3. Responsables locales y regionales de atención y prevención de emergencias.
 - 3.1. El responsable de la integridad debe mantener enlace continuo con todos los grupos de emergencia incluyendo los comités locales y regionales de prevención y atención de desastres.
 - 3.2. Nombre de la compañía y números telefónicos de emergencia y de información general.
 - 3.3. Mapas locales
 - 3.4. Descripción de Instalaciones y productos transportados.
 - 3.5. Cómo prevenir y/o reconocer, informar y reaccionar ante un escape.
 - 3.6. Información general acerca de las medidas de prevención e integridad de la compañía
 - 3.7. Ubicación y descripción de las estaciones
 - 3.8. Capacidad de respuesta ante una emergencia de la compañía
4. Público en general: Nombre de la compañía e información de prevención de daños, lo cual incluye: tipos de eventos a notificar, datos sobre el sitio del evento, números telefónicos para la notificación de eventos y contactos en estos casos.

5.4 GESTIÓN DEL CAMBIO

Es de esperar que se presenten cambios durante el desarrollo del programa de gestión, por tal motivo el procedimiento para la gestión formal del cambio debe ser desarrollado para identificar y considerar el impacto de los cambios en los sistemas de tubería y su integridad. Los procedimientos para la gestión del cambio

deben ser flexibles y acomodarse a los cambios mayores y menores, que puedan llegar a presentarse y deben ser entendidos por el personal que los utiliza.

La gestión de cambio debe abarcar los cambios técnicos, físicos, procedimentales y organizacionales en el sistema ya sean permanentes o temporales. La planificación debe incluir la planeación para cada una de las situaciones y considerar sus circunstancias particulares.

El procedimiento de la gestión del cambio debe incluir¹⁰:

- Justificación para el cambio
- Autoridad para aprobar el cambio
- Análisis de las implicaciones del cambio
- Obtención de los permisos de trabajo requeridos
- Actualización de la documentación
- Comunicación del cambio a las partes afectadas.
- Limitaciones de tiempo para su ejecución
- Competencias del personal

5.5 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD

Basados en la norma se tomó la siguiente definición: El control de calidad: “es la prueba documentada de que el responsable de la integridad cumple con todos los requisitos de su Programa de Gestión de integridad.”

Los requisitos de un programa de control de calidad incluyen, documentación, implementación y mantenimiento. Generalmente se requieren seis actividades:

1. Identificar los procesos que serán incluidos en el programa de calidad.

¹⁰ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

2. Determinar la secuencia e interacción de estos procesos.
3. Determinar los criterios y métodos necesarios para garantizar que la operación y el control de estos procesos son efectivos.
4. Proporcionar los recursos y la información necesarios para apoyar la operación y el monitoreo de estos procesos.
5. Monitorear, medir y analizar estos procesos.
6. Implementar las acciones necesarias para lograr los resultados planeados y el mejoramiento continuo de estos procesos.

Por último se podría indicar que las actividades que se deben incluir en el programa de control de calidad son:

1. Determinar la documentación requerida e incluirla en el programa de calidad.
2. Las responsabilidades y autoridades bajo este programa deben estar claras y formalmente definidas.
3. Los resultados del Programa de gestión de integridad y del programa de control de calidad deben ser revisados a intervalos de tiempo predeterminados, haciendo las recomendaciones de mejoramiento correspondientes.
4. Las personas involucradas en el Programa de gestión de integridad deben ser competentes y conscientes de la importancia del programa y de todas sus actividades, y deben tener el entrenamiento necesario para ejecutar las actividades dentro del programa.
5. El responsable de la integridad debe determinar cómo monitorear el Programa de gestión de integridad para demostrar que se está implementando de acuerdo con el plan y documentar estos pasos. Se deben definir estos puntos de control, los criterios y los indicadores de desempeño.
6. Se recomiendan auditorías internas periódicas del Programa de gestión de integridad y de su plan de calidad. También puede ser útil la revisión del programa completo por parte de terceros independientes.

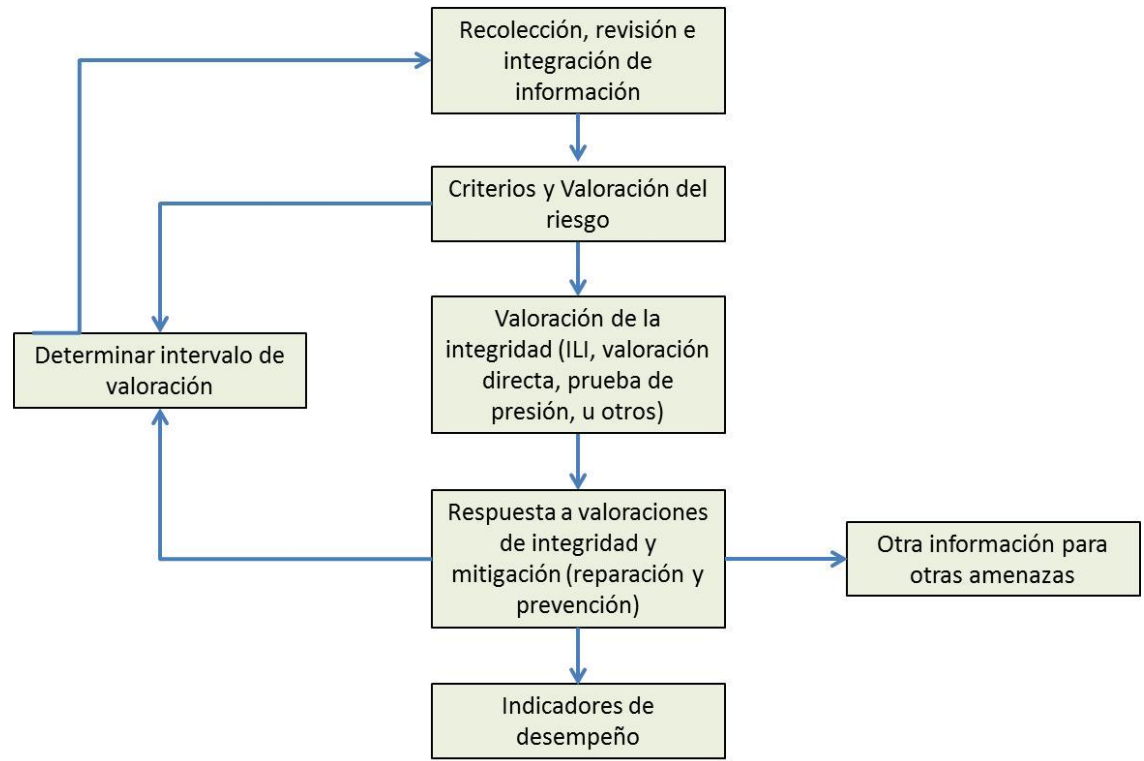
7. Las acciones correctivas para mejorar el Programa de gestión de integridad o el plan de calidad deben ser documentadas, y se debe monitorear la efectividad de su implementación.

5.6 PAUTAS PARA LOS PLANES PRESCRIPTIVOS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

A continuación se da una orientación mínima en el análisis y tratamiento de los nueve tipos de amenazas relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento.

5.6.1 Corrosión externa / interna. En la ilustración cuatro se especifican el plan de gestión de la integridad. Tal como lo indica la ilustración el paso antes de llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento es recolectar, revisar e integrar la información, para lo cual como mínimo se debe contemplar con la información que aparece en la tabla cinco, donde CI y CE significa corrosión interna y corrosión externa respectivamente:

Ilustración 4. Plan de gestión de la integridad para la amenaza de corrosión externa / interna



Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. Anexo A.

Tal como lo indica el diagrama anterior el paso antes de llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento es recolectar, revisar e integrar la información, para lo cual como mínimo se debe contemplar con la información que aparece en la tabla 5, donde CI y CE significa corrosión interna y corrosión externa respectivamente:

Tabla 5. Información mínima para la evaluación de Corrosión Externa

TIPO	Recolección, revisión e integración de información
CE / CI	a) Año de construcción
CE	b) Tipo de recubrimiento
CE	c) Condición del recubrimiento
CE	d) Años con adecuada protección catódica
CE	e) Años con una protección catódica cuestionable

TIPO	Recolección, revisión e integración de información
CE	f) Años sin protección catódica
CE	g) Características del suelo
CE / CI	h) Reportes de inspecciones del tubo
CE	i) Corrosión Influenciada Microbiológicamente (MIC): existe, no existe o no se han realizado estudios para determinar su presencia
CE / CI	j) Historial de fugas
CE / CI	k) Espesor de la pared
CE / CI	l) Diámetro
CE / CI	m) Nivel de esfuerzo circunferencial de operación n (% con respecto al SMYS)
CE / CI	n) Información de pruebas de presión realizadas
CI	o) Reportes de inspección del tubo (en excavaciones)
CI	p) Análisis de sólidos, líquidos y gases (particularmente sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros)
CI	q) Resultado de pruebas del comportamiento de las bacterias
CI	r) Dispositivos para detección y medición de velocidades de corrosión (cupones, probetas etc.)
CI	s) Parámetros de operación (particularmente presión y velocidad de flujo y especialmente periodos donde no hay flujo)

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

Criterios y valoración de riesgos. En el caso de tuberías nuevas para el transporte o segmentos de ésta, el responsable de la integridad podrá utilizar la especificación original del material, condiciones de diseño e inspecciones de construcción, como también la historia actual de operación para establecer la condición del tubo.

El Intervalo de tiempo (t) entre la construcción y la primera re-valoración de integridad se especifica en las **tablas seis y siete**.

Valoración de integridad. Se requiere que el responsable de la integridad valore la integridad periódicamente. El intervalo para las valoraciones depende de las respuestas contenidas en las respuestas y acciones de Mitigación, para lo cual el

responsable de la integridad de las líneas deberá documentarlo en el programa de gestión de integridad.

Tabla 6. Criterios en la valoración de riesgos CE

CORROSIÓN EXTERIOR	
Intervalo de tiempo	Condición de la MAOP respecto al SMYS
t ≤ 10 años	t ≤ 10 años, si MAOP > 60% SMYS
t ≤ 13 años	t ≤ 13 años, si 50% < MAOP ≤ 60% SMYS
t ≤ 15 años	t ≤ 15 años, si 30% ≤ MAOP ≤ 50% SMYS
t ≤ 20 años	t ≤ 20 años, si MAOP < 30% SMYS

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Tabla 7. Criterios en la valoración de riesgos CI

CORROSIÓN INTERIOR	
Intervalo de tiempo	Esfuerzo circunferencial de operación de la tubería
10 años	Mayor al 60% SMYS
13 años	Menor o igual al 60% SMYS y mayor al 50% SMYS
15 años	Menor o igual al 50% SMYS

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Indicadores de desempeño. Se establecen algunos indicadores de desempeño que pueden darle al responsable de la integridad de la línea los parámetros para tomar acciones a futuro:

- a. Número de fallas en las pruebas hidrostáticas, o de presión causadas por corrosión externa, o interna.
- 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 tomadas debido a los resultados de la valoración directa, inmediata y programada.

- d. Número de fugas por corrosión externa (para líneas de transporte que operan a bajo esfuerzo circunferencial puede ser provechoso documentar las fugas de acuerdo con su clasificación).
- e. Número de fugas por corrosión interna (para sistemas de tubería que operan a bajo esfuerzo puede ser útil clasificar las fugas de acuerdo con su grado).

Respuestas y acciones de mitigación: en la tabla 8, se resumen las respuestas y acciones de mitigación para las respectivas valoraciones de integridad.

Tabla 8. Valoración de Integridad y respuestas

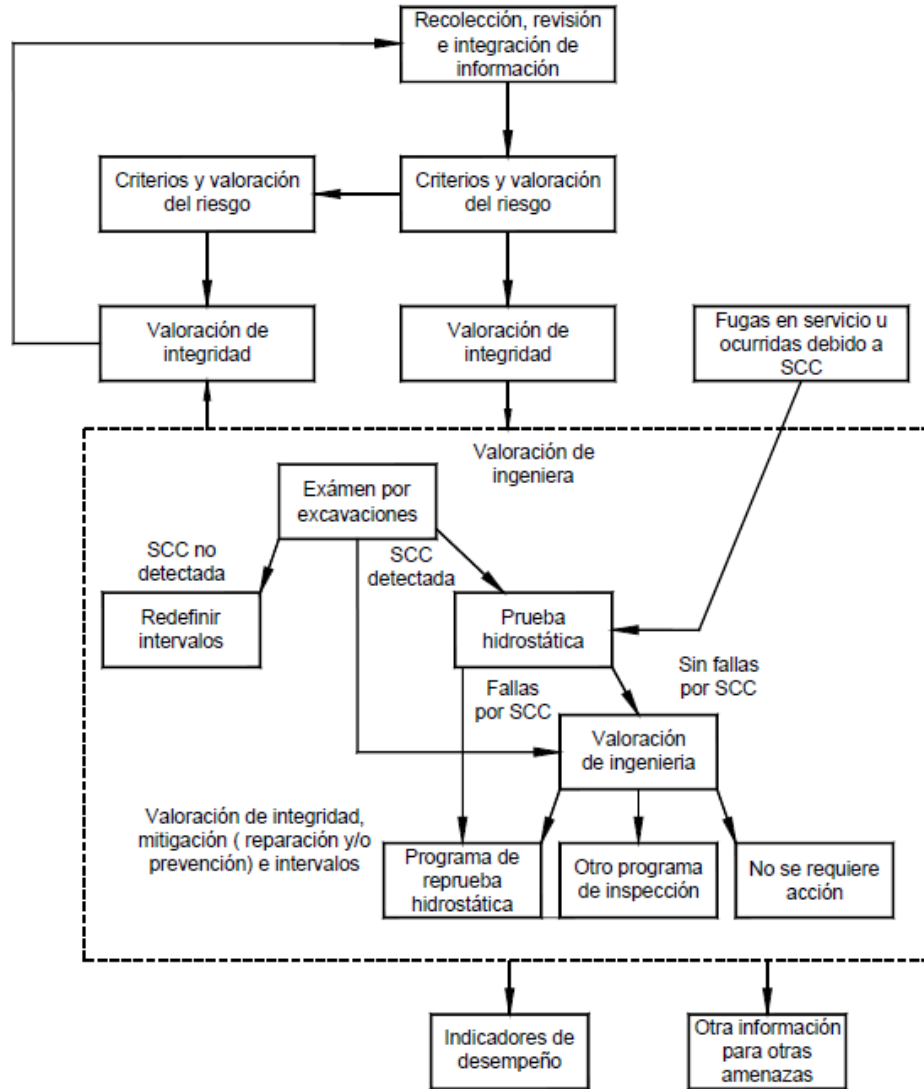
Valoración de integridad	Respuestas y acciones de mitigación
Inspección en línea	La respuesta depende de la severidad de la corrosión, determinada por el cálculo de la presión de falla de las indicaciones (norma ASME B31G o su equivalente) y una rata de corrosión razonablemente estimada o científicamente probada.
Prueba de Presión	La respuesta depende del número de indicaciones examinadas, evaluadas y reparadas
Valoración directa	El intervalo depende de la prueba de presión. Si la prueba de presión fue al menos 1,39 veces MPOP, el intervalo debe ser de 10 años. Si la prueba de presión fue al menos 1,25 veces MPOP, el intervalo debe ser de 5 años

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

5.6.2 Stress Corrosion Cracking (SCC). Agrietamiento de un material por la acción combinada de la corrosión y un esfuerzo de tensión (residual o aplicada). Es una forma de ataque ambiental del metal que involucra la interacción de un ambiente local corrosivo y los esfuerzos de tensión en el metal dando como resultado la formación y crecimiento de fisuras.

En la ilustración cinco se especifican el plan de gestión de la integridad. Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se debería recolectar y revisar como mínimo la información presentada en la tabla nueve.

Ilustración 5. Plan de gestión de la integridad para la amenaza por SCC



Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. Anexo A.

Criterios y valoración de riesgos: Consiste en comparar los elementos de información con los criterios (ver tabla 10). Si las condiciones del criterio se cumplen o si el segmento tiene una historia previa de SCC (si la inspección de la excavación indica SCC, las fallas en las pruebas hidrostáticas fueron causadas por SCC, las fallas en servicio o fugas fueron causadas por SCC), el tubo se considera de riesgo para que ocurra el SCC. De lo contrario, si son segmentos o

tramos de tubería nueva para el transporte, el responsable de la integridad podrá utilizar la especificación original del material, condiciones de diseño e inspecciones de construcción, como también la historia actual de operación para establecer la condición del tubo.

Tabla 9. Información mínima para la evaluación de Stress Corrosion Cracking (SCC)

Recolección, revisión e integración de información
a) Edad de la tubería
b) Nivel de esfuerzo circunferencial de operación (% con respecto al SMYS)
c) Temperatura de operación
d) Distancia del segmento a la estación compresora
e) Tipo de recubrimiento
f) Información de pruebas hidrostáticas anteriores por razones diferentes a una investigación de SCC

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Tabla 10. Criterios en la valoración de riesgos de SCS

Criterios y valoración de riesgos
a) Nivel de esfuerzo circunferencial de operación >60 % SMYS
b) Temperatura de operación >100 °F
a) Distancia a la estación compresora ≤ 20 millas
b) Edad de la tubería ≥ 10 años
c) Todos los sistemas de recubrimiento protectores contra la corrosión diferentes a Fusion Bonded Epoxy (FBE)

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Valoración de integridad: Si las circunstancias las condiciones para el SCC se presentan (cumple los criterios) se debe preparar un plan escrito de inspección, examen y evaluación. El plan debería considerar la valoración de integridad para otras amenazas y la prioridad entre otros segmentos que estén en riesgo de SCC. Si el sistema de tuberías experimenta una fuga o ruptura en servicio, la cual se atribuye al SCC, el segmento en particular, debe ser sometido a una prueba hidrostática dentro de un período de doce meses, donde se documente la prueba.

Los criterios recomendados para pruebas hidrostáticas son los siguientes:

1. Prueba de alta presión equivalente mínimo a 100 %SMYS.
2. El valor de presión de la prueba se debe mantener por un periodo mínimo de 10min.
3. Al retornar el sistema de tuberías al servicio de gas, se debe implementar un estudio de ionización de llama. (Se deben considerar algunas alternativas para eventos de fallas en la prueba hidrostática debido a causas diferentes al SCC)
4. Resultados:
 - 4.1.No hay fuga o ruptura en prueba hidrostática por SCC: Si no ocurren rupturas o fugas por SCC el responsable de la integridad debe utilizar una de las siguientes dos opciones para dirigir una mitigación a largo plazo del SCC.
 - 4.1.1. Implementar un programa escrito de reprueba hidrostática con un intervalo técnicamente justificable, ó
 - 4.1.2. Ejecutar una valoración crítica de ingeniería e identificar métodos adicionales de mitigación (véase el numeral A3.4.2 (d) (3)).
 - 4.2.Fuga o ruptura en prueba hidrostática debido al SCC.

Si una fuga o ruptura ocurre debido al SCC, el responsable de la integridad debe implementar una de las siguientes opciones para la mitigación a largo plazo del SCC.

 - 4.2.1. Un programa de reprueba escrito debe implementarse para el segmento de línea correspondiente.
 - 4.2.2. El responsable de la integridad debe considerar cuidadosamente el intervalo de reprueba.
 - 4.2.3. El intervalo debe estar justificado técnicamente en el programa escrito de reprueba.
 - 4.3.Valoración crítica de Ingeniería: Un documento escrito que evalúe los riesgos de SCC y que suministre un plan técnicamente soportado, que suministre un comportamiento de seguridad satisfactorio para el sistema de

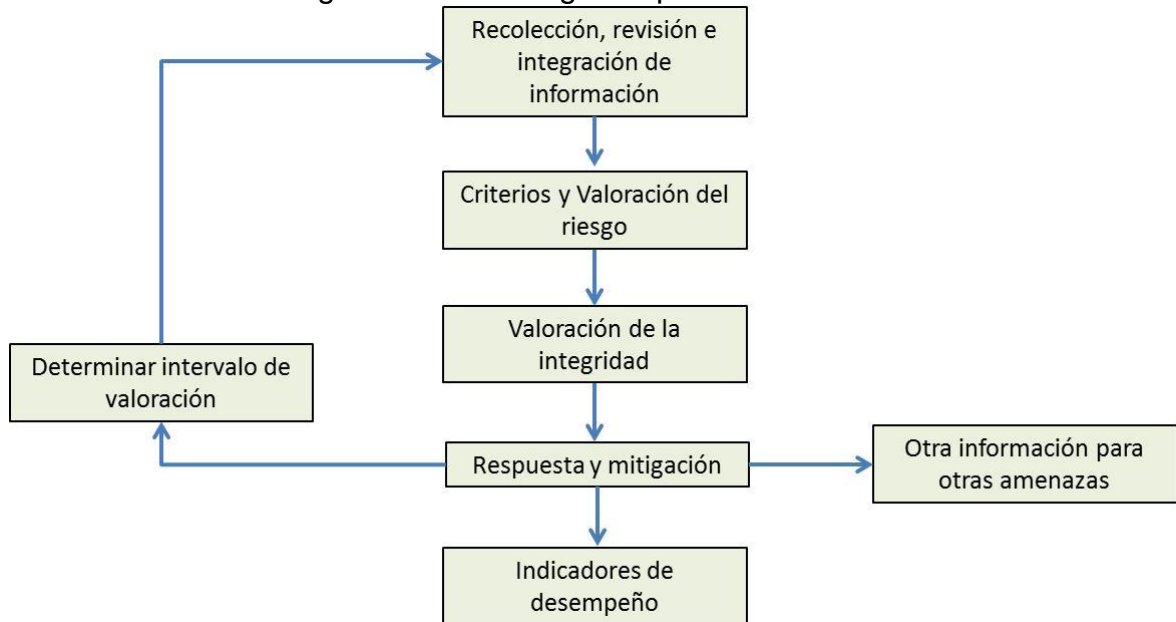
tuberías. El documento debe considerar los mecanismos de crecimiento del defecto del proceso para SCC.

Indicadores de desempeño: Se establecen algunos indicadores de desempeño que pueden darle al responsable de la integridad de la línea los parámetros para tomar acciones a futuro:

- a) Número de fallas o eventos debido a SCC
- b) Número de reparaciones o reemplazos debido a SCC
- c) Número de fallas en pruebas hidrostáticas debido a SCC

5.6.3 Defectos de Fabricación. En la ilustración seis se especifican el plan de gestión de la integridad.

Ilustración 6. Plan de gestión de la integridad para los defectos de fabricación



Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la información propuesta en la tabla 11:

Tabla 11. Información mínima para defectos de fabricación

Recolección, revisión e integración de información
a) Material del tubo
b) Año de construcción
c) Proceso de fabricación
d) Tipo de costura
e) Factor de junta
f) Historia de la presión de operación
g) Estabilidad del suelo

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009

Criterios y valoración de riesgos: Si el tubo tiene un factor de junta menor de 1,0 (por ejemplo tubo soldado en traslape, tubo soldado por golpe o tubo soldado a tope) o si el sistema de tubería es ERW con soldadura de baja frecuencia, se debe considerar la existencia de una amenaza por fabricación.

Valoración de integridad: Para lo correspondiente a la costura del tubo de acero cuando la MPOP de un sistema de tuberías se incrementa o cuando se incrementa la presión de operación por encima del historial de presión de operación (presión más alta reportada en los últimos cinco años) se puede implementar una prueba de presión para tratar el evento de la costura. La prueba de presión debe ser de acuerdo con ASME B31.8; al menos 1,25 veces la MPOP. ASME B 31.8 define como implementar pruebas tanto para sistemas de tuberías en servicio como para la prueba posterior a la construcción.

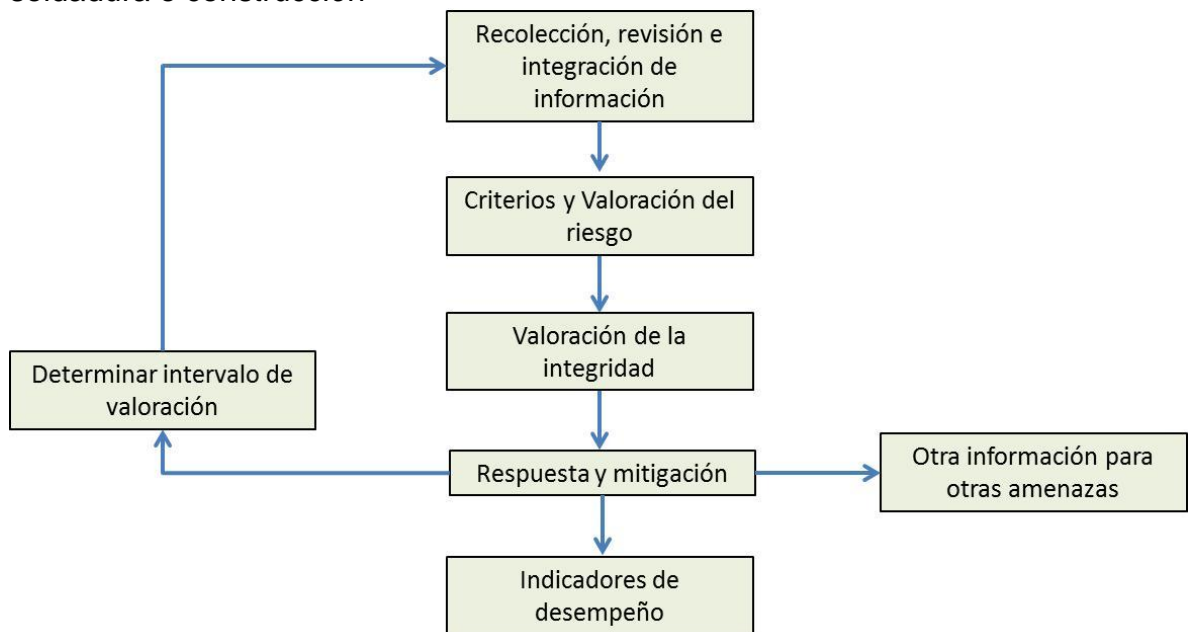
Respuestas y mitigación: Reemplazo o estabilización del tubo. Para un tubo de acero cualquier sección que falle en la prueba de presión se debe reemplazar. El responsable de la integridad debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas. Para esta amenaza, el responsable de la integridad debería desarrollar especificaciones para el tubo que cumplan o excedan los requisitos de ASME B31.8.

Indicadores de desempeño:

- a) Número de fallas de prueba hidrostática causados por defectos de fabricación.
- b) Número de fugas debido a defectos de fabricación.

5.6.4 Amenazas relacionadas con la soldadura o construcción. En la ilustración siete se especifican el plan de gestión de la integridad relacionado con la soldadura o construcción.

Ilustración 7. Plan de gestión de la integridad para los defectos relacionados con la soldadura o construcción



Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. Anexo A.

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la siguiente información (ver tabla doce):

Tabla 12 . Información mínima sobre integridad relacionada con la soldadura o construcción

Recolección, revisión e integración de información
a) Material del tubo
b) Identificación de arrugas en curvas
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 de ensayos no destructivos en soldaduras
h) Información de la prueba de presión
i) Reportes de inspección del tubo (en excavaciones)
j) Posible existencia de fuerzas externas
k) Propiedades del suelo y profundidad de la cubierta para arrugas en curvas
l) Rangos máximos de temperatura para arrugas en curvas
m) Radio de curvatura y cambios del ángulo para las arrugas en curvas.
n) Historia de presión de operación y operación esperada, incluyendo ciclos de presión significativos y fatiga mecánica.

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

Criterios y valoración de riesgos: En soldaduras circunferenciales, se requiere información de los ensayos no destructivos (END) y una revisión de procedimientos de soldadura para que los responsables puedan asegurar que las soldaduras sean adecuadas. Para soldaduras de fabricación, se requiere una revisión de los procedimientos de soldadura e información de END, como también la revisión de fuerzas debido al asentamiento de tierras o a otras cargas externas para asegurar que las soldaduras sean adecuadas.

Para arrugas en curvas y pliegues como también para acoples, se deberían revisar los reportes de inspección visual para asegurar su integridad continua. El movimiento potencial del sistema de tuberías, puede causar tensiones laterales adicionales y/o axiales. Se debería 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 esfuerzos o deformaciones perjudiciales.

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

Respuestas y mitigación: El responsable de la integridad debe realizar protocolos de excavación para asegurar que el tubo no se mueva ni sean introducidas tensiones adicionales. Adicionalmente, el responsable de la integridad debe establecer exámenes y evaluaciones cada vez que el tubo sea expuesto. Las amenazas potenciales deben ser mitigadas a través de la aplicación proactiva de procedimientos que requieran inspección, reparación, reemplazo o reforzamiento cuando sea necesario inspeccionar el sistema de tuberías debido a otras razones de mantenimiento.

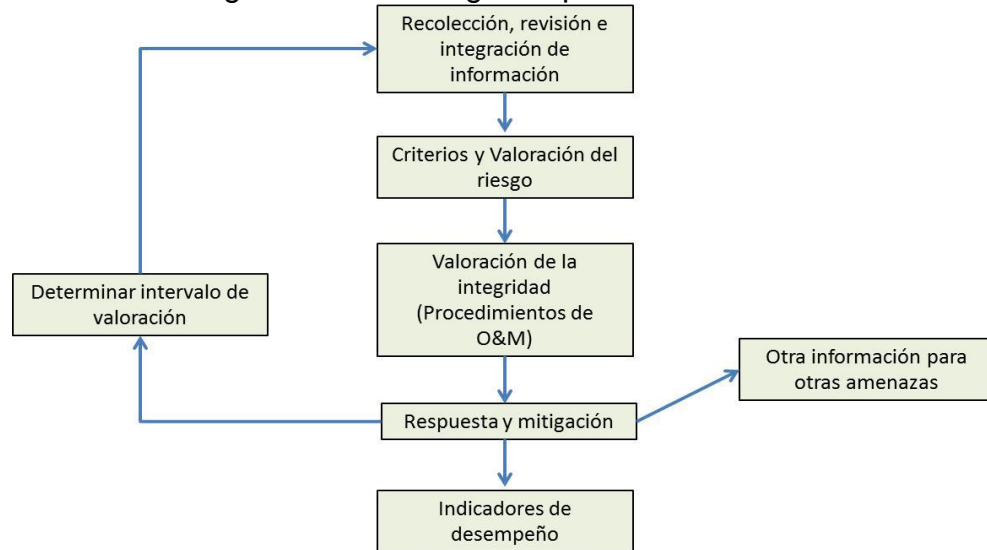
No se requiere valoración periódica. Los cambios en el segmento o en el uso de tierra, podrían llevar a una revaloración.

Indicadores de desempeño:

- a) Número de fugas o fallas debido a los defectos de construcción
- b) Número de soldaduras circunferenciales / acoples reforzados o removidos
- c) Número de anomalías por deformación del diámetro en curvas removidas
- d) Número de inspecciones a anomalías por deformación del diámetro
- e) Número de soldaduras de conexión reparadas / removidas.

5.6.5 Amenazas relacionadas con Equipos. En la ilustración ocho se especifican el plan de gestión de la integridad.

Ilustración 8. Plan de gestión de la integridad para defecto relacionado con equipo



Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009. Anexo A.

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la siguiente información (ver tabla trece):

Tabla 13. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con equipos

Recolección, revisión e integración de información
a) Año de instalación del equipo que falló
b) Información de falla de la válvula reguladora
c) Información de falla de la válvula de alivio o de seguridad
d) Información de falla del empaque de la brida
e) Reguladores descalibrados (fuera de las especificaciones del fabricante)
f) Desviación en el punto de ajuste de válvula de alivio o seguridad
g) Información de falla en los O-rings
h) Información de sellos / empaquetaduras

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto.2009

Criterios y valoración de riesgos: Se sabe que algunas válvulas de regulación y de alivio tienen sus puntos de ajuste (Setting) descalibrados. Estos tipos de equipos pueden requerir de un examen más detallado. Algunos tipos de empaques están expuestos a degradación prematura. Este tipo de equipos pueden requerir inspección de fugas con mayor frecuencia.

Valoración de integridad: Se puede requerir la reparación o el reemplazo del equipo.

Indicadores de desempeño: a) Número de fallas en la válvula reguladora; b) Número de fallas en la válvula de alivio o de seguridad; c) Número de fallas en el empaque u O-ring; y, d) Número de fugas debido a fallas del equipo

5.6.6 Daños mecánicos (causado por primeros, segundos o terceros). El esquema del plan de gestión de integridad tiene la misma estructura utilizada para el defecto por equipo.

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la siguiente información (ver tabla 14):

Tabla 14. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con daños mecánicos

Recolección, revisión e integración de información
a) Incidentes de vandalismo
b) Reportes de inspección donde la tubería ha sido golpeada (en excavaciones)
c) Reportes de fugas resultantes de un daño inmediato
d) Incidentes que involucren daños previos
e) Resultados de inspección en línea por abolladuras y rasguños en la mitad superior de la tubería
f) Reportes de incidentes
g) Reportes de invasión

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto.2009

Criterios y valoración de riesgos: Debido a que el daño mecánico es una amenaza independiente del tiempo, ésta puede ocurrir en cualquier momento, aun cuando no se haya presentado en el pasado en un segmento particular, y es necesario tomar fuertes medidas preventivas, especialmente en áreas de conflicto.

Valoración de integridad: Se incluyen recorridos del derecho de vía e inspección de fugas, los cuales son requeridos por los procedimientos de operación y mantenimiento. Durante estos recorridos se pueden identificar invasiones o daños causados por tercera parte.

Respuestas y mitigación: El responsable de la integridad debe asegurar que exista y funcione un programa de prevención de daños mecánicos que permita su óptimo funcionamiento.

Indicadores de desempeño:

- a) Número de fugas o fallas causadas por daños mecánicos
- b) Número de fugas o fallas causadas por tubería previamente dañada
- c) Número de fugas o fallas ocasionadas por vandalismo
- d) Número de reparaciones implementadas como resultado del daño causado por tercera parte previo a la fuga o falla.

5.6.7 Procedimiento operacional incorrecto. El esquema del plan de gestión de integridad tiene la misma estructura utilizada en los anteriores.

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la siguiente información (ver tabla quince):

Tabla 15. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con un procedimiento operacional incorrecto

Recolección, revisión e integración de información
a) Procedimiento para revisión de información
b) Información de auditoría
c) Fallas causadas por operación incorrecta

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto.2009

Criterios y valoración de riesgos: Si la información recolectada y revisada muestra que la operación y mantenimiento se desarrolla de acuerdo con los procedimientos establecidos, que los procedimientos son correctos y que el personal de operación está calificado para el cumplimiento de los requisitos de los procedimientos, no se necesita una valoración adicional. Las deficiencias en estas áreas requieren de mitigación.

Valoración 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.

Respuestas y mitigación: El responsable de la integridad de las líneas debe asegurar que los procedimientos sean actualizados, que el personal esté calificado y que se dé cumplimiento a los procedimientos. La mitigación en este punto es la prevención.

Indicadores de desempeño:

- a) Número de fugas o fallas causadas por operaciones incorrectas
- b) Número de auditorías / revisiones realizadas
- c) Número de hallazgos por auditoría / revisiones, clasificadas por severidad
- d) Número de cambios en los procedimientos debido a auditorías / revisiones

5.6.8 Relacionada con el clima y fuerzas naturales. El esquema del plan de gestión de integridad tiene la misma estructura utilizada en los anteriores.

Antes llevar a cabo una valoración del riesgo para cada segmento se deberá recolectar y revisar como mínimo la siguiente información (ver tabla dieciséis):

Tabla 16. Información mínima para evaluar la integridad relacionada con el clima o fuentes naturales

Recolección, revisión e integración de información
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 del terreno cerca de las zonas de falla mayores a 0,2 g (20% de la aceleración de la gravedad)
e) Profundidad de la línea de congelación
f) Año de construcción
g) Grado del tubo, diámetro y espesor de pared (cálculo de la tensión interna sumado a la carga externa, el total de tensión no debe exceder 100 % SMYS).

Fuente: Tomado de INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto.2009

Criterios y valoración de riesgos: El responsable de la integridad de las líneas deberá asegurar que se evalúen todos los sitios o lugares donde la tubería puede ser susceptible a someterse a cargas extremas como:

- a) Cruza una línea de falla
- b) atraviesa pendientes pronunciadas
- c) atraviesa agua o está cercano al cuerpo de agua o donde el fondo del río está en movimiento
- d) el sistema está sujeto a cargas extremas en la superficie que causan asentamiento en suelos subyacentes.
- e) se realizan detonaciones cerca del sistema de tuberías.
- f) está por encima de la línea de congelación

g) el suelo está sujeto a licuefacción

h) la aceleración del terreno excede 0,2 g (20 % de la aceleración de la gravedad).

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

Respuestas y mitigación: para este tipo de amenazas las reparaciones o reemplazo de tubería deben ser realizadas de acuerdo a la normatividad. Métodos de mitigación adicionales pueden incluir entre otros: estabilización del suelo, estabilización de la tubería o de las uniones, reubicación y/o profundización de la tubería, y la protección contra rayos de las instalaciones aéreas. Las actividades de prevención son las más apropiadas para esta amenaza.

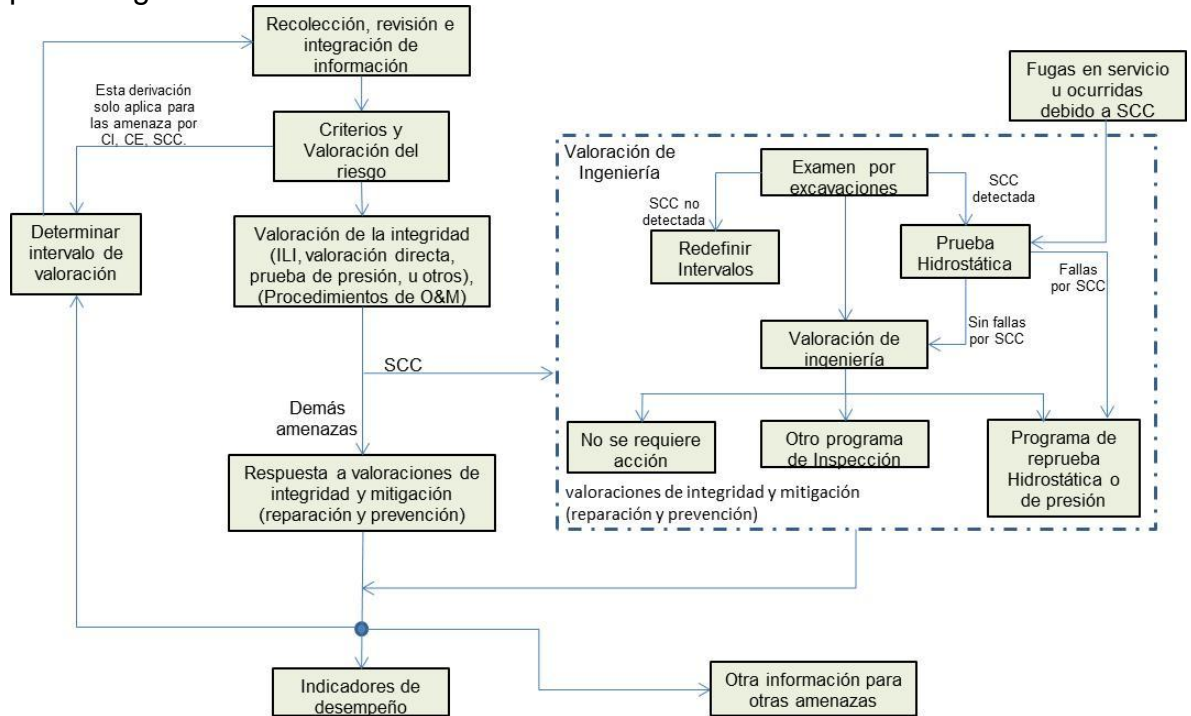
Indicadores de desempeño:

a) Número de fugas que están relacionadas con el clima o debidas a fuerzas externas.

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

Después de identificar y revisar el plan de gestión de integridad para cada uno de los 9 tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento, podemos recopilar la información y esquematizar mediante un flujograma el plan de gestión de integridad prescriptivo para el sistema de transporte en los gasoductos como el que se muestra en la ilustración nueve.

Ilustración 9. Flujograma resumen del plan prescriptivo de gestión de integridad para los gasoductos



6. RECOMENDACIONES Y APORTES AL DESARROLLO DEL PROGRAMA DE INTEGRIDAD

Una vez realizado los análisis, valoraciones tanto del riesgo como de integridad, y después de priorizar los planes de acción enfocados a la reparación, prevención y mitigación, el responsable de la integridad de las líneas debe asegurar que los demás elementos del programa de gestión de integridad se estén ejecutando, actualizando, basados en que es un programa dinámico y flexible.

Algunos puntos importantes en los elementos que conforman el programa de gestión de integridad y en particular con el tema del seguimiento y monitoreo para los planes de prevención y mitigación que resulten de las inspecciones para los gasoductos:

- Actualmente algunos gasoductos ya cuentan con planes de inspección en los cuales realizan inspecciones mecánicas a lo largo del derecho de vía de las líneas, lo cual es conveniente que el responsable de la integridad asegure que las indicaciones arrojadas y/o reportadas en los informes queden debidamente identificadas y georeferenciadas tanto en los reportes como en campo para posteriores reparaciones, y/o monitoreo.
- El responsable de la integridad de los gasoductos, debe velar para que se ejecute el programa priorizado que él mismo ha establecido considerando los resultados de las valoraciones del riesgo e integridad. Muchos de los inconvenientes que pueden llegar a presentarse es que no prestan atención y postergan seguimientos o monitoreo a indicaciones situaciones no críticas o severas, pero que con el tiempo y posibles cambios operacionales o situaciones naturales podrían ocasionar daños, efectos o pérdidas mayores.

- El responsable de la integridad deberá asegurar que por parte de la operación se ejecuten recorridos periódicos de seguridad a todo el derecho de vía de las líneas o ductos, evitando y revisando que no se estén presentado alteraciones, construcciones, o cualquier otro tipo de interferencia que pueda afectar su integridad.
- Es indispensable el tema social, el responsable de la integridad debe realizar seguimiento y gestión a los planes de gestión social (divulgaciones y comunicaciones externas) que puedan adelantarse en las áreas y/o zonas aledañas en el derecho de vía de las líneas, a su vez seguimiento tal cual se expresa en el numeral 5.4 Plan de comunicaciones.

6.1 FACTOR ECONÓMICO

Como se mencionaba en la introducción del documento el tema del costo del fenómeno de la corrosión el cual implica una parte importante del producto interno bruto (PIB). Se ha demostrado que la corrosión puede generar millones de dólares en pérdidas anuales:

- Se pierde 276 billones de dólares (4% de PIB) en Estados Unidos.
- En Perú las pérdidas ascienden los 1200 millones de dólares (8% del PIB).
- En Colombia, las pérdidas ascienden a más 26 mil millones de pesos (4% del PIB).¹¹

Los costos económicos que pueden generar un programa de gestión de integridad son variables y van a depender de diferentes factores como por ejemplo la

¹¹ ASEDUIS- ASOCIACION EGRESADOS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Más de 26 mil millones de pesos pierden la industria colombiana debido a la corrosión de materiales. [On line]. Agosto, 2013. . [citado 10 enero de 2015]. Disponible en: <http://noticias.universia.net.co/actualidad/noticia/2013/08/29/1045848/mas-26-mil-millones-pesos-pierde-industria-colombiana-debido-corrosion-materiales.html>

capacidad financiera que tenga la empresa o dueño de los activos, es primordial que el programa este enfocado en la organización de la empresa, en los procesos y en el sistema físico, otro punto es el tema del historial o documentación e información relevante que se tenga de las líneas o equipos, de la ubicación ó zonas o áreas del derecho de vía por donde se encuentran las líneas y/o equipos, de los resultados de las valoraciones del riesgo y de integridad que se realicen. Por tal motivo se considera que el programa de gestión de integridad debe ser valorado económicamente por la relación costo beneficio que implica la valoración de los riesgos y su integridad, para lo cual generan planes de acción enfocados a la reparación, prevención y mitigación de las diferentes amenazas a las cuales están expuestas las líneas utilizadas para el transporte de gas.

El presente documento está enfocado en visualizar el mayor beneficio que se obtiene cuando se administra eficientemente un programa de gestión de integridad, sin enfatizar en los costos que implicarían la evaluación, y seguimiento continuo del programa. El beneficio y los logros que pueden llegar a reflejarse con la implementación y uso eficiente del programa de gestión de integridad evidenciarían la reducción de costos que se tendrían en paradas no programadas, ineficiencia de procesos, costos excesivos de mantenimiento y operación, sub-utilización de los activos, accidentes, así como gastos y tiempos excedentes en la ejecución de las obras.

Ahora para la evaluación financiera de los proyectos de inversión existen diferentes criterios como: EL valor actual Neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y la relación costo Beneficio (RCB).

A modo de resumen:

Valor presente Neto (VPN): Es la diferencia entre los dineros invertidos y los recibidos (ingresos – egresos); es el equivalente en pesos actuales de la

diferencia entre todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen el proyecto.

$$\text{VPN} = \text{VP (ingresos)} - \text{VP (egresos)}$$

El VPN puede asumir valor positivo, nulo o negativo; y depende de la tasa de interés que se utiliza para calcular los equivalentes en el momento cero.

Si $\text{VPN} > 0$: Es aconsejable económicamente.

Si $\text{VPN} = 0$: Es indiferente económicamente

Si $\text{VPN} < 0$: No es aconsejable económicamente, no atractivo.

Valor anual Neto (VAN): Es la interpretación anualizada del VPN.

$$\text{VAN (i)} = \text{VPN} \times i / 1 - (1+i)^{-n}$$

Representa las ganancias extraordinarias que generan el proyecto o alternativa por periodo, durante toda su vida útil.

Relación costo Beneficio (RCB): Tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de rentabilidad de un proyecto, comparando los costos previstos con los beneficios esperados. Toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, y así determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se invierte en el proyecto.

EL cálculo de la relación costo beneficio se expresa de siguiente manera:

$$\text{R C/B} = \text{VPN (ingresos)} / \text{VPN (egresos)}$$

La relación beneficio/costo es una función de la tasa de interés que se emplea en los cálculos del VPN de los ingresos y egresos.

Se pueden asumir los siguientes valores que expresan:

Si $R C/B > 1$: Los ingresos son superiores a los egresos (VPN positivo), proyecto atractivo - aceptable).

Si $R C/B = 1$: Los ingresos son iguales a los egresos, entonces el VPN de todo el proyecto es igual a cero. EL proyecto es indiferente y la tasa de interés utilizada representa la tasa interna de rentabilidad del proyecto.

Si $R C/B < 1$: Los ingresos son menores a los egresos (VPN negativo), proyecto NO atractivo.

La tasa interna de rentabilidad (TIR): Se trata de la tasa de interés que ganan los dineros que permanecen invertidos en el proyecto. La TIR se define como la tasa de interés con la cual el valor actual neto VPN es igual a cero.

Si $TIR > 0$: Se acepta el proyecto.

Si $TIR < 0$: No se acepta el proyecto.

Por lo anterior, la elaboración del programa de gestión de integridad para los ductos o líneas, se enfoca en las ventajas de los beneficios económicos en la administración de un programa de gestión de integridad sobre los costos que implicaría no tenerlo.

A continuación una referencia de la revista gas natural donde menciona:

“Si bien no se puede establecer un costo o beneficio específico en la implementación de un sistema de integridad, podemos observar algunos datos reales, llevándolos a un sistema de unidades monetarias, por ejemplo, la Unidad Impositiva Tributaria (UIT). Como ejemplo, la

remediación de un área sensible en una línea de transporte de petróleo ésta tiene un costo cercano a las 750 UIT, más el costo de la reparación de unos 40 UIT, y el costo operativo de no disponer de este sistema considerando tres días fuera de operación lo cual ronda en 200 UIT. En resumen, una fuga en un sistema que transporta unos 1000 barriles diarios de petróleo crudo ronda las 990 UIT, sin tomar en cuenta las sanciones asociadas al evento, la pérdida de imagen corporativa y el aumento de las primas de seguro asociado a estos eventos. Si analizamos los costos asociados a la implementación de un sistema de integridad que se centra en disminuir a un mínimo los eventos no deseados, como fugas, roturas o salidas de servicio no programadas, nos encontramos con la siguiente composición de costos. Implementación de Programas y planes específicos con personal: 75 UIT, desarrollo de inspecciones internas, recorridas del Derecho de Vía: 120 UIT, reparaciones en sitios críticos: 150 UIT, mantenimiento de sistemas de protección contra la corrosión: 100 UIT, desarrollo de Base de Datos y análisis de riesgo para un sistema similar al sometido al análisis: 75 UIT. Vemos que la implementación del sistema que podría prevenir o minimizar las consecuencias de las fallas genera un desembolso del orden del 50% de los costos asociados a una sola falla, lo cual demuestra la conveniencia en la implementación y seguimiento del sistema".¹² (Teutonico M,2009)

Un artículo de un congreso de corrosión (Castellanos y col, 2012), nos evidencia de manera general el sesgo cuando el beneficio para la aplicación de una metodología en el análisis del riesgo no es tangible para el operador, por lo tanto el beneficio económico lo basan en función de la disminución del riesgo por la ejecución de las acciones y recomendaciones emitidas por los talleres IBR, para ser tangible a los interesados en la gestión de los riesgos de la empresa.

¹² TEUTONICO, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. En: La revista del Gas Natural, 2009. Vol I. p.122-131

Debe entenderse como el riesgo de un desempeño no confiable que afecta sus ingresos. Problemas de integridad de equipos y errores humanos son las principales causas de los problemas que afectan los ingresos, incluyendo paros no programados, ineficiencia de procesos, costos excesivos de mantenimiento y operación, sub-utilización de los activos, accidentes, así como gastos y tiempos excedentes en la ejecución de los proyectos.¹³

¹³ MARTINEZ TORIZ, Víctor Milton. Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID). En: La revista del gas Natural,2010. Vol.II (2).p.34-35.

7. CONCLUSIONES

- Para todas las evaluaciones, cuando el responsable de la integridad carezca de información, se deben utilizar presunciones conservadoras para establecer una valoración del riesgo o como alternativa, el segmento se debe poner en un grado de prioridad mayor.
- El programa de gestión de integridad le permite al dueño del activo un nivel seguro de operación al sistema de transporte en ductos, generando planes de acción enfocados a la reparación, prevención y mitigación de las diferentes amenazas a las cuales están expuestas las líneas utilizadas para el transporte de gas.
- La experiencia operacional indica que no solo basta con implementar actividades de mantenimiento, rutinas de inspección y procedimientos operaciones si no están ligados, orientados bajo un programa efectivo de gestión de integridad sistemático dentro de la cultura de valoración y mitigación permanente del riesgo.
- Un adecuado programa de gestión de integridad permite una disminución de costos operativos y de mantenimiento de los ductos, asociado a la disminución o eliminación de las contingencias por pérdidas de producto o Salidas de Servicio No Programadas.
- Con un óptimo programa de gestión de integridad mejora la imagen corporativa por una gestión en beneficio de la seguridad a las personas y el medio ambiente.
- Las pérdidas económicas causadas por la corrosión son elevadísimas. Recientemente, se han estimado los costos derivados de problemas por corrosión que en promedio para Colombia, las pérdidas pueden estar alrededor

de 26 mil millones de pesos (4% del PIB). Una evaluación más realista debería incluir una serie de costos indirectos (u ocultos) en la que se incluya: las pérdidas de producción (el lucro cesante), los costos de paradas de plantas, los coeficientes estimados para compensar las pérdidas de espesor por corrosión, la disminución en la calidad por impurezas producto de corrosión, entre muchos otros. En forma conservadora, el costo indirecto ocasionado por la corrosión puede estimarse de la misma magnitud que el costo directo.

BIBLIOGRAFIA

ASEDUIS- ASOCIACION EGRESADOS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Más de 26 mil millones de pesos pierden la industria colombiana debido a la corrosión de materiales. [On line]. Agosto, 2013. . [citado 10 enero de 2015]. Disponible en:

<http://noticias.universia.net.co/actualidad/noticia/2013/08/29/1045848/mas-26-mil-millones-pesos-pierde-industria-colombiana-debido-corrosion-materiales.html>

BETANCUR RIOS, Juan David y ACOSTA CARDENAS, Edwin Mauricio. Experiencia Colombiana hacia un estándar técnico para gestión de integridad en líneas de transporte de hidrocarburos. En: Revista de la escuela colombiana de ingeniería, 2009. Vol: 76, p. 7-13

CASTELLANOS, David Ernesto. CAMARGO, Nelson. MORANTES, Edwin y SANABRIA, Fabio. Cálculo del beneficio económico por la aplicación de la metodologías ibr en líneas y ductos en la vpr de ecopetrol s.a. En: VII Congreso de la corrosión- Latincorr (Julio: Lima, Peru). Memorias.2012.

COLOMBIA. Comisión de regulación de energía y gas. Resolución N° 071(Diciembre 03 de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural- (RUT). Bogotá.1999.

FALABELLA, Daniel; CARZOGLIO, Eduardo. Innovación tecnológica y causa de fallas en gasoductos. En: Petrotecnia, 2010. Vol.4,p. 30-37.

FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Actualización de la documentación operacional y de seguridad de la superintendencia de operaciones de Mares de Ecopetrol (SMA). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. 2004. 18-35p.

GONZÁLEZ VELASQUEZ, Jorge Luis. Implementación de la administración de integridad de ductos en México. [online]. Enero ,2013. [Citado:14 de febrero de 2014]. Disponible en: http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/jorge_gonzalez/presentacion.pdf.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Gestión de Integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá .El instituto. 2009.

MARTINEZ TORIZ, Víctor Milton. Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID). En: La revista del gas Natural,2010. Vol.II (2),p.34-35.

PROMIGAS. Integridad de gasoductos.[online]. Mayo, 2005.[Citado:14 de febrero de 2014]. Disponible en:http://www.cnogas.org.co/documentos/Acta_39_CNO-Integridad_mayo%2027_05.pdf.

REGULATION OF THE US, DEPARTAMENT OF TRANSPORTATION .SubparteO –Pipeline Integrity Management”/ 49 CFR Part192. DOT. United States. 2003.

TEUTONICO, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. En: La revista del Gas Natural, 2009. Vol I. p.122-131

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Managing system integrity of gas pipelines. ASME B31.8S-2004. New York. 2005.