

DESARROLLAR EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD ENFOCADO
EN CORROSIÓN Y DAÑOS POR TERCEROS EN UN GASODUCTO BASADO
EN NTC 5747

DIEGO ANDRÉS LÓPEZ DURÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2021

DESARROLLAR EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD ENFOCADO
EN CORROSIÓN Y DAÑOS POR TERCEROS EN UN GASODUCTO BASADO
EN NTC 5747

DIEGO ANDRÉS LÓPEZ DURÁN

Trabajo de grado para optar título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director:

Ariel Vargas

Magister en Ingeniería de la confiabilidad, Mantenibilidad y Riesgo

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2021

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor el ing. Ariel Vargas por su colaboración y orientación en el desarrollo del proyecto.

De igual manera a mi familiares, docentes y compañeros que de una u otra manera contribuyeron en el proceso de formación y ejecución del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. OBJETIVOS	13
1.1. OBJETIVO GENERAL	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
2. MARCO REFERENCIAL	14
2.1. PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD	14
2.1.1 Plan de gestión de integridad	14
2.1.2. Plan de desempeño	15
2.1.3 Plan de comunicaciones	15
2.1.4 Plan de gestión del cambio.....	16
2.1.5 Plan de control de calidad.....	17
2.2 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD	17
2.2.1 Identificar el impacto potencial por la falla en la línea de transporte.....	18
2.2.2 Recolección, revisión e integración de datos	18
2.2.3 Valoración del riesgo	19
2.2.4. Valoración de integridad	20
2.2.5 Respuestas a la valoración de integridad mitigación, reparación y prevención y establecimiento de intervalos de re-inspección.....	20
2.2.6 Actualizar, integrar y revisar la información	23
2.2.7 Reevaluar el riesgo	24
2.2.8 Esquemas funcionales que permiten aclarar la estructuración del plan.	24
2.3 PLAN DE DESEMPEÑO.....	26
2.3.1 Medidas de Desempeño	27
2.3.2 Amenazas por corrosión externa	28

2.3.3 Amenazas de corrosión interna	28
2.3.4 Riesgo por daños de terceros (Daños infligidos por terceros (Inmediatos), vandalismo, tubería previamente dañada)	29
2.4 PLAN DE CONTROL DE CAMBIOS.....	30
2.4.1 Niveles de Autorización y Responsabilidades	32
2.4.2 Procedimiento de gestión de cambios de acuerdo con el tipo de cambio.....	34
2.5 PLAN DE COMUNICACIONES	49
2.5.1 Propietarios de tierras y comunidades a lo largo del derecho de vía.....	50
2.5.2 Secretarías de planeación	50
2.5.3 Responsables locales y regionales de atención y prevención de emergencias.	51
2.5.4 Público en general	51
2.5.5 Esquema del plan.	52
2.6 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD:.....	53
2.6.1 Lineamientos para clasificación e investigación de los incidentes que afectan la integridad del sistema.	55
3 METODOLOGÍA	59
3.1 PLAN DE ANALISIS DE RIESGO.....	60
3.1.1 Estrategia de segmentación	62
3.1.2 Modelo de probabilidad.....	63
3.1.3 Modelo de consecuencia	68
3.1.4 Recopilación y análisis de la información	69
3.1.5 Diagnóstico de la información de integridad.....	70
3.1.6 Implementación del modelo y análisis de resultados	75
4 CONCLUSIONES	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Elementos del programa de gestión de integridad.....	14
Figura 2 Flujograma de proceso del plan de gestión de integridad.....	17
Figura 3 Estrategia para minimizar riesgo	19
Figura 4 Esquema funcional de un programa de gestión de integridad	25
Figura 5 Interacción de planes dentro de un programa de integridad.....	26
Figura 6 Ejemplo del contenido mínimo de un indicador	30
Figura 7 Estructura del plan de comunicaciones	52
Figura 8 Flujograma de control de calidad.....	55
Figura 9 Matriz de riesgos	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Plan de respuesta de acuerdo a la anomalía.....	21
Tabla 2 División de indicadores	29
Tabla 3 Clasificación de eventos	56
Tabla 4 Modelo de evaluación de riesgo básico	62
Tabla 5 Amenazas a la integridad evaluadas por el PRCI.....	64
Tabla 6 Criterios para valoración PoF por amenaza CE	66
Tabla 7 Criterios para valoración PoF por amenaza CI.	66
Tabla 8 Criterios para valoración PoF por amenaza Daño por terceros	67
Tabla 9 Resumen amenaza corrosión externa	71
Tabla 10 Resumen amenaza Corrosión interna	72
Tabla 11 Resumen amenaza Daños por terceros.....	74
Tabla 12 Posibles efectos (Consecuencias) Determinados por la compañía para valoración en la Matriz de Riesgo	76

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Indicadores gestión de integridad, documento Excel.

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLAR EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD ENFOCADO EN LA CORROSIÓN Y DAÑOS DE TERCEROS EN UN GASODUCTO BASADO EN NTC 5747*

AUTOR: DIEGO ANDRÉS LÓPEZ DURÁN **

PALABRAS CLAVE: Integridad, transporte, valoración, riesgo, programa, planes, indicadores, desempeño.

DESCRIPCIÓN: En la presente monografía se presenta un documento con el cual se busca facilitar la construcción de un programa de gestión de integridad para un sistema de transporte de gas natural, con todos los lineamientos de acuerdo a la norma técnica Colombia NTC 5747 (Adaptación ASME B31.8S).

Para el desarrollo de las actividades de Gestión de Integridad, se toma como base lo especificado en la norma ASME B31.8S, que indica los elementos necesarios para un programa de Gestión de Integridad; en este Diagnóstico se tiene en cuenta la recopilación, integración y análisis de datos suministrados por el operador del gasoducto; como resultado del Diagnóstico de Información, se presenta de manera detallada la información requerida para la valoración de probabilidad de falla de cada una de las tres amenazas consideradas dentro del alcance de este Programa y que son parte de la norma, y las cuales agrupan el total de las amenazas a las que están expuestos los sistemas de transporte de Gas, además se indica la calidad de la información suministrada, para el desarrollo del análisis de Integridad.

Dentro de las actividades del Programa de Gestión de Integridad, se debe tener un plan de desempeño, el cual es el rasero para medir como se ejecuta el programa, la efectividad del mismo, los cambios, frecuencias de los mismos, este plan es el que permite determinar retroalimentaciones efectivas y tomar decisiones conservadoras o más agresivas de la gestión de integridad mecánica.

*Trabajo de grado

** Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Mecánica. Director: Ariel Vargas, Magister en Ingeniería de la confiabilidad, Mantenibilidad y Riesgo

ABSTRACT

TITLE: DEVELOP THE INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM FOCUSED ON CORROSION AND THIRD PARTY DAMAGE IN A GAS PIPELINE BASED ON NTC 5747*

AUTHOR: DIEGO ANDRÉS LÓPEZ DURÁN**

KEY WORDS: Integrity, transportation, assessment, risk, program, plans, indicators, performance.

DESCRIPTION: This monograph presents a document that seeks to facilitate the construction of an integrity management program for a natural gas transportation system, with all the guidelines according to the Colombia technical standard NTC 5747 (Adaptation ASME B31. 8S).

For the development of Integrity Management activities, what is specified in the ASME B31.8S standard is taken as a basis, which indicates the necessary elements for an Integrity Management program; This Diagnosis takes into account the collection, integration and analysis of data provided by the gas pipeline operator; As a result of the Information Diagnosis, the information required for the evaluation of the probability of failure of each of the three threats considered within the scope of this Program and which are part of the standard is presented in detail, and which group the total of threats to which gas transportation systems are exposed, in addition to indicating the quality of the information provided, for the development of the integrity analysis.

Within the activities of the Integrity Management Program, there must be a performance plan, which is the standard to measure how the program is executed, its effectiveness, changes, frequencies of the same, this plan is the one that allows you to determine effective feedbacks and make conservative or more aggressive mechanical integrity management decisions.

* Degree work

** Faculty of physicomechanical. School of mechanical Thesis director: Ariel Vargas, Master in Reliability, Maintainability and Risk Engineering.

INTRODUCCIÓN

Las amenazas a la integridad mecánica en gasoductos están contenidas en varios artículos, normas internacionales y demás referencias que están soportadas con mediciones en campo y validadas por juicio de expertos. Este trabajo se centra en el análisis de las amenazas contenidas en la NTC 5747, aplicables para gasoductos y de todo el compendio de las 9 amenazas globales se centrará en tres principalmente, que es corrosión interna, corrosión externa y daños por terceros.

La forma más confiable de controlar una amenaza latente a la integridad mecánica de activos y mantener una operación segura es con mantenimientos preventivos y correctivos, estos mantenimientos deben estar soportados por mediciones de campo y análisis de integridad que indique periodicidad y profundidad en las medidas de campo, con todo esto se construye un programa de integridad que estará soportado en planes y demás aspectos que generen confiabilidad en la operación, reduciendo riesgos y manteniendo funcional el activo de interés, en este caso las tuberías de transporte de gas.

Los mecanismos de daño, procesos constructivos, defectos de fábrica, y demás amenazas a la cual está sometida una tubería que transporta gas a diferente temperatura, geografía cambiante, regiones socialmente inestables, llevan a la necesidad de tener un programa enfocado en tres amenazas que permita operar de forma segura la tubería en función del tiempo, controlando perdidas de contención y demás eventos que puedan generar perdidas al entorno del activo, a la empresa, al medio; todo esto se logra con un programa de gestión de integridad, que tiene que abarcar todas las aristas del mantenimiento preventivo y correctivo sin dejar de lado consideraciones que a futuro representen una amenaza, esto se logra con ciclos de inspección y conocimiento detallado del activo al cual se va a aplicar el programa.

En la presente monografía se presenta un documento con el cual se busca facilitar la construcción de un programa de gestión de integridad para un sistema de

transporte de gas natural, con todos los lineamientos de acuerdo a la norma técnica Colombia NTC 5747 (Adaptación ASME B31.8S).

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el programa de gestión de integridad enfocado en corrosión y daños por terceros de un gasoducto basado en Normatividad Técnica Colombia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

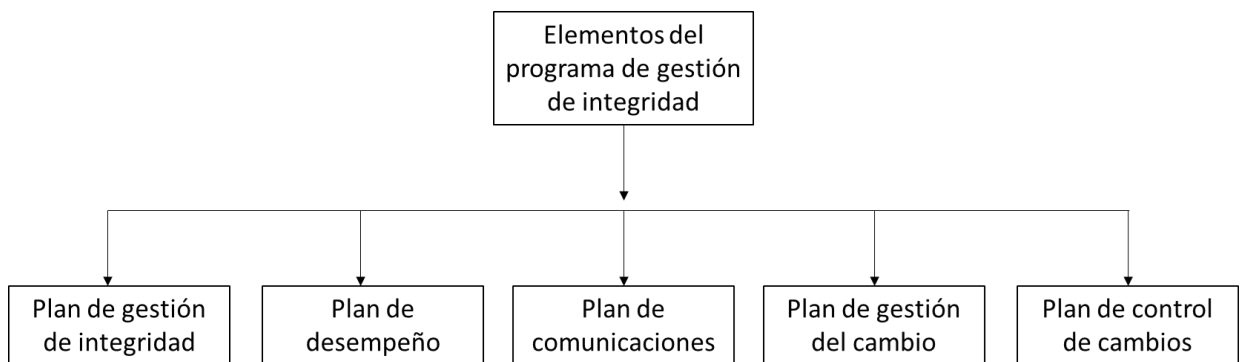
- Construir los 5 planes que conforman el programa de gestión de integridad.
- Crear hojas de vida de los indicadores del plan de desempeño de las amenazas de corrosión y daño por terceros.
- Elaborar documento para el modelo de valoración del riesgo de las amenazas de corrosión y daño por terceros.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

Los elementos del programa en forma colectiva proporcionan la base para un programa de gestión de integridad comprensible sistemático e integrado. Los elementos del programa expuestos en la Figura 1 son requeridos para todos los programas de gestión de integridad.¹

Figura 1 Elementos del programa de gestión de integridad



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. p.5.

2.1.1. Plan de gestión de integridad

El plan de gestión de integridad se desarrolla después de la recolección de información y adelantar la valoración del riesgo para cada amenaza y para cada segmento de tubería o sistema. Después de la valoración de integridad, se deberán realizar actividades de mitigación. La mitigación consta de dos partes: La primera en la reparación de la línea de transporte, que se debe realizar de acuerdo a la ASME B31.8 y/o otras técnicas de reparación aceptadas por la industria. Y la segunda parte, evaluar técnicas preventivas que eviten el deterioro futuro de la línea de transporte.

¹ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. p.4

Dentro del alcance del plan está el control y mitigación de las tres amenazas principales, las cuales son corrosión interna, corrosión externa y daños por terceros.

El plan de gestión de integridad para que funcione de forma adecuada en cualquier organización tiene que estar alineados a las políticas corporativas de la organización, llevar un soporte documental robusto, comprendiendo investigaciones de incidentes o accidentes debidamente documentados, análisis y valoración de riesgo, cambios y análisis de los mismos.²

2.1.2. Plan de desempeño

Las evaluaciones de desempeño del plan se deben hacer con una periodicidad que evite tener eventos no deseados, es decir que la evaluación debe estar soportada en conocimiento de la tubería con inspecciones de integridad mecánica de toda índole, conociendo del entorno social donde está instalada, histórico de fallas, todo esto permite definir cada cuanto es conveniente evaluar la efectividad del plan, como dato sugerido se recomienda anualmente para ofrecer una medida continua de la efectividad del programa de gestión de integridad a través del tiempo. Tales evaluaciones deben considerar tanto amenazas específicas como mejoras agregadas. Las evaluaciones específicas de amenazas se pueden aplicar a un área particular de interés mientras que las medidas generales se aplican todas las líneas de transporte bajo el programa de gestión de integridad.³

2.1.3 Plan de comunicaciones

Se debe desarrollar e implementar un plan para la comunicación efectiva con empleados, con el público con los cuerpos de emergencia con el gobierno local y

² Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P11

³ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P11

con las autoridades jurisdiccionales para mantener al público informado acerca de sus esfuerzos de gestión de integridad. El plan de comunicaciones debe tener en cuenta información relacionado al class location según lo indica NTC 3728.

El plan tiene una robustez mayor o divulgación con mayor periodicidad en sectores que geográficamente son más complejos, socialmente más inestables y con medio o terreno más agresivo frente al activo, y el motivo es uno solo, son los sectores en los que se espera tener una contingencia con mayor recurrencia, por ende, el flujo de información debe ser mayor.⁴

2.1.4 Plan de gestión del cambio

Se debe utilizar un proceso para garantizar que se evalúen los cambios en el diseño, la operación o el mantenimiento de la línea de transporte con el fin de determinar los impactos de riesgo potenciales y para garantizar que se evalúen los cambios al medio ambiente en el cual opera la línea de transporte. Después de analizar estos cambios se deben incorporar en las valoraciones de riesgo futuro para asegurar que el proceso de valoración de riesgo se dirija hacia sistemas actuales en cuanto a configuración, operación y mantenimiento O&M.

Los indicadores son las herramientas más relevantes en la gestión del cambio, un indicador que no reporte la media promedio, o este muy desviado es una alerta inmediata para una acción de mejora.⁵

Los indicadores deben estar planteados acorde a las necesidades reales de cada tubería, se puede tener el escenario que algún indicador no aplique para una tubería de gas, pero ubicada en regiones diferentes, y nos vemos inmersos en un trámite documental que no aplica y entorpece procesos.

⁴ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P11

⁵ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P12

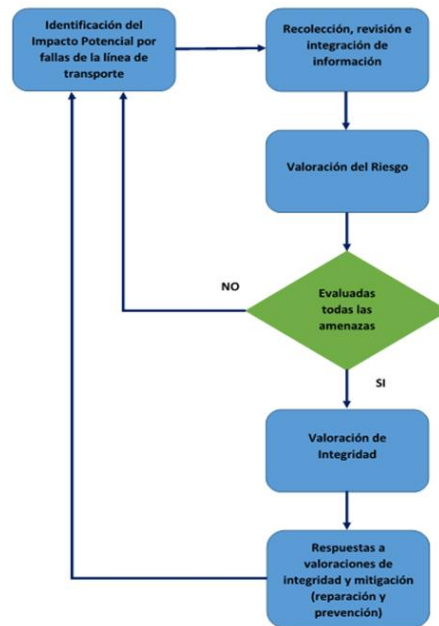
2.1.5 Plan de control de calidad

Contiene la documentación necesaria para el programa de gestión de integridad. También analiza la auditoría del programa, incluyendo los procesos las inspecciones las actividades de mitigación y las actividades de prevención. Este plan lleva un seguimiento estricto, de control documental, calidad según normatividad ISO o la referencias que se tenga.⁶

2.2 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

A continuación, se describe la metodología que sigue el plan de gestión de la integridad

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



Fuente: Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009 p.8.

⁶ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P12

2.2.1 Identificar el impacto potencial por la falla en la línea de transporte.

Se identificarán las amenazas potenciales de las líneas de transporte especialmente en las áreas de interés. Para cada segmento de la línea de transporte se deben identificar las amenazas, considerándolas individualmente, como se muestran a continuación⁷:

Dependientes del tiempo

- 1) Corrosión externa
- 2) Corrosión interna

Independientes del tiempo

- 3) Daños mecánicos (causado por primeros, segundos o terceros)
 - a) Daño con falla instantánea o inmediata
 - b) Daño previo de la tubería (modo de falla retardado)
 - c) Vandalismo

Nota: No es del alcance del plan la gestión de control de actos terroristas.

2.2.2 Recolección, revisión e integración de datos

Evaluar las amenazas potenciales para un sistema o segmento de una línea de transporte, definir y recolectar la información que caracterice los segmentos y sus amenazas potenciales. Realizar la recolección inicial, la revisión y la integración de información relevante que sea necesaria para entender la condición de la tubería para identificar la ubicación de amenazas que afecten la integridad. Los tipos de

⁷ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P6

información para apoyar una valoración de riesgo varían dependiendo de la amenaza que ésta en valoración. También es necesario tener en cuenta la información sobre la operación, mantenimiento, vigilancia, diseño, historia de operación y fallas especificadas que sean exclusivas de cada sistema y segmentación.⁸

2.2.3 Valoración del riesgo

Con la información recolectada se podrá realizar una valoración de riesgo del sistema o segmentos del mismo. A través de la evaluación integrada de la información y los datos recogidos, se realizará el proceso de valoración del riesgo identificando los eventos y condiciones específicas del sitio que podrían ocasionar una falla en la línea de transporte y permite conocer la probabilidad y consecuencias de un evento. El resultado de la valoración del riesgo deberá incluir la naturaleza y ubicación de los riesgos más significativos para la línea de transporte. El análisis de riesgo, se puede generar de forma cualitativa, cuantitativa o semi, esto dependiendo del nivel de detalle al que se quiere llegar.⁹ A continuación, se presenta una estrategia para minimizar riesgos.

Figura 3 Estrategia para minimizar riesgo



Fuente: ASME RISK BASED INSPECTION

⁸ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P. 8.

⁹ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.9

2.2.4. Valoración de integridad

Con base en la valoración del riesgo se seleccionarán y se realizan las valoraciones de integridad apropiadas. Los métodos de valoración de integridad en el caso son:

ILI, prueba de presión, valoración directa y otras metodologías de valoración de integridad. Es posible que sea necesario más de un método de valoración de integridad para enfrentar todas las amenazas a las que está expuesto un segmento de la línea de transporte o combinar varios métodos o tipos de inspecciones para obtener un diagnóstico integral del estado de la tubería.

Toda la valoración de integridad mecánica, se puede reforzar con análisis de vida remanente, presión remanente en piting, análisis de abolladuras, análisis de actitud para el servicio, causa raíz en el caso de pérdidas de contención, protección catódica, valoraciones indirectas del estado del recubrimiento, como aparece en la Figura 3; esto permite tener un diagnóstico completo de la tubería analizada y tomar decisiones con precisión total sin permitir el derroche de recursos económicos en actividades no adecuadas.¹⁰

2.2.5 Respuestas a la valoración de integridad mitigación, reparación y prevención y establecimiento de intervalos de re-inspección

Se desarrollarán los cronogramas para responder a las indicaciones obtenidas en las inspecciones. Se identificarán e iniciarán las actividades de reparación para las anomalías, las cuales se realizarán de acuerdo con las normas y buenas prácticas.¹¹

¹⁰ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.10

¹¹ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.10

Plan de respuestas:

Tabla 1 Plan de respuesta de acuerdo a la anomalía

Anomalías		ESTRATEGIAS PRIMARIAS DE REPARACIÓN		
		Soldadura	Camisa Tipo A	Camisa Tipo B
Perdida de Metal Externa ≤80% de su espesor	Soldadura longitudinal	SI	SI	SI
	Cuerpo del tubo	SI	SI	SI
	Codo	SI	SI (3)	SI (3)
Perdida de Metal Interna ≤80% de su espesor	Soldadura longitudinal	NO	NO	SI
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI
	Codo	NO	NO (3)	SI (3)
Perdida de Metal Externa >80% de su espesor	Soldadura longitudinal	SI	NO (8)	SI
	Cuerpo del tubo	SI	NO (8)	SI
	Codo	SI	NO (8)	SI (3)
Perdida de Metal Interna >80% de su espesor	Soldadura longitudinal	NO	NO	SI
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI
	Codo	NO	NO (3)	SI (3)
Abolladuras con concentración de esfuerzos	Soldadura longitudinal	NO	SI (5,6)	SI (6)
	Cuerpo del tubo	NO	SI (5,6)	SI (6)
	Codo	NO	SI (3,5,6)	SI (3,6)
Abolladura plana	Soldadura longitudinal	NO	SI (5)	SI
	Cuerpo del tubo	NO	SI (5)	SI
	Codo	NO	SI (3,5)	SI (3)

Notas aclaratorias y sugerencias de como implementar las estrategias de reparación.

1. El reemplazo del tubo siempre es una reparación que se considera 100% efectiva.
2. El depósito de soldadura requiere un espesor mínimo de la pared del tubo y control de los parámetros de soldado para prevenir el quemado y/o fragilización. Generalmente se prohíbe en tubos con una pérdida

de material externa >80%, excepto en tubos de paredes gruesas. No se recomienda el uso de estas técnicas para paredes <0.181 pulgadas.

3. Las camisas metálicas pueden fijarse con juntas bridadas con espárragos e ir soldadas o solo ir soldadas sobre el codo, permitiendo ajustar y disponer las trabajas para codos.
4. Se requieren técnicas especializadas para efectuar múltiples traslapes de camisas no metálicas para codos, instalación de refuerzo mecánicos no metálicos.
5. Debe emplearse un material de relleno incompresible para llenar el espacio anular entre la camisa y la abolladura.
6. El daño mecánico localizado en abolladura deberá removerse por desbaste previo a la instalación de la camisa.
7. Las envolventes no metálicas con rellenos incompresibles requieren de pruebas y análisis de ingeniería para emplearse como reparación permanente.
8. La industria limita el uso de envoltente Tipo A y no metálicas para perdida de metal externa $\leq 80\%$. Para perdida externa de metal >80%, se recomienda para un espesor mínimo de pared 0.500 pulgadas. Se requieren pruebas no destructivas para verificar que no se presente corrosión interna y una evaluación de ingeniería para determinar su aplicación.
9. Otros métodos de reparación pueden ser utilizados, siempre y cuando se tengan datos de su desempeño y estén basadas en una práctica precisa de ingeniería.
10. Las fisuras que no presenten fugas pueden ser removidas y retiradas mediante Hot Tap.
11. Si la abolladura completa puede ser removida.
12. Las quemaduras por arco eléctrico y los defectos de la soldadura circunferencial pueden ser reparados desbastando el defecto si es

superficial y/o empleado envolvente tipo A o B tan largas como la reparación sea requerida, basándose en pruebas y análisis de ingeniería.

Como parte importante de los tiempos de respuesta se considera el escenario en el que se tiene pérdida de contención, por alguno de las amenazas analizadas en este plan de integridad que es parte de un programa de integridad, después de tener la información o aviso de alguna de las partes interesadas, se debe fijar un tiempo de respuesta para llegar a sitio, controlar la fuga, reducir el riesgo al medio, a la comunidad y evitar pérdidas de la empresa, este tiempo de respuesta debe estar fijado dependiendo de la geografía, disponibilidad de recursos en sitio.

Puede estar en minutos, u horas, no se recomienda que la respuesta a un evento se planeé en días, ya que es un horizonte temporal que permite que se desencadenen consecuencias adversas y no deseadas para todos los interesados.

2.2.6 Actualizar, integrar y revisar la información

Después de la valoración inicial de integridad se continuará con la actualización de la información; dicha información debe ser conservada y agregada a la base de datos, dosieres de mantenimiento, información de soporte en nube, discos duros, la cual será la base para apoyar valoraciones de riesgo e integridad futuras.¹²

Importante no tener una única fuente o soporte de información, se sugiere tener por lo menos dos copias actualizadas, ya que, si falla una, se tiene un segundo soporte.

El manejo de la información y control de la misma la debe realizar un miembro del área de mantenimiento o líder de la organización, que tenga claro cómo puede o

¹² Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.10

no distribuir la misma, todo esto debido a lo sensible del tratamiento de datos y políticas de privacidad de las empresas.

2.2.7 Reevaluar el riesgo

La reevaluación se realizará como mínimo anualmente o cuando ocurran cambios sustanciales en la línea de transporte.¹³

Los riesgos por lo general se controlan o mitigan, pero casi nunca se eliminan en su totalidad, parte de la gestión de integridad mecánica es encontrar metodologías aceptables que permitan convivir con los riesgos de forma segura

Existen riesgo que a pesar de controles robustos se pueden desencadenar, sin embargo, estas consideraciones deben estar siempre presentes en lo mantenedores de tuberías.

La recomendación anual, no es camisa de fuerza, puede que se tenga que reevaluar antes o caso opuesto, se permita por la cantidad y calidad de controles tiempos mayores, esto es parte de la mejora continua.

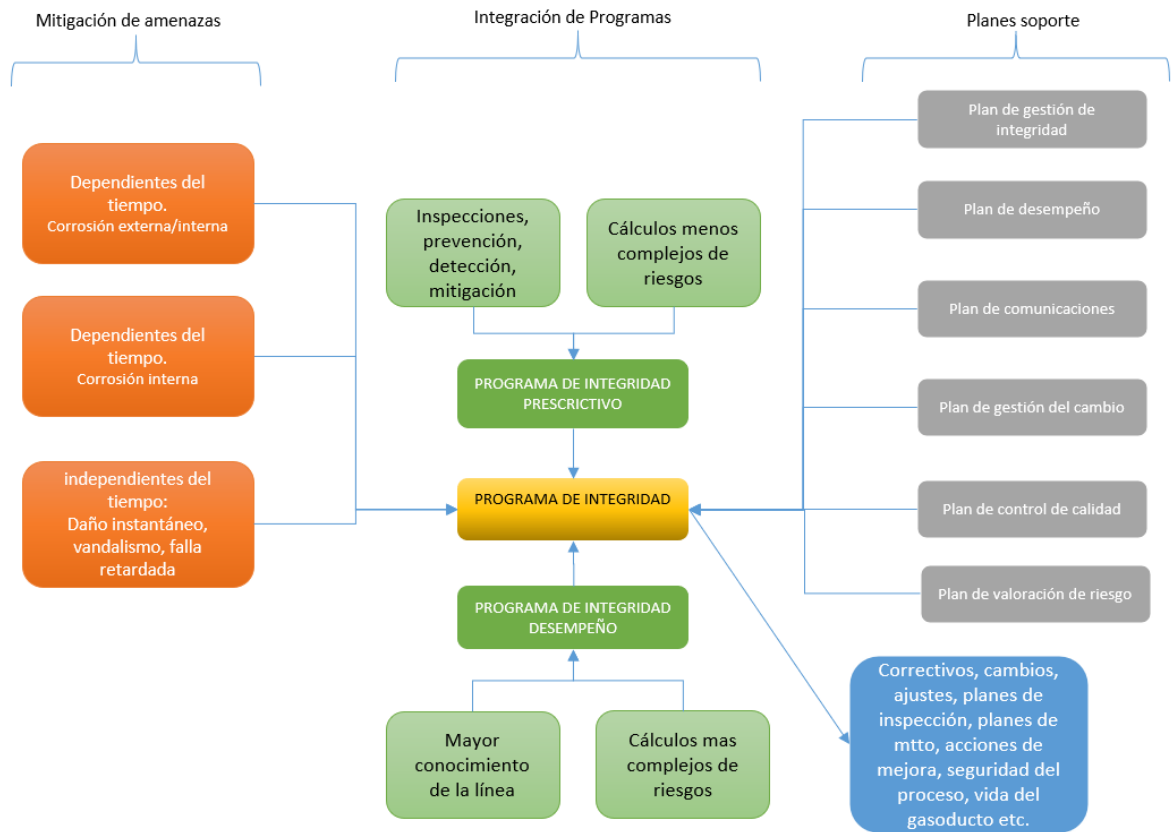
2.2.8 Esquemas funcionales que permiten aclarar la estructuración del plan.

Los planes son soporte del programa de gestión de integridad y funcionan si todos están interconectados, es claro que si uno falla o no tiene la coherencia que se requiere, todo deja de ser aplicado como fue planeado.

La siguiente Figura permite visualizar de forma esquemática la aplicación de todo un programa de integridad con los respectivos soporte y acciones o correctivos.

¹³ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.10.

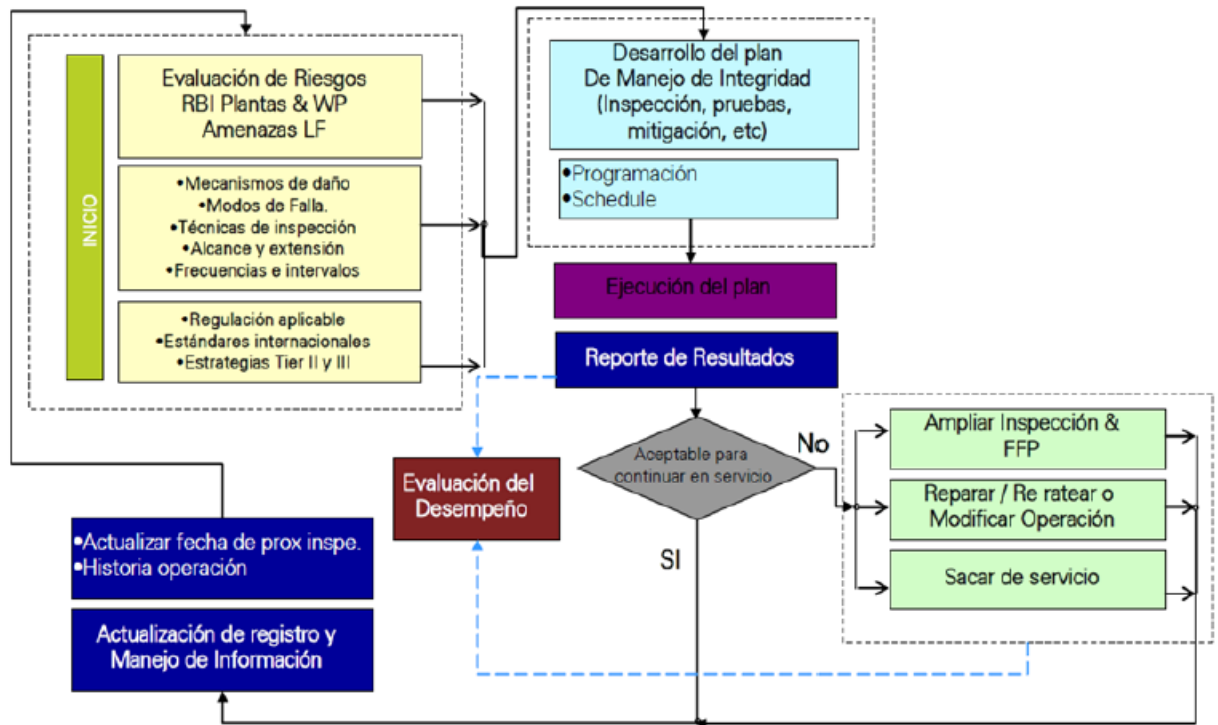
Figura 4 Esquema funcional de un programa de gestión de integridad



Los planes que soportan el programa tienen importancias similares, y como ya se indicó todos tienen que funcionar como un todo, no se permite que uno se separe de los demás.

Dentro de ellos, la valoración de riesgos es uno de los pilares que dan inicio al programa de integridad, es así como conociendo los riesgos a los que está sometida una tubería, activa el plan de integridad, y luego aparecen los otros planes funcionando como un engrane, coordinado, la siguiente Figura permite visualizar la interacción entre planes y se aprecia que la valoración de riesgo es el inicio de todo, y es así como el conjunto de planes permite tener un programa adecuado.

Figura 5 Interacción de planes dentro de un programa de integridad



Fuente: Brithis petroleum

2.3 PLAN DE DESEMPEÑO

Las medidas de desempeño de los programas a los cuales dan soportabilidad no son ajenas a estar soportados por referencias normativas, conocimiento de causa, juicio de expertos, información histórica y actual, todo esto permite tener indicadores de seguimiento efectivos.

Todas las medidas de desempeño serán simples, mensurables, alcanzables, relevantes y que permiten evaluaciones oportunas. La selección y la evaluación apropiadas de las medidas de desempeño es una actividad esencial en la determinación de la eficacia del programa de gestión de Integridad.

Las medidas de desempeño se deben seleccionar cuidadosamente a fin de asegurar que son indicadores razonables de la eficacia del programa. El cambio

será monitoreado de forma que las medidas seguirán siendo eficaces a través del tiempo en la medida que el plan madura.

2.3.1 Medidas de Desempeño

- Número de millas (kilómetros) de tubería examinadas versus requisitos del programa
- Número de reparaciones inmediatas realizadas como resultado del programa de la inspección gestión de Integridad
- Número de reparaciones programadas realizadas como resultado del programa de inspección de la gestión de Integridad
- Número de escapes, de fallas y de incidentes (clasificados por causa)
- Incidentes/condiciones relacionadas con seguridad jurisdiccional por unidad de tiempo.
- Número de anomalías encontradas que requieren de reparación o de mitigación.
- Número de fallas de la prueba de presión y de presiones de la prueba [psi (kPa) y % SMYS].
- Número de eventos generados por terceros, percances y daños detectados.
- Riesgo de probabilidad de reducción de fallas logrado por el programa de gestión de Integridad.
- Número de cruzamientos no autorizados.
- Número de contravenciones al derecho de paso.
- Número de robos de tuberías por parte de terceros debido a la falta de notificación como un requisito de localización mediante el proceso de llamada única.
- Número de detecciones de incursiones de patrullaje aéreo/terrestre.
- Número de notificaciones de excavación recibidas y su respectiva ejecución.

- Número y tipo de comunicaciones públicas emitidas.
- Costos del programa de gestión de Integridad.
- Número de interrupciones no programadas y el impacto en los usuarios.

Los siguientes son las mediciones del desempeño que recomienda la norma ASME 31.8S, en el apéndice A no obligatorio “Gráficas de proceso para amenazas y planes de gestión de integridad prescriptivos”¹⁴

2.3.2 Amenazas por corrosión externa

- ✓ Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por corrosión externa
- ✓ Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de las inspecciones en línea, inmediatas y programadas.
- ✓ Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de las valoraciones directas, inmediatas y programadas.
- ✓ Número de fugas por corrosión externa (para las líneas de tubería sometidas a bajo esfuerzo puede ser beneficioso compilar las fugas por su clasificación).

2.3.3 Amenazas de corrosión interna

- ✓ Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por corrosión interna
- ✓ Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la inspección en línea, inmediatas y programadas

¹⁴ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.57

- ✓ Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la valoración directa, inmediatas y programadas
- ✓ Número de fugas por corrosión interna (para las líneas de tubería sometidas a bajo esfuerzo puede ser beneficioso compilar las fugas por su clasificación).

2.3.4 Riesgo por daños de terceros (Daños infligidos por terceros (Inmediatos), vandalismo, tubería previamente dañada)

- ✓ Número de los escapes causados por danos de terceros
- ✓ Número de escapes o de fallas causados por tubería dañada previamente

Los indicadores se pueden clasificar si son estratégicos, tácticos y operativos y de esta forma las diferentes partes interesadas pueden clasificar y ordenar la gestión que estos permiten identificar.

Tabla 2 División de indicadores

ASPECTO A CONSIDERAR	INDICADORES ESTRATEGICOS	INDICADORES TACTICOS	INDICADORES OPERATIVOS
TECNICO	Disponibilidad total		Indicador de mantenimiento programado
	Disponibilidad por averías.		Indicador de mantenimiento correctivo
			Indicador de mantenimiento de emergencia
ECONOMICO			
	Costo de subcontratos	Costo de materiales/repuestos	Costo de la mano de obra por secciones
MEDIO AMBIENTE			
	Frecuencia de accidentes		tiempo medio de permanencia de residuos
DISCIPLINA OPERATIVA/GESTION DE OT			
	OT generadas	OT finalizadas	OT pendientes
			OT de emergencia

Para cualquier indicador se deben tener criterios que siempre deben estar presentes, para hacer del indicador algo funcional y medible, ver anexo 1:

- Relación de calculo
- Frecuencia de seguimiento
- Fecha de seguimiento
- Comentarios asociados
- Responsable, con cargo y área a la que pertenece.

Figura 6 Ejemplo del contenido mínimo de un indicador

PROGRAMA DE GESTION DE INTEGRIDAD			
PLAN DE DESEMPEÑO			
INDICADOR: DISPONIBILIDAD TOTAL			
Relacion de calculo			
$Disponibilidad = \frac{Horas\ Totales - Horas\ parada\ por\ mantenimiento}{Horas\ Totales}$			
frecuencia de seguimiento	semestral	fecha del seguimiento	
Horas totales	<input type="text"/>		
Horas por Mantenimiento	<input type="text"/>		
Disponibilidad	# ¡DIV/ 0!		
Comentarios			
Responsable			
Cargo			
Area			

2.4 PLAN DE CONTROL DE CAMBIOS

Existen diferentes tipos de cambio sobre la infraestructura de gas que pueden afectar la integridad de la tubería, los cuales se han agrupado de la siguiente

manera:

- Construcciones de nuevas líneas / estaciones / conexiones
- Cambios en el Medio
- Cambio en las condiciones operacionales
- Reemplazo/ Adición/ Modificación/ Eliminación de equipos, tuberías y/o componentes del sistema.
- Puesta en marcha de equipos / tuberías que han estado fuera de servicio o sin mantenimiento.
- Implementación de nuevas tecnologías o productos
- Modificación de procedimientos, manuales y políticas

El proceso para cada cambio es diferente, su aprobador y revisor también pueden variar dependiendo del contexto, debido a que se requerirá analizar información diferente, por lo tanto, cada proceso es específico.

a) Cambio Permanente

Este tipo de cambios es indefinido según los requerimientos del sistema o por lineamientos de la entidad reguladora. Reemplazará o modificará los procedimientos existentes, equipos o accesorios, al igual que una organización o forma de funcionamiento.

b) Cambio Temporal

Este tipo de cambio define una modificación que tiene una duración definida y deberá registrarse en la base de datos de control de cambios como cambio temporal. La Coordinación de O&M o Dirección de O&M deberá verificar que una vez cumplido el plazo del cambio temporal se reviertan las condiciones originales del objeto, instalación o proceso modificado.

c) Cambios Urgentes

Este tipo de cambio define una necesidad a la cual deba dársele una solución de forma inmediata debido a que puede afectar de manera crítica la integridad de la infraestructura de gas. Dentro de este tipo de cambios se tienen las siguientes acciones que se pueden requerir para la atención de una fuga grave o que genera restricción de presiones:

- Cambio de una sección de tubería por rotura o daño de la misma.
- Cambio de un equipo por daño.

En estas situaciones, el Director de O&M deberá revisar con el Director Administrativo y Financiero y el Gerente General que el cambio propuesto es viable y va a garantizar la solución de la necesidad, dar la aprobación de forma verbal y realizar la divulgación a los jefes de las áreas de apoyo para la emergencia. Una vez finalizadas las actividades de atención de la emergencia, y en un plazo no mayor a 1 mes, la Dirección de O&M deberá diligenciar el Formato Especifico para esto y entregar el informe técnico, para dar curso a la actualización de la base de datos de control de cambios y divulgación a las áreas afectadas con el cambio.

2.4.1 Niveles de Autorización y Responsabilidades

El Director de O&M, debe garantizar el cumplimiento total de este procedimiento en todas las dependencias o áreas bajo su responsabilidad.

La implementación de este procedimiento debe ser programada y acompañada por el área de Integridad en todos los niveles organizacionales.

Nota1: Cuando los cambios a realizar impacten más de una dependencia, los jefes de área tendrán igual nivel de responsabilidad en el cumplimiento del

procedimiento e implementación del cambio y de las acciones que deban ejecutarse a partir de este.

2.4.1.1 Responsabilidades del ejecutante del cambio.

1. Identificar y caracterizar el cambio.
2. Notificar al jefe del área donde se realizará el cambio.
3. Remitir a la Coordinación de O&M el formato de solicitud de cambio correspondiente.
4. Garantizar que se realicen los análisis técnicos correspondientes antes de implementar cambios.
5. Realizar las acciones que se le asignen de acuerdo con el resultado del análisis técnico de viabilidad.
6. Ejecutar el cambio después que haya sido aprobado por las respectivas áreas que participaron en la evaluación del cambio.
7. Comunicar los cambios implementados y finalizados a las áreas que puedan ser impactadas.
8. Documentar el cambio y entregar a todos los interesados la información relacionada con el cambio: informes, planos y registros.

2.4.1.2 Responsabilidades del área de Integridad

1. Mantener actualizada la base de datos de control de cambios.
2. Asesorar a las diferentes áreas que participan en el proceso de control de cambios para el cumplimiento de sus funciones dentro del mismo.
3. Cuando aplica, realizar valoraciones de riesgos y de integridad para minimizar los posibles impactos negativos que el cambio puede generar sobre las personas, el medio ambiente y el negocio.
4. Divulgar el estándar en todas las actividades relacionadas.

5. Participar, asesorar y hacer seguimiento a las acciones que deban actualizarse o implementarse a partir del cambio.

2.4.1.3 Responsabilidades de las áreas donde el cambio tenga algún impacto.

1. Participar en la evaluación del cambio, emitir recomendaciones y conceptuar sobre la aprobación del cambio.
2. Identificar las nuevas necesidades que resulten de los cambios como: capacitación del personal, entrenamientos, actualización de procedimientos, planes y bases de datos.
3. Establecer un calendario para la implementación de las acciones resultantes y que son de su manejo y verificar el cumplimiento de las exigencias legales.
4. Asegurar que el cambio, riesgos y recomendaciones de las evaluaciones de éstos sean comunicados a quien vaya a ejecutarlo o se afecte por el mismo, antes de su implementación.

2.4.2 Procedimiento de gestión de cambios de acuerdo con el tipo de cambio.

2.4.2.1 Cambios en las condiciones operacionales.

Este tipo de cambios consiste en la modificación de las variables operacionales como:

- Cambios en la temperatura por fuera de los límites establecidos para preservar la tubería, el recubrimiento, empaques y demás componentes del sistema que puedan afectarse por modificación de esta variable.

- Incrementos de la presión de operación por encima de la presión histórica o cercana a la máxima presión de operación permitida y establecida.
- Desviación de los parámetros de calidad del gas establecidos.

Los pasos a seguir para el manejo de este tipo de cambio son los siguientes:

1. La Dirección de Operación y Mantenimiento debe diligenciar el Formato Especifico de este cambio indicando el objeto y alcance del cambio y remitirlo a la Coordinación de O&M.

La Coordinación de O&M debe asignar un código al cambio para la base de datos de control de cambios y seguimiento al mismo.

2. La Coordinación de O&M deberá recopilar toda la información posible sobre las condiciones que influyen en las 9 categorías de amenazas a la integridad (ASME B31.8S) y realizar una valoración de integridad para validar la viabilidad del cambio.

3. En un plazo no superior a 1 mes después del recibo de la solicitud del cambio, la Coordinación de O&M debe remitir, a las áreas que aplique, un reporte con los resultados de las evaluaciones adelantadas y un plan con las medidas recomendadas para la prevención y mitigación de riesgos antes y después del cambio. En el caso de cambios por incremento de la presión de operación, el plan de acción deberá contemplar como mínimo las siguientes actividades:

- a. Inspección de fugas previo al incremento de presión.
- b. Verificación en campo del ANSI de las válvulas, bridas y demás componentes previos al incremento de presión.
- c. Inspección de fugas después del incremento de presión.

Las áreas responsables de la ejecución de cada una de las acciones del plan deben definir la fecha de ejecución de las mismas y la Dirección de Operación y Mantenimiento sólo podrá proceder con la ejecución del cambio operacional cuando se hayan cumplido con las condiciones del plan de acción.

4. Si aplica, la Dirección de Operación y Mantenimiento deberá actualizar el Manual de Operación y Mantenimiento, el Cronograma de Actividades de Mantenimiento, los procedimientos que aplique, y actualizar la información referente sobre el nuevo cambio operacional.
5. En un plazo no mayor a 6 meses, después de ejecutado el cambio, la Coordinación de O&M deberá verificar el cumplimiento del plan de acción mediante el diligenciamiento del Formato de verificación y deberá generar las NO conformidades que detecte por incumplimientos del mismo.

2.4.2.2 Construcciones de nuevas líneas/estaciones/conexiones

Este tipo de cambios consiste en la construcción de nuevos tramos o líneas del sistema de transporte, en la construcción de nuevas estaciones, inclusión de nuevos sistemas (ejemplo: sistema de regulación, de medición, compresión, filtración, etc.) en estaciones existentes y en la construcción de nuevas conexiones para clientes.

Los pasos a seguir para el manejo de este tipo de cambios son los siguientes:

La Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería debe elaborar el diseño.

Para el ajuste y aprobación del diseño la Coordinación HSEQ. debe llevar a cabo un análisis de riesgos operacionales con la participación de la Dirección de

Operación y Mantenimiento y la Coordinación de O&M. La Dirección de Operación y Mantenimiento deberá revisar y aprobar la especificación de la tubería y su revestimiento y las especificaciones de los dispositivos de seguridad y de control de presión.

Si no es aprobado, la Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería debe revisar el diseño y realizar las modificaciones de acuerdo con los resultados de las evaluaciones realizadas.

Si aplica, La Dirección de Operación y Mantenimiento deberá confirmar el inventario de repuestos requeridos para el mantenimiento de la nueva infraestructura y las necesidades de capacitación del personal que quedará encargado de la operación y mantenimiento de la nueva infraestructura.

Si aplica, El área encargada deberá confirmar la viabilidad de obtención de los permisos de empresas y particulares afectados por el proyecto, antes de dar inicio a la construcción. También, la Coordinación HSEQ. deberá confirmar la viabilidad de obtención de los permisos ambientales requeridos para los trabajos.

La Coordinación HSEQ. debe diligenciar los formatos de Identificación de Riesgos e Impactos y de identificación de Aspectos e Impactos Ambientales.

La Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería debe diligenciar el Formato específico para el cambio indicando el objeto y alcance del cambio y remitirlo a la Coordinación de O&M adjuntando el diseño y planos aprobados. La Coordinación de O&M debe asignar un código al cambio para la base de datos de control de cambios y seguimiento al mismo.

Si requiere despresurizar una sección o equipo de la infraestructura existente para poner en servicio la nueva infraestructura, la Dirección de Operación y

Mantenimiento deberá elaborar el procedimiento específico para esto y la Coordinación HSEQ. debe diligenciar el formato de Identificación de Riesgos e Impactos.

La Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería deberá comunicar a las siguientes áreas sobre el inicio y finalización de los trabajos relacionados con el cambio:

HSEQ

O&M

Comercial

Centro de Control

Calidad

Gestión Logística (si aplica)

Talento Humano (si aplica)

Otras áreas interesadas que apliquen al cambio que se ejecute

Adicionalmente, si se requiere despresurizar una sección o equipo de la infraestructura existente, la Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería deberá realizar la comunicación de esta actividad a las áreas interesadas y diligenciar el formato de Comunicación específico para eventualidades. Las áreas responsables de realizar comunicaciones a terceros deberán proceder según el procedimiento aplicable.

Una vez haya culminado la ejecución del cambio y en un plazo no superior a 3 meses la Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería deberá:

Entregar la nueva infraestructura a la Dirección de Operación y Mantenimiento mediante el Formato específico de entrega de obra.

Entregar a la Coordinación de O&M o Área encargada del almacenamiento de la información los planos e información de la nueva construcción.

Entregar a la misma área mencionada todos los informes, libros de obras, planos As Built y demás registros generados en la ejecución de los trabajos.

En un plazo no superior a 1 mes, después que la Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería entregue toda la información sobre el cambio ejecutado:

El Área encargada de la Gestión y almacenamiento de la información debe digitalizar la información.

La Dirección de Operación y Mantenimiento debe actualizar el Manual de Operación y Mantenimiento y el Cronograma de Mantenimiento.

La Coordinación HSEQ. debe actualizar el Plan de Patrullajes del Derecho de Vía.

Si aplica, el Área de Logística/Almacén debe garantizar que en el almacén esté disponible el stock de repuestos para el mantenimiento de la nueva infraestructura.

Si aplica, la Coordinación HSEQ. debe notificar a las empresas de servicios públicos, secretaría de planeación municipal, CLOPAD y demás terceros interesados sobre la ubicación de la nueva línea y las medidas preventivas para evitar daños durante la ejecución de trabajos en cercanías a la misma.

La Coordinación HSEQ debe actualizar o confirmar el plan de contingencia.

Si aplica, la Coordinación de Talento Humano debe realizar la capacitación del personal que quedará encargado de la operación y mantenimiento de la nueva infraestructura.

Si aplica, las áreas afectadas deben actualizar los procedimientos/manuales y demás documentos que se modifiquen por el cambio realizado en la infraestructura.

En un plazo no mayor a 6 meses, después de la culminación del cambio, la Coordinación de O&M deberá verificar el cumplimiento de los controles del

cambio mediante el diligenciamiento del Formato específico de validación de cambios y deberá levantar las no conformidades que detecte por incumplimientos de las medidas de controles de cambios.

En un plazo no mayor a 1 año, después de la culminación del cambio, la Coordinación de O&M deberá actualizar la valoración de riesgos de integridad de la infraestructura.

2.4.2.3 Cambios en el entorno

Este tipo de cambios consiste en variaciones en la densidad poblacional por nuevas construcciones, actividad de terceros en el derecho de vía, uso del suelo donde se encuentra instalada la tubería, estabilización geotécnica y geológica del terreno, influencia de cuerpos de agua y en general cualquier cambio en el medio que pueda afectar la integridad de la infraestructura de gas.

Los pasos a seguir para el manejo de este tipo de cambios son los siguientes:

1. La persona o área que detectó el cambio en el entorno debe notificarlo a la Coordinación de O&M mediante el Formato específico. La Coordinación de O&M debe asignar un código al cambio para la base de datos de control de cambios y seguimiento al mismo.
2. Si el cambio notificado requiere atención inmediata por áreas especializadas de la organización, la Coordinación de O&M deberá comunicarlo en la mayor brevedad a las áreas o personas que deberían atender la situación.
3. La Coordinación de O&M deberá recopilar toda la información posible sobre las condiciones que influyen en las 9 categorías de amenazas a la

integridad y realizar una valoración de riesgos para el segmento afectado por el cambio.

4. En un plazo no mayor a 2 meses después de reportado el cambio en el entorno, la Coordinación de O&M debe remitir, a las áreas que aplique, un reporte con los resultados de la valoración de riesgos y un plan con las medidas recomendadas para la prevención y mitigación de riesgos. Si aplica, el plan de acción deberá contemplar las siguientes actividades:
 - a. Actualización de bases de datos
 - b. Actualización de planos
 - c. Actualización de plan de patrullajes del derecho de vía
 - d. Actualización del manual y plan de operación y mantenimiento
 - e. Actualización de procedimientos
 - f. Actualización de la segmentación del sistema
 - g. Actualización del plan de contingencia

Las áreas responsables de la ejecución de cada una de las acciones del plan deben definir la fecha de ejecución de las mismas.

5. Cada 6 meses, después de emitido el plan de acción, la Coordinación de O&M deberá verificar el cumplimiento de este plan y deberá levantar las no conformidades que detecte por incumplimientos del mismo.

2.4.2.4 Reemplazo/ Adición/ Modificación/ Eliminación de equipos, tuberías y/o componentes del sistema.

Este grupo incluye aquellos cambios en elementos (equipos, tuberías o componentes) de la infraestructura de gas que se encuentra en operación, algunos ejemplos son:

- Instalación de un equipo adicional como válvula de seccionamiento, regulador, válvula de seguridad, unidad de protección catódica, filtro, etc. que pueda comprometer la integridad y seguridad de la instalación.
- Instalación de equipos que pueden afectar a los sistemas de instrumentación, protección eléctrica, protección catódica y alimentación existentes.
- Retiro de equipos, tuberías o componentes de la infraestructura de gas que deban desmantelarse, no se estaban usando o que se encuentran obsoletos.
- Instalación de equipos, componentes o accesorios de resistencia mecánica inferior al elemento más débil que se encontraba en operación.
- Construcción de variantes.
- Profundizaciones de tubería.
- Modificación de los empaques, sellos, o-ring, aislamientos, etc. especificados por los fabricantes de los equipos o en los procedimientos internos de la compañía.

Los pasos a seguir para el manejo de este tipo de cambios son los siguientes:

1. La persona o área responsable de la ejecución del cambio debe diligenciar el Formato específico indicando el objeto y alcance del cambio y remitirlo a la Coordinación de O&M. La Coordinación de O&M debe asignar un código al cambio en la base de datos de control de cambios y seguimiento al mismo.
2. La Coordinación de O&M deberá remitir a todas las áreas interesadas la solicitud del cambio para su revisión y aprobación.
3. En un plazo no superior a 15 días, las áreas interesadas deberán notificar sus recomendaciones y emitir su concepto sobre la aprobación o

desaprobación del cambio. Dentro de este plazo, las áreas especializadas deberán entregar los siguientes documentos:

- a. La Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería deberá avalar el diseño del cambio.
 - b. La Coordinación de O&M deberá verificar si el cambio modifica la valoración de riesgos del sistema y en caso afirmativo deberá emitir las recomendaciones para la mitigación de los riesgos.
 - c. Si requiere despresurizar una sección o equipo de la infraestructura existente para la ejecución del cambio, la Dirección de Operación y Mantenimiento deberá elaborar el procedimiento específico para esto.
 - d. La Coordinación HSEQ. debe diligenciar los formatos de Identificación de Riesgos e Impactos para el Inicio de Obra, y de identificación de Aspectos e Impactos para la ejecución del cambio, y deberá revisar la viabilidad de obtención de los permisos ambientales.
 - e. Si aplica, la Dirección de Operación y Mantenimiento deberá confirmar el inventario de repuestos requeridos para el mantenimiento del nuevo equipo y las necesidades de capacitación del personal que quedará encargado de la operación y mantenimiento del nuevo equipo.
 - f. Si aplica, el Área encargada deberá revisar la viabilidad de obtención de los permisos con empresas y particulares para la realización de los trabajos.
4. Si el cambio no es aprobado, la persona o área responsable de la ejecución del cambio deberá revisar e implementar las acciones recomendadas por las áreas especializadas para someter nuevamente la solicitud del cambio para su aprobación.

5. Si el cambio es aprobado, la persona o área responsable de la ejecución del cambio deberá comunicar a las siguientes áreas sobre el inicio y finalización de los trabajos relacionados con el cambio, según aplique:
 - a. Coordinación HSEQ
 - b. Operación y Mantenimiento
 - c. Integridad
 - d. Comercial
 - e. Gestión de Información
 - f. Almacén/ Logística (si aplica)
 - g. Coordinación de Talento Humano (si aplica)
 - h. Otras áreas interesadas que apliquen al cambio que se ejecute

6. Adicionalmente, si se requiere despresurizar una sección o equipo de la infraestructura existente, la persona o área responsable de la ejecución del cambio debe diligenciar el formato de Comunicación. Las áreas responsables de realizar comunicaciones a terceros deberán proceder según el procedimiento aplicable.

7. Una vez haya culminado la ejecución del cambio y en un plazo no mayor a 1 mes la persona o área responsable de la ejecución del cambio deberá:
 - a. Entregar a la Dirección de Operación y Mantenimiento copia del informe de los trabajos realizados.
 - b. Entregar al área encargada de gestión de la información los planos actualizados e información del cambio.
 - c. Entregar al área de gestión de información todos los informes, planos As Built y demás registros generados en la ejecución de los trabajos.

8. En un plazo no superior a 1 mes, después que la persona o área responsable de la ejecución del cambio entregó toda la información sobre el cambio ejecutado:
 - a. El Área de Gestión de Información.
 - b. La Dirección de Operación y Mantenimiento debe actualizar el Manual de Operación y Mantenimiento, el Cronograma de Mantenimiento y los procedimientos que apliquen.
 - c. Si aplica, en el almacén debe estar disponible el stock de repuestos para el mantenimiento de la nueva infraestructura.
 - d. Si aplica, la Coordinación de Talento Humano debe realizar la capacitación del personal que quedará encargado de la operación y mantenimiento del nuevo equipo.

9. En un plazo no mayor a 6 meses, después de la culminación del cambio, la Coordinación de O&M deberá verificar el cumplimiento de los controles del cambio mediante el diligenciamiento del Formato específico de validación de cambios y deberá levantar las no conformidades que detecte por incumplimientos de las medidas de controles de cambios.

2.4.2.5 Puesta en marcha de equipos / tuberías que han estado fuera de servicio o sin mantenimiento.

El procedimiento a seguir es el mismo de los tipos de cambios por “Reemplazo/ Adición/ Modificación/ Eliminación de equipos, tuberías y/o componentes del sistema”. Junto con el formato de solicitud del cambio, la persona o área responsable de la ejecución del cambio debe entregar un informe con los resultados de las inspecciones, ensayos y pruebas adelantados para confirmar la integridad mecánica del equipo/tubería y su capacidad funcional.

2.4.2.6 Implementación de nuevas tecnologías o productos.

Este tipo de cambios incluye:

- Modificación de las técnicas de valoración de integridad.
- Implementación de nueva tecnología para la protección catódica de la tubería.
- Automatización de procesos de operación del sistema.
- Implementación de nuevos sistemas de seguridad para la tubería
- Uso de nuevos productos de revestimiento para la tubería.

Los pasos a seguir para el manejo de este tipo de cambios son los siguientes:

1. La persona o área responsable de la ejecución del cambio debe diligenciar el Formato específico indicando el objeto, alcance, presupuesto y beneficios del cambio y remitirlo a la Coordinación de O&M. La Coordinación de O&M debe asignar un código al cambio para la base de datos de control de cambios y seguimiento al mismo.
2. La Coordinación de O&M deberá remitir a todas las áreas interesadas la solicitud del cambio para su revisión y aprobación.
3. En un plazo no mayor a 10 días, las áreas interesadas deberán solicitar la información adicional que requieran para la evaluación del cambio y emitir su concepto sobre la aprobación o desaprobación del cambio, de la siguiente manera:
 - a. La Dirección de Operación y Mantenimiento/Ingeniería deberá evaluar la conveniencia de la implementación del cambio teniendo

en cuenta el cumplimiento de la normatividad de diseño y costos de implementación o construcción.

- b. La Coordinación HSEQ. deberá evaluar la conveniencia de la implementación del cambio teniendo en cuenta los efectos de este sobre el medio ambiente, la salud y seguridad de las personas.
 - c. La Dirección de Operación y Mantenimiento deberá evaluar la conveniencia de la implementación del cambio teniendo en cuenta los efectos de éste sobre las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura de gas.
 - d. La Coordinación de O&M deberá evaluar la conveniencia de la implementación del cambio teniendo en cuenta el impacto del cambio sobre los riesgos e integridad de la infraestructura de gas.
4. En un plazo no mayor a 1 mes, la Gerencia General deberá aprobar o desaprobar la implementación del cambio teniendo en cuenta los conceptos emitidos por las áreas especializadas.
5. Si el cambio se aprueba la Dirección de Operación y Mantenimiento deberá identificar las necesidades de capacitación del personal que quedará encargado de la operación y mantenimiento del nuevo sistema, así como, identificar los ajustes en el Manual de Operación y Mantenimiento, el Cronograma de Mantenimiento y los procedimientos que deberán actualizarse o elaborarse.
6. Antes de ejecutar el cambio la persona o área responsable de la ejecución del cambio deberá entregar a la Coordinación de O&M un plan que contemple:

- a. Actualización de bases de datos
- b. Actualización de planos
- c. Actualización del manual y plan de operación y mantenimiento
- d. Actualización de procedimientos
- e. Actualización de inventarios de stock de repuestos/materiales
- f. Capacitaciones del personal

2.4.2.7 Modificación de procedimientos, manuales y políticas.

Los cambios en los procedimientos, planes, manuales y políticas que puedan cambiar la condición de las amenazas a la integridad deben ser revisados con la Coordinación de O&M. Lo anterior incluye los cambios en los siguientes temas:

- Protección catódica
- Recubrimiento protector de la tubería
- Inspección de fugas
- Recorridos de inspección del derecho de vía
- Actividades preventivas con la comunidad, autoridades y empresas prestadoras de servicios
- Monitoreo de la calidad del gas
- Soldadura en trabajos de construcción y mantenimiento
- Inspecciones de calidad durante trabajos de construcción
- Registros de calidad de materiales y equipos nuevos
- Inspección de recipientes a presión
- Mantenimiento de sistemas de filtración, regulación y de seguridad

Las áreas técnicas, involucradas en la elaboración y actualización de documentos relacionados con los anteriores temas, deben remitir a la Coordinación de O&M el Formato específico con la descripción y justificación

del cambio para su aprobación.

Los documentos en los que se podrían manejar estos temas, entre otros, son:

- Especificaciones de diseño para protección catódica y revestimiento de la tubería.
- Especificaciones e instructivos de construcción.
- Procedimientos de control de calidad de materiales, de ensayos y pruebas en proyectos de construcción.
- Manual y plan de operación y mantenimiento.
- Procedimientos de operación y mantenimiento.
- Procedimientos de patrullaje y de actividades preventivas en el derecho de vía.

2.5 PLAN DE COMUNICACIONES

Los planes de comunicación están soportados en el organigrama y línea de mando de una organización, sin embargo, también se basan en los requerimientos normativos en los que están soportadas las acciones de mantenimiento, esto debido a que no todas las decisiones dependen en su totalidad de una gerencia, existen directores o demás cargos que pueden accionar un plan de acción.

El responsable de la integridad debe desarrollar un plan de comunicaciones con el fin de mantener informado: al personal de la compañía acerca de su gestión de integridad y los resultados de sus actividades; y al público sobre información general de la línea de transporte. La información debe ser comunicada como parte de otras comunicaciones dirigidas a estos y debe estar disponible para consulta de las autoridades cuando estas así lo soliciten. ¹⁵

Las comunicaciones deben ser realizadas con la frecuencia necesaria para

¹⁵ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.56

garantizar que las personas adecuadas tengan la 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. El uso de sitios Web corporativos, industriales, etc, puede ser una forma efectiva de realizar dichas comunicaciones.

16

Los siguientes elementos deben ser considerados para comunicación a las partes interesadas.

2.5.1 Propietarios de tierras y comunidades a lo largo del derecho de vía.

- Nombre de la compañía, ubicación de la sede principal e información de contacto.
- Información sobre la ubicación general de la línea de transporte y donde se puede obtener información de ubicación más específica o mapas de la misma.
 - Productos transportados.
- Como prevenir y/o reconocer, informar y actuar ante un escape o fuga.
- Números telefónicos de emergencia e información general.
- Información general acerca de las medidas de integridad y de prevención, y preparación para emergencias que el responsable de la integridad considere necesarias.
- Información de prevención de daños, lo cual incluye: tipo de eventos a notificar, datos sobre el sitio del evento, números telefónicos para la notificación de eventos y contactos en estos casos.

2.5.2 Secretarías de planeación

- Distribución oportuna y actualizada de mapas e información de contacto de la compañía.

¹⁶ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.56

2.5.3 Responsables locales y regionales de atención y prevención de emergencias.

- 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.
- Nombre de la compañía y números telefónicos de emergencia y de información general.
- Mapas locales.
- Descripción de instalaciones y productos transportados.
- Como prevenir y/o reconocer, informar y reaccionar ante un escape.
- Información general acerca de las medidas de prevención e integridad de la compañía.
- Ubicación y descripción de las estaciones.
- Capacidad de respuesta ante una emergencia de la compañía.

2.5.4 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.

Es posible que sea necesario establecer contacto entre el responsable de la integridad y la comunidad con el fin de transmitir confianza a esta, así como, transmitir las expectativas de la compañía con respecto a cómo puede ayudar el público a mantener la integridad. Tales oportunidades deben ser aprovechadas para ayudar en la protección de activos, personas y medio ambiente.

En el caso de las comunicaciones internas, la alta gerencia y todo el personal

involucrado debe entender y apoyar el de gestión de integridad. Esto se logra mediante el desarrollo e implementación de un programa de comunicación interna. Este programa de comunicación debería incluir los indicadores de desempeño que se revisan periódicamente y los ajustes que resulten del programa de gestión de integridad.

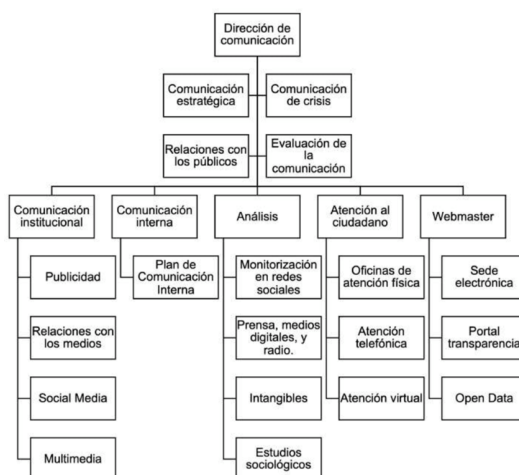
2.5.5 Esquema del plan.

La interacción entre la estructura de la empresa es fundamental y de igual forma considerar todas las partes interesadas, como público, fuerzas armadas, defensa civil y demás

Se considera el siguiente esquema como una estructura adecuada para lo que sería un plan de comunicaciones, ya que en toda organización y durante un evento o incidente se tiene, comunicación referente a la crisis, referente al público, se tendrá que evaluar la calidad de la información.

Además, se debe tener comunicación institucional, interna, la parte de la internet o web master.

Figura 7 Estructura del plan de comunicaciones



Fuente: “Pagina web: <https://www.researchgate.net/figure/Propuesta-del-organigrama-del-departamento-de-comunicacion>”

2.6 PLAN DE CONTROL DE CALIDAD:

Este control se lleva a cabo mediante un programa de calidad que contempla los siguientes requerimientos:

- Identificar los procesos que serán incluidos en el programa de calidad.
- Determinar la secuencia e interacción de estos procesos.
- Determinar los criterios y métodos necesarios para garantizar que la operación y el control de estos procesos son efectivos.
- Proporcionar los recursos y la información necesarios para apoyar la operación y monitoreo de estos procesos.
- Monitorear, medir y analizar estos procesos.
- Implementar las acciones necesarias para lograr los resultados planeados y el mejoramiento continuo de estos procesos

Específicamente 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. Estos documentos deben ser controlados y mantenidos en los sitios adecuados por el tiempo que dure el programa. Algunos ejemplos de actividades documentadas incluyen: valoraciones de riesgo, Programa de gestión de integridad, informes asociados a la gestión de integridad y documentos de evidencia de ejecución de inspecciones u otros estudios.
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 gestión 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 dentro del programa. Los documentos que certifiquen tal competencia y calificación, y los procesos para sus logros deben ser parte del plan de control de calidad.
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 e 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 por completo por parte de terceros independientes.
7. Las acciones correctivas para mejorar el Programa de gestión de integridad o el plan de calidad debe ser documentadas, y se debe vigilar la efectividad de su implementación¹⁷.

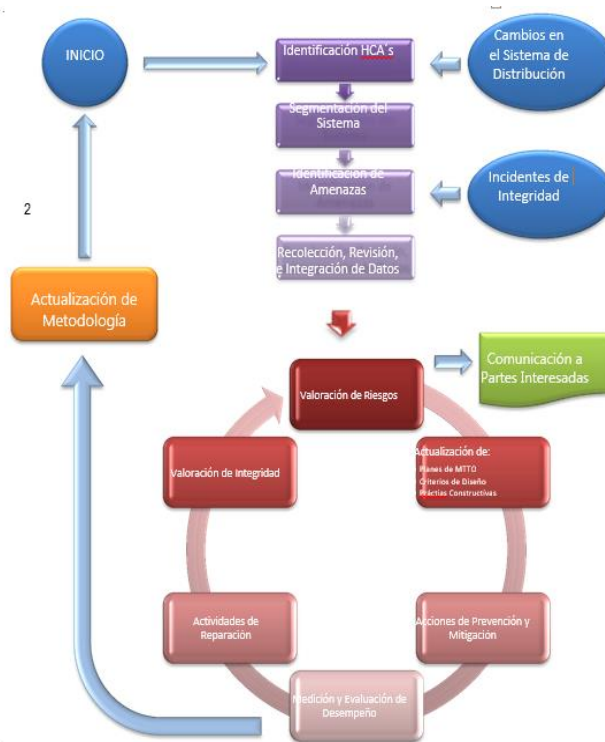
A continuación, se presenta un flujograma que resume los principales elementos que hacen parte de los planes del Programa de gestión de integridad y su secuencia lógica.

Estos elementos se administrarían a través de las actividades del proceso de

¹⁷ Instituto Colombiano de Normalización y Certificación, ICONTEC. Gestión de integridad de gasoductos. NTC 5747. Bogotá. 2009. P.61

gestión de integridad que se propone en este documento.

Figura 8 Flujograma de control de calidad.



2.6.1 Lineamientos para clasificación e investigación de los incidentes que afectan la integridad del sistema.

Todos los incidentes que afecten la integridad del Sistema de gas se deben investigar.

Un incidente se define como: Un evento que afecta la integridad de la infraestructura de gas natural y causa o tiene el potencial de causar daños en las personas, las instalaciones y/o el medio ambiente.

Ejemplos de incidentes que afectan a la integridad de la infraestructura:

- Fugas en la tubería, o ruptura en la infraestructura de gas natural.

- Fugas en equipos y accesorios que comprometen la seguridad de las instalaciones.
- Apertura o cierre no intencional de actuadores en el gasoducto.
- Disparo o cierre no intencional de dispositivos y válvulas de seguridad en estaciones.
- Acción de fuerzas externas por causas ambientales, como deslizamientos de tierra o inundaciones, que alteren la capacidad de servicio del gasoducto.
- Aumentos no programados de la presión a la que opera la infraestructura por encima de la presión máxima de operación permitida.
- Daños mecánicos ocasionados por terceros, contratistas o personal de la compañía en actividades de excavación sobre la tubería.

Cualquier falla en la infraestructura de gas natural que ponga en riesgo la continuidad del servicio.

2.6.1.1 Responsabilidad en la ejecución de la investigación

De acuerdo con el tipo de incidente que se presente, el área responsable de la investigación dentro de la compañía puede cambiar, como se evidencia en la siguiente tabla:

Tabla 3 Clasificación de eventos

TIPO DE EVENTO	RESPONSABLE
Fugas en la tubería o rotura	Director de O&M, Coordinador de Integridad
Fugas significativas en equipos y accesorios	Coordinador de Integridad
Accidente sin fuga/rotura pero que tiene potencial de generar alto impacto	Coordinador de Integridad

2.6.1.2 Recolección de información

Para el desarrollo de esta actividad se deberá designar un responsable de la investigación, dentro de sus funciones deberá obtener la información que permita entender las causas del incidente, a través de alguna(s) de las siguientes fuentes:

Diagramas de tubería e instrumentación, diagramas de flujo, planos del sistema y de los city gates, de distribución de equipos y las hojas de especificaciones e historial de mantenimiento de los equipos afectados por el incidente.

Entrevistas al personal involucrado en el incidente (testigos presenciales), teniendo en cuenta al personal operativo y a especialistas que atendieron el incidente, dentro de los cuales se encuentra(n): el formato del CPC para registro de la emergencia, la persona que descubrió el hecho, la persona que notificó del hecho, la persona que recibió la notificación, el director de la emergencia, la persona que operaba el proceso, el personal que realizó el mantenimiento anterior, la persona que efectuó la última inspección, el funcionario de turno, las víctimas del accidente, los jefes o coordinadores de los grupos externos de apoyo, los testigos del evento, los especialistas en el tema.

- Información adicional que se tenga disponible, tal como valoraciones de riesgos en la línea donde está el elemento afectado o análisis de peligros realizados al diseño del sistema afectado. Ésta debe ser tomada en cuenta para soportar la investigación.
- Últimas calibraciones o mantenimiento efectuados a los equipos.
- Formatos y registros de operación.
- Muestras físicas tomadas de la infraestructura afectada.
- Registros de hechos similares presentados anteriormente.
- Últimas inspecciones efectuadas al lugar.

2.6.1.3 Análisis de la información

El responsable de la investigación analiza la información recopilada, respondiendo las preguntas:

- ¿Qué sucedió?
- ¿Cuándo sucedió?
- ¿Dónde sucedió?
- ¿Cómo sucedió?
- ¿Por qué sucedió?

Como resultado del análisis de la información establece lo siguiente:

- Momentos del incidente, antes, durante y después.
- Análisis de causa raíz, Pareto o cualquier técnica que permita identificar como primera medida las causas.
- Verificar el Cumplimiento de normas y estándares aplicables, comparando el estado del sistema o equipo con los diseños con el fin de detectar posibles desviaciones.
- Bitácora o testimonio de los técnicos de campo.
- Costos asociados al incidente, teniendo en cuenta la sumatoria de los siguientes costos: Costos de reparaciones + costos pérdidas de gas + costos daños y/o pérdidas de los activos + costos daños y/o afectación a personas.

El responsable de la investigación determina las conclusiones, puntualizando sobre las causas del incidente, la eficacia de los sistemas de control instalados, los equipos, sistemas o partes que resultaron afectados y los que continúan en riesgo.

El responsable de la investigación determina las recomendaciones de tipo correctivo, preventivo o predictivo, según el caso, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Acciones técnicas: Se refiere a realizar modificaciones a los sistemas, a la operación, nuevas obras de mitigación.
- Acciones administrativas: Medidas tendientes a evaluar e identificar las competencias del personal técnico y/o administrativo que estuvo involucrado en las causas directas o indirectas que ocasionaron el incidente, revisión de programas y/o procedimientos de operación y mantenimiento.

Las recomendaciones deben estar encaminadas a formular acciones para evitar la ocurrencia de nuevos hechos (lecciones aprendidas) que tengan las mismas causas raíz y las contribuyentes; prever la ocurrencia de hechos relacionados con el evento; e incrementar los niveles de seguridad y confiabilidad del sistema de transporte de gas.

2.6.1.4 Registro

Para el reporte e investigación de los incidentes que afectan a la integridad de la infraestructura se debe manejar un formato; la compañía debe elaborar su formato para el registro de las investigaciones de acuerdo con los lineamientos sugeridos.

El Director de O&M o el Coordinador de Integridad debe implementar una base de datos con el registro de los incidentes reportados y mantenerla actualizada. Esta base de datos contendrá información valiosa para su uso en los estudios de integridad y valoraciones de riesgo. Debe realizarse también el seguimiento a la ejecución de las acciones recomendadas producto de la investigación del incidente.

3 METODOLOGÍA

El desarrollo del modelo de riesgo parte de la información contenida dentro de ASME B31.8S 2020 e información recopilada dentro de las diferentes fuentes bibliográficas. En términos generales el modelo de valoración de riesgo planteado presenta los siguientes pasos.

- Desarrollar un modelo de riesgo
- Recolectar y preparar los datos
- Diseñar e implementar una estrategia de segmentación
- Asegurar el riesgo
- Manejar el riesgo

De los pasos mencionados los que más consumen tiempo y dinero son los primeros tres, de manera que en el presente documento son los que se analizarán más en detalle.

3.1 PLAN DE ANALISIS DE RIESGO

Existen gran variedad de modelos para realizar la valoración de riesgo, a continuación, se presentan algunos de los más utilizados dentro de la industria Oil&Gas.

- Modelo de matrices
- Modelos probabilísticos
- Modelos de índices

El nivel del riesgo está fundamentado en la metodología ASME B31.8S, API RP 580 / 581, y en los parámetros establecidos por W. Kent Muhlbauer. El objeto es cuantificar el riesgo para cada segmento y sub – segmento (teniendo en cuenta la velocidad de corrosión calculada de acuerdo con los diferentes mecanismos de daño y con la data de los monitoreos con que cuentan el gasoducto), e identificar

aquellos elementos con probabilidades de falla y consecuencias potenciales más altas.

Una evaluación de riesgos consiste en analizar las amenazas presentes, determinar las consecuencias en el evento de una falla y establecer los niveles de riesgo de un sistema. El riesgo se define como el resultado de multiplicar la probabilidad de falla de una amenaza por su consecuencia:

$$Riesgo = POF * COF$$

En donde,

S corresponde a cualquier segmento definido del sistema

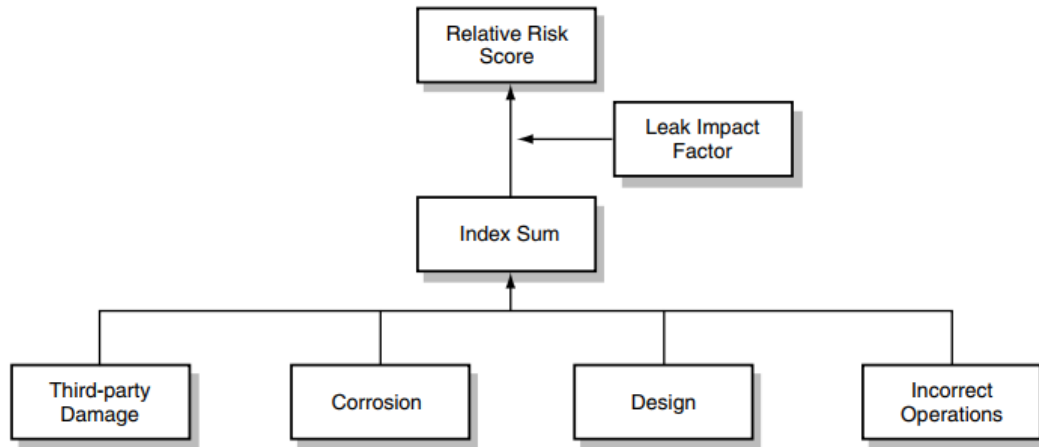
POF = probabilidad de falla

COF = consecuencia de falla.

La clasificación de los niveles de riesgo de los segmentos del sistema se realiza utilizando la matriz de riesgos definida por la compañía.

El presente estudio se basa en el desarrollo de un modelo del tipo de índices, el cual permite una evaluación rápida, manteniendo un buen grado de detalle sobre las variables consideradas. En términos generales el desempeño del modelo es como se presenta a continuación.

Tabla 4 Modelo de evaluación de riesgo básico



Fuente. Adaptado de “Pipeline risk management manual ideas, techniques, and resources – W. Kent Muhlbauer”

3.1.1 Estrategia de segmentación

Una tubería utilizada para el transporte de hidrocarburos no tiene un riesgo constante sobre toda su longitud, esto es debido a que muchas de las condiciones de la línea cambian a lo largo de su trayectoria, por lo cual las condiciones de riesgo también lo hacen. Es debido a esta condición que es eficiente examinar un segmento largo de tubería en secciones más pequeñas, las cuales tendrán su propio resultado de riesgo, este proceso incrementa la precisión de cada sección, pero puede resultar en mayores costos en cuanto a la recolección de datos, manejo, y mantenimiento. De manera general se aceptan los siguientes dos tipos de enfoques para realizar la segmentación:

- Enfoque de la longitud fija. Este enfoque establece segmentos de longitud fija, los cuales se determinan a partir de criterios de valor p.ej cada milla, entre estaciones de bombeo o entre válvulas de bloqueo, este tipo de enfoques puede ser preferido para análisis inicial, sin embargo, cuando se tiene un proceso robusto el mismo dificulta el análisis e incrementa los

costos. Los problemas del enfoque se centran en seleccionar puntos de seccionamiento inadecuados los cuales limitan la utilización del modelo y ocultan aquellos sitios de interés ya que se promedian las condiciones de riesgo en el segmento.

- Enfoque de la segmentación dinámica. Para el desarrollo del enfoque se realiza el seccionamiento de la línea, insertando punto de división donde cambios significativos en el nivel de riesgo ocurren. La idea es que cada sección de tubería se diferencie, desde una perspectiva de riesgo, de sus vecinos, es decir, no se evidencian diferencias marcadas en el nivel de riesgo al interior de una sección. Algunas de las variables que se utilizan para realizar dicha segmentación son:
 - Especificación de la tubería (espesor de pared, diámetro, etc)
 - Condiciones del suelo (ph, humedad, etc)
 - Densidad de población
 - Presencia de infraestructura de interés
 - Presencia de ríos, vías entre otros.

En este tipo de enfoque no es tan importante la longitud de cada uno de los segmentos, como si lo es el hecho de que las variables que dictaminan el nivel de riesgo permanezcan lo más uniformes posible al interior del segmento.

Teniendo en cuenta la información disponible, durante el desarrollo del análisis, se recomienda la implementación de segmentaciones del tipo dinámicas.

3.1.2 Modelo de probabilidad

Para el cálculo de la probabilidad, se propone un modelo de probabilidad, en el cual se estima La probabilidad de falla utilizando parámetros establecidos por W. Kent Muhlbauer.

El primer paso para la valoración de riesgos de un gasoducto es identificar las amenazas potenciales a la integridad. Todas las amenazas a la integridad de los equipos deben ser consideradas.

Los datos de incidentes en gasoductos han sido analizados por el Pipeline Research Committee Internacional (PRCI) y clasificados en 22 causas fundamentales. Una de estas causas fue reportada por los operadores como “desconocida”; es decir que no se identificó ninguna causa o causas fundamentales. Para ASME B31.8S, las 21 amenazas restantes se han agrupadas como dependientes, estables o independientes en el tiempo.

Tabla 5 Amenazas a la integridad evaluadas por el PRCI

Clasificación por tiempo	Clasificación por Causa según PRCI	Clasificación según categoría de amenaza norma ASME B31.8S	Símbolo	Descripción
Dependientes del tiempo	1. Corrosion-Related Failures-External	1. Corrosión externa	EC	Falla relacionada a corrosión externa
	2. Corrosion-Related Failures-Internal	2. Corrosión interna	IC	Falla relacionada a corrosión interna
	3. Stress Corrosion Cracking	3. Agrietamiento por la acción combinada de corrosión y esfuerzo de tensión	SCC	Agrietamiento debido a combinación
Estables	4. Defective Pipe	4. Defectos de Fabricación	DP	Tubería Defectuosa
	5. Defective Pipe Seam		DPS	Costura longitudinal defectuosa
	6. Defective Pipe Girth Weld	5. Relacionada con la Soldadura o Construcción	DGW	Soldadura circunferencial defectuosa
	7. Defective Fabrication Weld		DFW	Soldadura defectuosa desde la fabricación
	8. Wrinkle Bend orBuckle		WBB	Arrugas o dobleces
	9. Threads Stripped, Broken		TSBPC	Roscas estropeadas, tubos rotos, fallas en

Clasificación por tiempo	Clasificación por Causa según PRCI	Clasificación según categoría de amenaza norma ASME B31.8S	Símbolo	Descripción
	Pipe, Coupling Failure	6. Equipo		los acoples
	10. Gasket or O-ring Failure		GF	Fallas en los Empaques O-ring
	11. Malfunction of Control or Relief Equipment		MCRE	Mal funcionamiento del equipo de alivio y/o control
	12. Seal or Pump Packing Failure		SPPF	Fallas en la empaquetadura o sellos de la bomba
	13. Miscellaneous		MISC	Misceláneos
Independiente del tiempo	14. Third Party Inflicted Damage	7. Daños mecánicos (causados por primeros, segundos o terceros)	TP	Daño ocasionado por primeros, segundos o terceros
	15. Previously Damage Pipe		PDP	Daño previo de la tubería
	16. Vandalism		V	Vandalismo
	17. Incorrect Operation by Carrier Personnel	8. Procedimiento operacional incorrecto	IO	Procedimiento operacional incorrecto
	18. ColdWearher	9. Relacionada con el Clima y Fuerzas Naturales	CW	Temperaturas bajas
	19. Lightning		LIGHT	Tormentas eléctricas
	20. Heavy Rain sor Floods		HRF	Lluvias fuertes o inundaciones
	21. Earth Movement		EM	Movimientos de Tierra

Fuente: Pipeline Research Comite International. Fecha: 2001

Cada una de estas causas representa una amenaza a la integridad que debe mitigarse y/o controlarse. Para efectos de un análisis más concreto, este análisis cuantitativo de riesgos evaluó las amenazas a la integridad bajo las 3 categorías definidas anteriormente y resaltadas. Simultáneamente, se evaluaron aquellos mecanismos de daño o aspectos operacionales o externos que pueden generar fallas en el gasoducto.

En los siguientes numerales se presenta el listado de las amenazas a la integridad y los mecanismos de daño y peligros asociados a cada una de estas. Con la Información se realizará una valoración completa de la probabilidad de falla para

cada una de las tres amenazas tomando en cuenta los siguientes criterios de mitigación y exposición a cada una de las amenazas.

a) Corrosión exterior

Tabla 6 Criterios para valoración PoF por amenaza CE

Amenaza	Variable		Peso Porcentual de la Variable
Corrosión Exterior	Exposición	Resistividad del Suelo	2%
		Tipo de Recubrimiento	5%
		Presión de Operación vs. PS	2%
		Espesor de Pared	5%
		Edad de la Tubería	5%
		Perdida de metal (ILI)	5%
		Tiempo desde el Incidente de CE	2%
		Densidad de pérdida de metal externa	5%
		Fallas por EC por año	2%
	Mitigación	Interferencias AC/DC	3%
		Plan de O&M para control Corrosión Exterior	10%
		% Cumplimiento de programa de reparación para EC	7%
		Tiempo desde última valoración de integridad	15%
		% Disponibilidad del CP	10%
		Tiempo desde última valoración de integridad criterio NACE - SP0169	10%
		Condición del recubrimiento	7%
		Tiempo desde última valoración completa	5%
		Total	100%

b) Corrosión interior

Tabla 7 Criterios para valoración PoF por amenaza CI.

Amenaza	Variable		Peso Porcentual de la Variable
Corrosión Interna	Exposición	Presencia de H2S	3%
		Presencia CO2	3%
		Presencia de O2	2%
		Contenido de Agua	8%
		Presencia de líquidos y Sólidos	5%
		Colonias MIC	6%

Amenaza	Variable		Peso Porcentual de la Variable
		Presión de Operación vs. PS	2%
		Edad de la Tubería	2%
		Espesor de Pared	4%
		Puntos Bajos	7%
		Velocidad de Corrosión	11%
		Perdida de metal (ILI)	5%
		Tiempo desde incidentes por CI	3%
		Fallas por CI al año	3%
		Densidad de pérdida de metal	5%
	Mitigación	Uso de Biocidas	2%
		Aplicación de Inhibidores	2%
		Existe Plan de Limpieza Interna	10%
		Tiempo valoración completa	6%
		Plan de O&M para control Corrosión Interior	8%
		% Cumplimiento de programa de reparación para IC	3%
Total			100%

c) Daños por terceros

Tabla 8 Criterios para valoración PoF por amenaza Daño por terceros

Amenaza	Variable		Peso Porcentual de la Variable
Daños por Terceros	Exposición	Nivel de Actividad Agrícola	10%
		HCA	10%
		Condición ROW	2%
		Presión de Operación vs. PS	2%
		Espesor de Pared	1%
		Movimientos o fuerzas externas	2%
		Tiempo desde el incidente	3%
		Daño Mecánico	3%
		Número de incidentes de daños por terceros al año	5%
	Mitigación	Nivel de construcción y excavación	11%
		Profundidad	10%
		Caliper en construcción	8%
		Tipo de cobertura	9%
		Estado de Seguridad	6%
		Orientación e Indicación	1%
Efectividad de Programas de Patrullaje		5%	

	Actividad de la línea de atención	3%
	Desempeño del programa de daños por terceros	9%
Total		100%

3.1.3 Modelo de consecuencia

Los cálculos de consecuencia para el gasoducto, se realizará cuantificando el costo de las posibles afectaciones a las Personas, la Infraestructura adyacente al Sitio de la falla y la afectación al negocio; esta valoración tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Basándose en el resultado del ejercicio de segmentación y definición de amenazas del sistema de transporte, se valorarán las posibles consecuencias en caso de presentarse un evento de pérdida de integridad que implique pérdida de contención para cada uno de los segmentos del gasoducto, tomando como referente el peor escenario posible para cada uno de estos.
2. Posteriormente se cuantificará el volumen contenido en cada segmento evaluado, dato requerido como input para simulación de los posibles escenarios de falla en el Software PHAST.
3. Para el gasoducto se valorará el costo del Lucro Cesante ante un posible evento de falla de integridad que implique liberación no controlada ni programada de gas, este valor se calculará para cada uno de los segmentos del gasoducto, teniendo en cuenta los costos particulares de operación del sistema.
4. Con la segmentación que se desarrolle durante el taller de segmentación y definición de amenazas, la información del Class Location, las anotaciones durante el taller de segmentación y definición de amenazas, y los inputs

obtenidos de la simulación PHAST; se valorará la posible consecuencia a las personas para cada uno de los segmentos del gasoducto, posteriormente se cuantificara en términos económicos esta posible afectación.

3.1.4 Recopilación y análisis de la información

La información requerida para llevar a cabo el análisis y evaluación de los riesgos tiene la finalidad de identificar los aspectos e impactos hechos y valores relevantes relacionados con la operación y mantenimiento del sistema de transporte en estudio. Toda la información aplicable debe ser filtrada durante esta etapa se usará como datos de entrada para alimentar el al modelo de análisis de riesgos y para definir los criterios necesarios para la evaluación del nivel de riesgo del Sistema de transporte, que se lista a continuación:

Información relevante.

- Class Location
- Servidumbre
- Información Social DDV
- Recorridos DDV
- PDF's
- Planos de Infraestructura
- Planta Perfil de Tubería
- Inspección ILI
- Pruebas de Presión durante construcción
- Condiciones Operacionales
- Diagramas HMI
- Prueba Hidrostática
- Ensayos No Destructivos
- Dossier de Construcción

- Certificados
- Registro de Actividades O&M
- Informes O&M
- Manuales O&M
- Planes de Contingencia
- Procedimientos CPC
- Reporte de Fallas
- Fisicoquímicos
- Monitoreo de Corrosión Interna
- Registro de Comunicaciones Internas
- Diagramas de Conexiones Eléctricas
- Resultados Auditoria realizadas
- Reporte de Fallas del CPC
- Reporte de Fallas Gasoducto
- Cronograma de Actividades de Integridad
- Reportes de la línea de Atención
- Informes CIPS y DCVG
- Seguimiento de Alertas IDEAM
- O&M Especificaciones CPC
- Reporte Falla Geológicas.
- Organigrama
- Matriz de Riesgos de Proceso
- Matriz de Riesgos

3.1.5 Diagnóstico de la información de integridad

3.1.5.1 Amenaza de Corrosión Exterior

Para el gasoducto objetivo del diagnóstico de información es soportar la identificación del impacto de la corrosión exterior sobre la integridad y poder determinar posteriormente la probabilidad de falla del sistema de transporte por tubería de acero.

Tabla 9 Resumen amenaza corrosión externa

Información Requerida	Dato	Ubicación
Año de Instalación	Fecha	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción, orden de compra, certificado de material
Tipo de Recubrimiento	Alquitrán de Hulla FBE	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción, certificado de material. • Piping Class
Condición del Recubrimiento	Ubicación de defectos	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M • Reportes CIPS y DCVG
Años con Protección Catódica	Estado del sistema de protección catódica.	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes CIPS y DCVG • Informes de mantenimiento preventivo y correctivo.
Años sin Protección Catódica	Estado del sistema de protección catódica.	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes CIPS y DCVG • Informes de mantenimiento preventivo y correctivo.
Características del Suelo	Tipo de suelo	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de suelos
Informes de inspección de la Tubería	Informes de actividades de O&M. Reportes CIPS y DCVG	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes CIPS y DCVG • Informes de mantenimiento preventivo y correctivo.
MIC detectado		
Historial de Fugas	Registro de fallas mes a mes	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Espesor de Pared	Espesor de pared de acuerdo a característica.	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Diámetro	Diámetro nominal de la tubería de acero.	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
%SMYS	Máxima Presión de Operación Permisible	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción

Información Requerida	Dato	Ubicación
Prueba Hidrostática / neumática	Informe de prueba de hermeticidad	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
ILI	Informe de inspección inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Resultados de la inspección ILI
Información Pruebas de Presión	Informe de prueba de hermeticidad	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Registro de Inspección Directa	Informes O&M mes a mes	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M
Medición de Desempeño (# Fallas en Prueba Hidrostática)	fallas registradas durante la prueba hidrostática	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Medición de Desempeño	Acciones de Reparación por ILI	<ul style="list-style-type: none"> • Resultado de la Inspección ILI
Medición de Desempeño	Acciones de Reparación por Inspección Directa	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M
Medición de Desempeño (# Fugas por CE)	Registro de fallas por Corrosión externa	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes de fallas.

3.1.5.2 Amenaza de corrosión interior

Para el gasoducto objetivo del diagnóstico de información es soportar la identificación del impacto de la corrosión Interior sobre la integridad y poder determinar posteriormente la probabilidad de falla del sistema de transporte por tubería de acero.

Tabla 10 Resumen amenaza Corrosión interna

Información Requerida	Dato	Ubicación
Año de Instalación	Fecha	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción, orden de compra, certificado de material
Informes de inspección de la Tubería	Informes de inspección de la Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M
MIC detectado		<ul style="list-style-type: none"> •
Historial de Fugas	Registro de fugas por corrosión interna año	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Espesor de Pared	Espesor de pared de acuerdo a característica.	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Diámetro	Diámetro nominal de la tubería de acero.	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
%SMYS	Máxima Presión de Operación Permisible	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Prueba Hidrostática / neumática	Informe de prueba de hermeticidad	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
ILI	Informe de inspección inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Resultados de la inspección ILI
Información Pruebas de Presión	Informe de prueba de hermeticidad	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Registro de Inspección Directa	Informes O&M mes a mes	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M
Medición de Desempeño (# Fallas en Prueba Hidrostática)	fallas registradas durante la prueba hidrostática	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción
Medición de Desempeño	Acciones de Reparación por ILI	<ul style="list-style-type: none"> • Resultado de la Inspección ILI
Medición de Desempeño	Acciones de Reparación por Inspección Directa	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M

Información Requerida	Dato	Ubicación
Medición de Desempeño (# Fugas por CI)	Registro de fallas por Corrosión interna	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes de fallas.

3.1.5.3 Amenaza por Daños por Terceros

Para el gasoducto objetivo de este diagnóstico de Información es soportar la identificación del impacto de los daños por terceros sobre la integridad y poder determinar posteriormente la probabilidad de falla sistema de transporte por tubería de acero.

Tabla 11 Resumen amenaza Daños por terceros

Información Requerida	Dato	Ubicación
Incidentes Por vandalismo	Reporte de Incidentes por vandalismo	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Informes por daños inmediatos	Reporte de Incidentes por daños inmediatos	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Incidentes con Daños Anteriores	Reporte de Incidentes por Daños anteriores	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Registros de llamadas de Informe	Listado de llamadas de la línea de atención.	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de llamadas de línea de atención.
Históricos de Ilícitas e intrusiones	Reporte de Incidentes por Ilícitas e intrusiones	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas
Medición de Desempeño	(# Escapes causados por daños por terceros) (# Escapes por tubería dañada previamente por terceros)	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de fallas

Información Requerida	Dato	Ubicación
	(# Fallas por vandalismo) (# Reparaciones de daños por terceros)	
Profundidad	Profundidad de instalación de tubería enterrada.	<ul style="list-style-type: none"> • Dossier de Construcción • Planta perfil de tubería
Informes de inspección de la Tubería	Informes de inspección de la Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Informes O&M 4
ILI	Informe de inspección inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Resultados de la inspección ILI
Información de Servidumbre	Plano servidumbre publica y privada.	<ul style="list-style-type: none"> • Servidumbre
Plan de Servidumbre Compartida	Plano de servidumbre compartida	<ul style="list-style-type: none"> • Plan de Servidumbre compartida
Informes Recorridos DDV	Informes de los recorridos del DDV	<ul style="list-style-type: none"> • Recorrido del DDV
Información de Class Location	El Plano de Class Location actualizado	<ul style="list-style-type: none"> • Class Locación

3.1.6 Implementación del modelo y análisis de resultados

Tener en cuenta que se realizara una valoración de riesgo asociada a la pérdida de integridad mecánica de la tubería del gasoducto.

Para la valoración de riesgo se usará la técnica RBI (Risk Based Inspection) la cual comprende la determinación de la susceptibilidad de falla combinada con la consecuencia de falla; esta técnica está basada en API 580/581 (Inspección Basada en Riesgo RBI); la cual, hace una valoración de equipos estáticos (asociados a la operación), determinando el Nivel de Riesgo a partir de la Probabilidad (PoF) y Consecuencia de Falla (CoF).

El análisis de la susceptibilidad o probabilidad de falla (PoF), inicia con una etapa de revisión y análisis de la información de integridad del gasoducto (diseño, inspección, monitoreo, histórico de fallas, entre otros). Las causas de las fallas de los componentes y la revisión cuidadosa de la información permiten identificar cuáles son los principales mecanismos de daño que afectan al sistema.

Por otra parte, se evaluará los impactos que pueden ocasionar las posibles fallas analizadas (entendidas como pérdidas de contención), por lo tanto, se debe evaluar la consecuencia de falla para cuantificar en términos económicos las pérdidas de producción, las lesiones/fatalidades al personal y los costos por reparación/reemplazo de los equipos afectados. Como input para el modelamiento de la Consecuencia de Falla (CoF) se realizaron simulaciones de los posibles escenarios de falla en el Software PHAST, determinando el Nivel de afectación a personas e infraestructuras.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriormente planteadas para cálculo de los niveles de Riesgo, Probabilidad de Falla (PoF), y consecuencia de falla (CoF), se realizaron las consideraciones para determinar el nivel de riesgo de un gasoducto; estos niveles se presentan para cada uno de los segmentos y el segmento con nivel de riesgo más crítico será el que defina el nivel de riesgo del gasoducto.

Tabla 12 Posibles efectos (Consecuencias) Determinados por la compañía para valoración en la Matriz de Riesgo

DESCRIPTOR	POSIBLES EFECTOS (Consecuencias)			
	PERSONAS	ECONÓMICO	IMAGEN	AMBIENTAL
4 - Mayor	* Indisponibilidad de entre 20% al 50% de personal clave en procesos críticos.	Disminución de EBITDA 3% y 15%.	* Disminución sensible del apoyo o credibilidad de algunos de los grupos de interés que se traduzca en regulaciones que sean desfavorables	* Daño ambiental significativo recuperable a mediano plazo o con impacto directo en la actividad económica de terceros
	* Lesiones con incapacidad parcial o total			

DESCRIPTOR	POSIBLES EFECTOS (Consecuencias)			
	PERSONAS	ECONÓMICO	IMAGEN	AMBIENTAL
	permanente.			
3 - Moderado	* Indisponibilidad de menos del 20% de personal clave en procesos críticos.	Disminución de EBITDA entre 2% y 3%	* Inquietudes o cuestionamientos por parte de los grupos de interés que se traduzcan en sanciones económicas	* Daño ambiental importante recuperable a corto plazo
	* Indisponibilidad de personal clave en procesos no críticos.			
	* Lesiones con incapacidad total temporal.			
2 - Menor	* Indisponibilidad de personal no clave en procesos críticos.	Disminución de EBITDA entre 0.5% y 2%	* Concepto desfavorable en un segmento de clientes o en un cliente importante	* Daño ambiental leve o transitorio recuperable en el corto plazo
	* Lesiones con incapacidad parcial temporal (trabajo restringido).		* Inquietudes o cuestionamientos a nivel general	
1 – Insignificante	* Indisponibilidad de personal no clave en procesos no críticos.	Disminución de EBITDA inferior a 0.5%	* Difusión interna a nivel de proceso o equipo de trabajo	Contaminación puntual sin consecuencias para el ambiente.
	* Lesiones sin incapacidad.		* Inquietudes o cuestionamientos	

Figura 9 Matriz de riesgos

PROBABILIDAD	CONSECUENCIAS				
	1 - Insignificante	2 - Menor	3 - Moderado	4 - Mayor	5 - Catastrófico
5 - Casi Seguro	Medio	Medio Alto	Medio Alto	Alto	Alto
4 - Probable	Medio	Medio	Medio Alto	Medio Alto	Alto
3 - Posible	Bajo	Medio	Medio	Medio Alto	Medio Alto
2 - Improbable	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio Alto
1 - Raro	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio

4 CONCLUSIONES

- Para empresa cuyos activos son base fundamental para el desarrollo de su negocio, un programa de gestión de integridad beneficia a la seguridad de las personas, disminuyen las pérdidas económicas y afectación ambiental.
- Los niveles de porcentaje alto de probabilidad de falla, se encuentran asociados a la incertidumbre de información ya que se castiga por la ausencia de la misma, debido a fallas en el sistema de Gestión de Integridad. Esto se subsanaría realizando estudios e inspección.
- Los niveles de consecuencia de falla considerables se deben especialmente a la cercanía al gasoducto y zonas identificadas, ya que, por la naturaleza del fluido transportado, el impacto en caso de un posible evento de pérdida de integridad con liberación no controlada de fluido, es principalmente a las poblaciones aledañas tanto en la infraestructura como en la salud y seguridad de las personas.
- El programa de gestión de integridad busca identificar los segmentos más críticos, con el fin de tomar las acciones enfocadas en la prevención y mitigación de las diferentes amenazas a los cuales está expuesta la línea utilizada para el transporte de gas.
- El desarrollo e implementación de programa de gestión de integridad busca la disminución de costos de mantenimiento de los sistemas de transporte por ende la disminución o eliminación de las emergencias por pérdida no controlada del producto transportado o la salida del servicio no programa.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) risk-based inspection (RBI) 581 April 12, 2016.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION gasoductos líneas de transporte y redes de distribución de gas NTC 3728 Bogotá. 2011.

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

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos NTC 5901 Bogotá. 2012.

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

ANEXOS

ANEXO A. Indicadores gestión de integridad, documento Excel.