

**MODELO PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS SOBRE LA LÍNEA
DE FLUJO NÍSPERO- JOBO**

**CARLOS MARIO LAGUNA MENDOZA
MANUEL ATENCIO MURGAS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2018

**MODELO PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS SOBRE LA LÍNEA
DE FLUJO NÍSPERO- JOBO**

**CARLOS MARIO LAGUNA MENDOZA
MANUEL ATENCIO MURGAS**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:
DANIEL ORTIZ PLATA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO NÍSPERO JObo	14
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
3. JUSTIFICACIÓN	20
4. OBJETIVOS	22
4.1 OBJETIVO GENERAL	22
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	22
5. MARCO METODOLÓGICO	23
5.1 TIPO DE ESTUDIO	23
5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN	23
5.2.1 Fuentes De Información Primaria	23
5.2.2 Fuentes De Información Secundaria	24
5.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	24
6. MARCO TEÓRICO	25
6.1 ¿QUE ES EL RIESGO?	25
6.2 METODOLOGÍA RBI	25
6.2.1 Beneficios y limitaciones de RBI	26
7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	28
7.1 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y REDUCCIÓN DE RIESGO	28
7.2 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS MEDIANTE INSPECCIÓN	28
8. METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN	30
8.1 FASES DE UNA INSPECCIÓN	30
8.1.1 Planificación de la inspección	31

8.1.2 Desarrollo de la inspección	32
8.1.3 Informe de inspección	34
8.1.4 Seguimiento	35
8.2 OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN	36
9. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	38
10. ANÁLISIS DE RIESGOS.....	39
10.1 DAÑOS DE TERCEROS.	41
10.1.1 Profundidad mínima de cubierta	42
10.1.2 Nivel de actividad.....	44
10.2 FALLAS GEOMECÁNICAS E INESTABILIDAD DEL TERRENO.....	45
10.2.1 Factores de evaluación geotécnica.....	46
10.3 CRITERIOS DE DISEÑO Y MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN.....	48
10.4 CORROSIÓN.....	49
10.4.1 Celdas de Corrosión	50
10.4.2 Elementos de una celda de corrosión	51
10.4.3 Corrosión en Estructuras de Acero.	52
10.4.4 Los Efectos de los Factores Ambientales en la Corrosión	53
10.5 DEFICIENCIAS CAUSADAS POR FALTA DE MANTENIMIENTO.....	53
10.6 INCENDIO CERCA DEL GASODUCTO.....	54
10.7 LLUVIA TORRENCIAL LOCAL.....	54
10.8 SISMO DE MÁXIMA INTENSIDAD.....	54
10.9 ALUVIONES	55
11. CONSECUENCIA Y PROBABILIDAD PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS	56
12. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS DE RIESGO	57
12.1 MÉTODOS COMPARATIVOS	57
12.2 ÍNDICES DE RIESGO.....	58
12.3 MÉTODOS GENERALIZADOS	58
13. METODOLOGÍAS SELECCIONADAS	60
13.1 MATRIZ DE RIESGO.....	60

13.2 ÍNDICE MUHLBAUER	63
13.2.1 Índice de afectación por terceros	64
13.2.2 Índice de corrosión.....	67
13.2.3 Índice de diseño.....	68
13.2.4 Índice de operaciones incorrectas	68
14. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍAS SELECCIONADAS	70
14.1 EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS	70
14.2 EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD	71
14.3 MATRIZ DE RESULTADOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL RIESGO.	74
14.4 EVALUACIÓN DE INDICADORES DE MUHLBAUER.....	77
14.5 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	82
15. MEDIDAS DE CONTROL	83
15.1 CORROSIÓN.....	83
15.2 DAÑO DE TERCEROS.....	85
15.3 MANTENIMIENTO Y OPERACIONES INCORRECTAS.	86
15.4 DISEÑO Y SELECCIÓN DE MATERIALES.....	87
15.5 FALLAS GEOMECÁNICAS	88
15.6 INCENDIOS CERCA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	89
15.7 SISMOS DE ALTA INTENSIDAD	90
15.8 ALUVIONES	90
16. PLANES DE INSPECCIÓN.....	92
17. ANÁLISIS DE COSTOS.....	96
18. RECOMENDACIONES.....	98
19. CONCLUSIONES	101
BIBLIOGRAFÍA.....	103

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Gasoducto	14
Ilustración 2. Datos a introducir.....	16
Ilustración 3. Metodología RBI	26
Ilustración 4 Fases de una inspección	31
Ilustración 5. Planificación	31
Ilustración 6. Levantamiento batimétrico.....	44

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Identificación de riesgo y vulnerabilidades del sistema.....	40
Tabla 2. Categorías que definen la probabilidad de ocurrencia de una situación de riesgo	61
Tabla 3. Matriz para la estimación del riesgo.....	63
Tabla 4. Sistema de transporte	64
Tabla 5. Instalaciones subterráneas	65
Tabla 6. Sistemas de comunicación.	65
Tabla 7. Programa con comunidades.	66
Tabla 8. Estado de DDV.	66
Tabla 9. Frecuencia de patrullaje.....	66
Tabla 10. Determinación de impactos y consecuencias	69
Tabla 11. Consecuencias escala de 1 a 5	71
Tabla 12. Probabilidad de ocurrencia de un evento.....	71
Tabla 13. Probabilidad cuantitativa de ocurrencia de un evento.....	72
Tabla 14. Probabilidad cuantitativa de los eventos	73
Tabla 15. Consecuencias de los eventos	74
Tabla 16. Matriz de resultados para la estimación del riesgo.	75
Tabla 17. Resultados y posición del riesgo en cada evento.	75
Tabla 18. Evaluación de lo indicadores de Muhlbauer.....	77
Tabla 19. Orden jerárquico de los indicadores de Muhlbauer.....	81
Tabla 20. Planes de inspección.	92

RESUMEN

TITULO: MODELO PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO SOBRE LA LÍNEA DE FLUJO NÍSPERO- JOBO*.

AUTORES: CARLOS MARIO LAGUNA MENDOZA
MANUEL ATENCIO MURGAS**

PALABRAS CLAVES: Inspección basada en Riesgo, Línea de Flujo NÍSPERO-JOBO.

DESCRIPCIÓN: El presente trabajo se basa en la aplicación de los códigos API RP 580 (American Petroleum Institute) y ASME B. 31.8 (American Society of Mechanical Engineers), para establecer un modelo e identificar dentro de la línea de flujo cuales son los riesgos más críticos, con la finalidad de asegurar la integridad del equipo. Por consecuencia, mitigar los actos y condiciones inseguras durante los procesos de operación y mantenimiento del activo.

Los gasoductos son un sistema de transporte de gran peligrosidad. Sin embargo, es lo más viable en términos económicos, Convirtiéndolo en un sistema crítico. De tal forma, que los estudios de análisis de riesgos son fundamentales, nos permiten enfocar los recursos para evitar eventos se desencadenen en una falla.

Como resultado de la implementación de la metodología para la inspección basada en riesgo, se pudo identificar los criterios de riesgos, a fin de establecer una jerarquización del riesgo y las acciones para reducirlo en aquellos casos en que resulta inaceptable.

La inspección basada en riesgo nos permitió, promover la consistencia y la calidad en la identificación, la evaluación y la administración de riesgos pertinentes al deterioro de material que podrían llevar a la pérdida del contenido.

Finalmente se proponen medidas de control y planes de inspección, con frecuencias establecidas, para mitigar las amenazas y vulnerabilidades, que se consideraron como críticas.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Daniel Ortiz Plata, Ingeniero Mecánico.

ASBTRACT

TITLE: MODEL FOR INSPECTION BASED ON RISK ON THE NISPERO-JOBO FLOW LINE*.

AUTHORS: CARLOS MARIO LAGUNA MENDOZA
MANUEL ATENCIO MURGAS**

KEYWORDS: Risk-based inspection, NISPERO-JOBO Flow Line.

DESCRIPTION: The present work is based on the application of API codes RP 580 (American Petroleum Institute) and ASME B. 31.8 (American Society of Mechanical Engineers), to establish a model and identify within the flow line which are the most critical risks, in order to ensure the integrity of the equipment. As a consequence, mitigate the unsafe acts and conditions during the operation and maintenance of the asset.

Gas pipelines are a highly dangerous transport system. However, it is the most viable in economic terms, making it a critical system. In such a way, that risk analysis studies are fundamental, they allow us to focus resources to avoid events that trigger a failure.

As a result of the implementation of the methodology for risk-based inspection, the risk criteria could be identified in order to establish a hierarchy of risk and actions to reduce it in those cases in which it is unacceptable.

The risk-based inspection allowed us to promote consistency and quality in the identification, evaluation and management of risks relevant to the deterioration of material that could lead to the loss of content.

Finally, control measures and inspection plans are proposed, with established frequencies, to mitigate threats and vulnerabilities, which were considered critical.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Director: Daniel Ortiz Plata, Mechanical Engineer.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas usados para el transporte de gas natural son altamente riesgosos, dada las características del producto. Que por lo general es contenido en recipientes de alta presión. Los riesgos pueden ser mayores al de otras actividades, por lo que hay que decidir el nivel y tipo de riesgo que es admisible dentro del sistema de transporte, sin poner en riesgo la integridad de los actores que intervienen en el proceso.

Para determinar si un riesgo es aceptable se requiere estimar su magnitud. Para ello es necesario realizar un análisis sistemático y detallado, que al aplicarlo de manera adecuada nos permitan reflejar un aumento en la seguridad de la operación, disponibilidad y confiabilidad dentro del sistema, dando como resultado optimización de los recursos que intervienen en el proceso, además de mejorar la inspección de los elementos, preservar la vida útil del equipo, reducir sistemáticamente los riesgos asociados y jerarquizar las amenazas y vulnerabilidades dentro del proceso. este tipo de herramientas brindan una ventaja adicional, ya que es un sistema adaptativo que identifica cambios nuevos que llegasen a ocurrir dentro de un proceso, permitiendo hacer una reevaluación para determinar una vista más fresca de los riesgos a tratar.

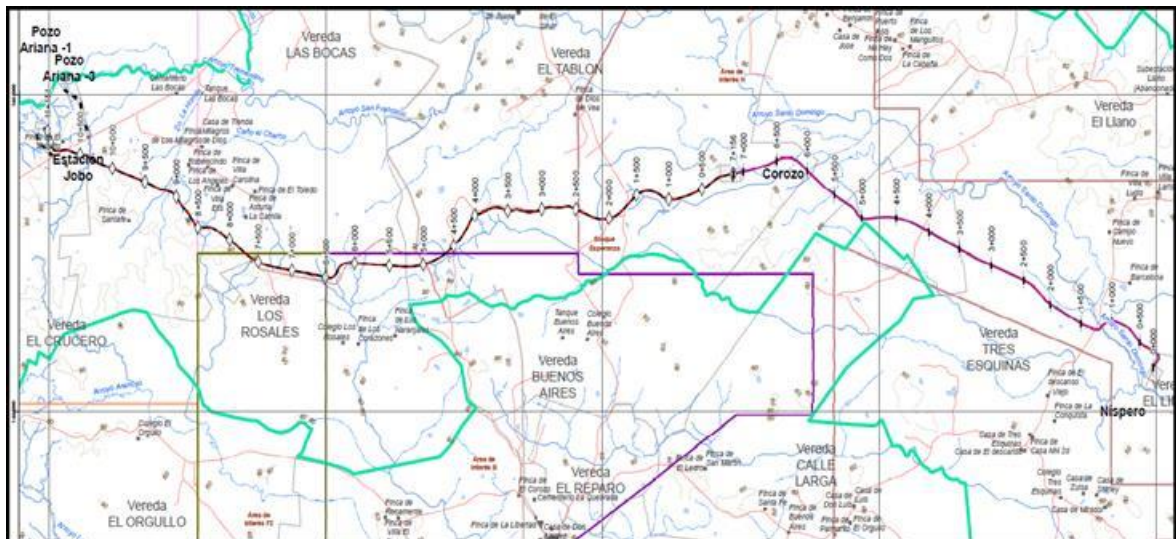
por ello, utilizaremos la metodología de inspección basada en riesgos, para establecer un modelo usando la normativa API RP-580 y ASME B 31.8 e identificar dentro de la línea de flujo cuales son los elementos más críticos para asegurar la integridad del equipo, mitigar las actos y condiciones inseguras durante los procesos de operación y mantenimiento del activo.

1. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO NÍSPERO JOBÓ

El 17 de julio de 2016 se inició la perforación del pozo de exploración Níspero 1 en el Contrato de Exploración y Explotación (“E&E”) Esperanza. El 7 de agosto de 2016 el pozo llegó a una profundidad total medida de 9,906 pies, encontrando 79 pies en profundidad medida (55 pies en profundidad vertical verdadera) de espesor neto contenedor de gas, con una porosidad promedio de 17% en el objetivo primario del reservorio Ciénaga de Oro (“CDO”). El reservorio CDO fue perforado en 7 diferentes intervalos entre 8,792 y 9,630 pies en profundidad medida y fluyó a una tasa final estabilizada de aproximadamente 28 millones de pies cúbicos por día (“MMscfpd”) de gas seco, sin agua, a una presión en cabeza de tubería de 2,045 libras por pulgada cuadrada, durante un periodo de prueba de 53 horas.

Con la finalidad de realizar la conexión del pozo con la facilidad es necesario la construcción de un gasoducto de 18.2 kilómetros de longitud.

Ilustración 1. Gasoducto



Por medio del cual se transportará un total de 25 MMscfpd, a una presión de 1800 psig, el gasoducto está construido en una tubería de 6 pulgadas API5LX42, la cual será sometida a una presión de 1800 psi, La presión de diseño para los sistemas de tuberías de gas o el espesor nominal de pared para una presión de diseño dada, se deberá determinar mediante la siguiente fórmula:

$$P = 2 st FT \div D$$

Donde;

D = diámetro nominal exterior de la tubería, pulgadas.

F = factor de junta longitudinal.

Al fijar los valores del factor de diseño F, se ha dado la debida consideración y se han dejado holguras para las distintas tolerancias por espesores deficientes que se dan en las especificaciones de tubería listada.

P = presión de diseño psig.

S = tensión mínima de fluencia especificada, psi, estipulada en la especificación bajo la cual se compró la tubería del fabricante.

T = factor de disminución de temperatura.

t = espesor nominal de pared, pulgadas.

Teniendo en cuenta el diámetro de diseño y factores adicionales podemos integrar todas las variables y determinar cómo fue la selección de la tubería que se usó en la construcción del mismo, la línea de flujo fue construida en una zona clase 1, división 1, lo que traduce que la línea se encuentra localizada en zonas donde el medio predominante son desiertos, montañas y poblaciones esparcidas, para lo cual ASME B 31.8 define los parámetros para hallar la máxima presión operativa admisible a la que puede operar el gasoducto, utilizando esta información podemos calcular y determinar la MAOP.

Ilustración 2. Datos a introducir

DATOS A INTRODUCIR:

UNIDADES		VALOR	DESCRIPCIÓN
Do	(pulgadas)	6,6	DIÁMETRO EXTERNO DE LA TUBERÍAS
T	(pulgadas)	0,432	ESPESOR NOMINAL DE LA TUBERÍA
C	(pulgadas)	0,125	TOLERANCIA DE: CORROSIÓN, MECÁNICA Y/O EROSIÓN
F	--	0,8	FACTOR DE DISEÑO DE LA TUBERÍA. NOTA: Ver Tabla 841.114A y 841.114B, NORMA B31.8, pag: 33 y 34
E	--	1	Factor de calidad de la junta longitudinal de la Tubería. E=1 para tuberías de AC sin costura. Importante: Para tubería con costura ver tabla 841.115A. NORMA B31.8., pag: 35.
t	--	1	Factor de Temperatura del material: Ver tabla 841.116A. NORMA B31.8., pag: 35.
S (Esf. Adm.)	(psi)	42000	ESFUERZO MÍNIMO DE FLUENCIA. NOTA: Ver Tabla D1, NORMA B31.8, pag: 127

RESULTADOS

PRESIÓN MAX.	(psig)	3126
--------------	--------	------

Arrojando como resultado que esta tubería soporta una presión máxima operativa de 3126 psig, lo cual es una presión suficiente para el diseño que se encuentra en 1800 psig, cumpliendo con los parámetros de deseados.

La línea está sometida a peligros naturales, tales como derrumbe o arrastre, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra, eventos relacionados con accidentes sísmicos (tales como fallas superficiales, licuefacción de suelos, y características de suelos y pendientes inestables) u otras condiciones que pueden causar movimientos importantes, o cargas anormales sobre el ducado, es por esta razón se toman precauciones razonables para proteger la línea del ducto, como el incremento del espesor de pared, además de ello se debe construir muros de contención, prevenir la erosión e instalación de anclajes.

Analizando el trazado la línea, esta cruza áreas que normalmente se halla bajo agua o sujetas a inundación, por lo que se decide realizar perforaciones dirigidas horizontales con la finalidad de mitigar riesgos que pudieran estar sujetos a arrastre o derrumbe debido al peligro natural de los cambios en el lecho de la vía de agua,

velocidades del agua, profundización del canal, o cambio de la ubicación del canal en la hidrovía, por lo que se deben tomar en cuenta una rutina de inspección para proteger el ducto o línea principal en tales cruces. El cruce deberá construirse en la ubicación de la orilla y lecho más estables. La profundidad de la línea, la ubicación de las curvas instaladas en las riberas, el espesor de pared de la tubería, y el hundido de la tubería con pesos, se deberán seleccionar sobre la base de las características de la hidrovía. En los lugares en que el ducto y la línea principal estén expuestas, tales como los viaductos, soportes de caballetes y cruces por puente, el ducto y la línea principal, deberán ser razonablemente protegidos del daño accidental por tráfico vehicular u otras causas, mediante la distancia o con el uso de barricadas.

En el trazado se identifican cruces de vías principales en las que se decide realizar el cruce de la vía por medio de un PHD, además de esta medida se debe garantizar la integridad de la tubería en este cruce, lo cual no es sencillo dada la importancia de las vías de tránsito, es muy difícil obstaculizar e intervenir en vías propiedad del estado, dado a los permisos previos que se deben gestionar, para ello se dio solución realizando un encamisado sobre la línea en el cruce, el cual no es más que insertar la tubería dentro de una tubería con mayor espesor. El encamisado deberá diseñarse para resistir las cargas impuestas. Cuando exista la posibilidad de que el agua ingrese a la camisa, los extremos de la misma se deberán sellar. Si el sellado de extremos es del tipo que vaya a retener la máxima presión admisible de operación de la tubería portadora, el encamisado deberá estar diseñado para esta presión y por lo menos con un factor de diseño de 0.72. La colocación de venteo para encamisados sellados no es obligatoria, sin embargo, si es que se instalan, los mismos deberán protegerse del mal clima para evitar el ingreso de agua a la camisa.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural es un hidrocarburo que ha cambiado los paradigmas; anteriormente era considerado una molestia en las operaciones para la extracción y producción del petróleo, hasta el punto de ser desechado en la línea de proceso. En las últimas décadas se han desarrollado políticas ambientales muy estrictas referentes al consumo de los combustibles fósiles, lo que ha permitido que el gas natural sea incluido de forma significativa como un producto vitalicio en el ámbito energético. Todo esto, ha desencadenado en la necesidad de extraerlo, producirlo y transportarlo, con la finalidad de cubrir las demandas de su uso.

Ahora bien, siendo que el auge de la utilización de los sistemas de gasoductos asciende de manera significativas en las demandas de la utilización industrial, se hace necesario para su transporte, recurrir a la construcción de líneas de flujo que permitan la contención de presión con materiales de una alta elasticidad, que garanticen la mitigación de los riesgos a los cuales se encuentra expuesto el proceso. El sistema más clásico para el transporte de gas natural, son los gasoductos, generalmente contruidos en aceros al carbono y con una composición idónea de materiales que permiten estar sometidos a altas presiones manteniendo sus propiedades mecánicas.

En el año 2015 Colombia enfrentó uno de los fenómenos naturales más críticos: el fenómeno del niño. Éste afectó en forma notoria la producción de la energía eléctrica del país, y a causa de la disminución de las fuentes hídricas, el gobierno nacional declaró estado de emergencia y dio participación a otras fuentes para la generación de la energía eléctrica. Es aquí donde las empresas productoras de gas natural realizaron planes de extracción y producción a grandes rasgos sobre la geografía nacional, dando como resultado la aparición de nuevos bloques exploratorios: Porquero y Esperanza, ubicados en el reservorio de ciénaga de oro (CDO), entre

los departamentos de Córdoba y Sucre. Encontrándose pozos con una profundidad media y un flujo a tazas comprendidas entre los 25 y los 28 millones de pies cubico día.

Con la finalidad de cubrir a satisfacción los requerimientos emanados por la emergencia presentada, se construyó la línea de flujo NÍSPERO-JOBO, a fin de transportar un total de 25 MMscfpd de gas seco, extraído del pozo Níspero hasta la estación Jobo. Ésta línea está construida con una tubería de acero al carbono API5LX42 SCH 80 de 6 pulgadas de diámetro, un espesor de 0,432” y una longitud total de 18,2 Kilómetros sobre una geografía predominantemente estable. Sin embargo, existen zonas con presencia de poblaciones cercanas, zonas montañosas y cruces de cuerpos de agua que representas riesgos sobre la integridad de la tubería y viceversa.

La construcción del gasoducto fue una prioridad para mitigar el impacto ocasionado por la emergencia y se constituyó en un éxito para suplir la demanda requerida por los remitentes. No obstante, durante la construcción de este sistema, no se tuvieron en cuenta los peligros que pudieran afectar de manera directa la tubería. Por lo tanto, se hace necesario estimar y jerarquizar los riesgos, con el fin de definir la criticidad de los mismos.

Con base a la situación de riesgo planteada para el gasoducto NÍSPERO-JOBO, nace una pregunta de consideración para el presente proyecto: ¿Cómo se puede implementar un modelo de inspección de riesgos para la línea de flujo de gas natural NÍSPERO –JOBBO, basado en la norma API RP- 580, Con el fin de establecer una estimación del riesgo y las acciones para reducirlo en aquellos casos en que resulte inaceptable?

3. JUSTIFICACIÓN

En el ámbito industrial la implementación de estándares de seguridad y controles de calidad, han jugado un papel importante para la sostenibilidad de las compañías líderes en el mercado competitivo. Estos modelos actualmente sirven como referente en el empleo de sistemas de gestión de mejora, y han evitado daños significativos en los procesos y paros no planeados dentro de las compañías. Lo que supone entonces, ser utilizados como guía, toda vez que exista la intención de conformar o estructurar un proyecto. Ahora bien, entendiendo que la implementación adecuada de este tipo de modelo es de vital importancia, muchas compañías no actúan con rigurosidad en la ejecución de los mismos, y han puesto en riesgo la integridad de sus activos.

Siendo así, todos los activos requieren gestión de riesgos de seguridad, entendiendo que algunos son más sensibles que otros. A manera de ejemplo encontramos las líneas de flujo para el transporte de gas, que ameritan de una supervisión minuciosa. Dada la naturaleza del producto, una mala manipulación puede desencadenar consecuencias catastróficas con repercusiones invaluable, lo que supone debería obligar a las compañías a tener como referente prioritario, la evaluación de los índices de riesgo para manipular de manera asertiva sus procesos.

Durante la etapa constructiva del gasoducto NÍSPERO – JOBO, no se tuvieron en cuenta las causales que podían derivar consecuencias negativas para la integridad del activo. Por lo tanto, se hace necesario implementar un modelo para la inspección de los riesgos basado en la norma American Petroleum Institute (API RP – 580), toda vez que no se cuenta con unos controles adecuados para la preservación de la línea de flujo, disminuyendo con ello, los indicadores de accidentalidad y aumentando la

confiabilidad del sistema. De tal manera, que apunte a un trabajo seguro y a una producción confiable y de alta calidad.

Para esto, es necesario realizar un análisis sistemático y completo de todo lo que representa un riesgo en el transporte del gas natural. Permitiendo crear estrategias adecuadas para abordar la problemática que enfrenta el transporte de este producto. Evitando con ello, pérdidas significativas que estarían relacionadas con el inadecuado control de las amenazas, y vulnerabilidades a la que el sistema se puede ver sometido.

Con la implementación del Modelo de Inspección Basada en Riesgos, se pretende desarrollar diferentes etapas para identificar de manera oportuna, los factores de riesgo a los cuales se encuentra expuesto el gasoducto, y así mitigar las consecuencias que podría derivar un riesgo materializado. Ante ello, es imperativo que este proyecto se ejecute como una medida de control preventivo, y garantizar la operatividad del sistema de flujo NÍSPERO - JOBO.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar un modelo de inspección de riesgos para la línea de flujo de gas natural NÍSPERO –JOBBO, basado en la norma API RP- 580, Con el fin de establecer una estimación del riesgo y las acciones para reducirlo en aquellos casos en que resulte inaceptable.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Identificar los diferentes tipos de amenazas y vulnerabilidades que se presentan en el sistema de transporte de gas natural, en un lapso de 3 semanas, a través de visitas a campo.
- Realizar un análisis de riesgo sobre la línea de flujo NÍSPERO-JOBBO, a través de la implementación de una matriz de riesgo, con la finalidad de reducir la probabilidad de ocurrencia de las fallas.
- Jerarquizar las amenazas y vulnerabilidades que ponen en riesgo la integridad del activo, por medio de la implementación de los criterios del índice de Muhlbauer y matriz de criticidad.
- Establecer medidas de control sobre el sistema, para la toma de decisiones futuras en lo que respecta a la inspección y mantenimiento del mismo.

5. MARCO METODOLÓGICO

5.1 TIPO DE ESTUDIO

Descriptivo

El tipo de estudio implementado, es el descriptivo, toda vez que este permite recolectar información, para registrarla, medirla, analizarla e interpretarla. Lo cual se hace algunas veces de manera independiente y otras de manera conjunta; de esta manera, se describen hechos, conceptos, normas, variables, población entre otros, a partir de allí se informará a que se refieren y como se relacionan.

Así las cosas, la investigación será de tipo descriptivo, porque en ella se tratará de recolectar toda la información posible acerca de la metodología de inspección basada en riesgos, a fin de establecer un modelo usando la normativa API RP-580 y ASME B 31.8 e identificar dentro de la línea de flujo cuales son los elementos más críticos para asegurar la integridad del equipo, mitigar las actos y condiciones inseguras durante los procesos de operación y mantenimiento del activo.

5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

5.2.1 Fuentes De Información Primaria. La investigación obtuvo de primera mano el estado del arte, relacionado con el tema a investigar; desde las referencias bibliográficas entre las que se incluyen libros, artículos de revista, rastreo cibernético, rastreo normativo y la norma American Petroleum Institute (API RP – 580) y ASME B. 31.8 (American Society of Mechanical Engineers), siendo estas últimas en la que se sujeta la presente investigación.

5.2.2 Fuentes De Información Secundaria. La fuente de información secundaria que se empleó para el desarrollo de la investigación, correspondió al análisis de observaciones realizadas en el Contrato de Exploración y Explotación (“E&E”) Esperanza, y en la construcción del gasoducto NÍSPERO-JOBO.

5.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se diseñaron encuestas y entrevistas, con preguntas en forma personal y abierta ya que estas contribuyen a la búsqueda de respuestas útiles con miras a obtener información de manera más profunda.

6. MARCO TEÓRICO

6.1 ¿QUE ES EL RIESGO?

DEFINICIÓN

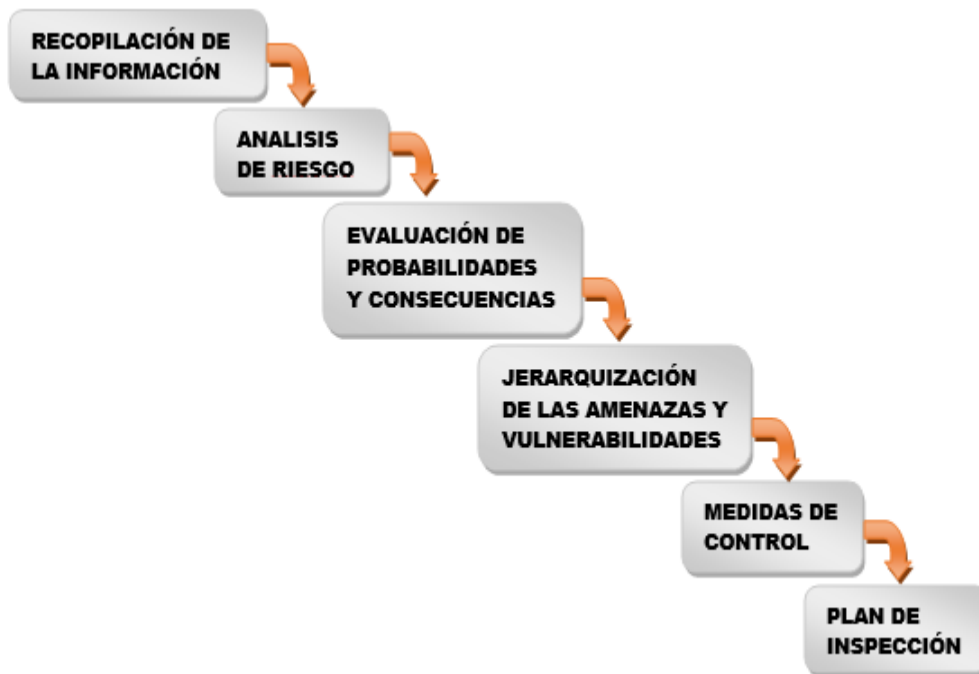
El riesgo es considerado como la probabilidad que exista un daño ante cualquier situación. Normalmente convivimos con él, y muchas veces resulta obvio identificarlo, como otras no. Ahora bien, entendiendo que el panorama de los riesgos es muy cambiante, exige realizar planes de control, para mitigar el efecto de un riesgo materializado.

6.2 METODOLOGÍA RBI

La metodología Inspección Basada en Riesgo está fundamentada en la norma API RP-580, que permite planear una estrategia de inspección y aumentar o disminuir la frecuencia de verificación con base en los resultados de una evaluación RBI. La evaluación debe valorar sistemáticamente la probabilidad de falla y sus consecuencias. Así mismo, debe considerar la probabilidad de falla y basarse en todas las formas de deterioro que se pudieran esperar en un equipo en particular.

La inspección basada en riesgo está orientada por la siguiente metodología:

Ilustración 3. Metodología RBI



6.2.1 Beneficios y limitaciones de RBI

6.2.1.1 Beneficios: Los principales productos del trabajo de la evaluación RBI y su gestión, son los planes que incluyen formas de administrar riesgos a nivel de equipo. Estos planes destacan riesgos desde una perspectiva de seguridad, salud, ambiente o desde un punto de vista económico.

La implementación de estos planes proporciona lo siguiente:

- Una reducción general en el riesgo para las instalaciones y equipo analizados.

- Una aceptación y/o entendimiento del riesgo actual.

Los planes RBI también identifican el equipo que no requiere inspección o alguna otra forma de mitigación debido al nivel de riesgo aceptable asociado con la operación actual del equipo. De esta forma, las actividades de mantenimiento e inspección pueden ser focalizadas y más efectivas. A menudo esto da como resultado información más exacta. En algunos casos, además de las reducciones de riesgo y mejoramiento en los procesos de seguridad. A menudo, esto da como resultado una reducción significativa en la cantidad de datos de inspección que se recolectan. Este enfoque en una cantidad de información más pequeña produce una información más exacta. En algunos casos, además de las reducciones de riesgos y los mejoramientos en la seguridad del proceso, los planes RBI pueden generar reducción en costos.

6.2.1.2 Limitantes: El programa de RBI se basa en principios de administración evaluación de riesgos. No obstante, la RBI no compensa:

- Información inexacta o faltante
- Diseños inadecuados o instalación defectuosa del equipo.
- Operación por fuera de un diseño aceptable
- No ejecutar efectivamente los planes
- La carencia de personal o equipo de trabajo calificados.
- La carencia de buen juicio operacional o ingenieril.

7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

7.1 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y REDUCCIÓN DE RIESGO

Al principio, puede parecer que administración de riesgos y reducción de riesgo son sinónimos. Sin embargo, reducción de riesgo es tan sólo una parte de la administración de riesgos. La reducción de riesgo es el acto de mitigar un riesgo conocido a un nivel de riesgo más bajo. La administración de riesgos es un proceso de evaluación para determinar si se requiere una reducción de riesgo y desarrollar un plan para mantener los riesgos en un nivel aceptable. Utilizando la administración de riesgos, algunos pueden ser identificados como aceptables de modo que no se requiere reducción (mitigación).

7.2 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS MEDIANTE INSPECCIÓN

La inspección influye en la incertidumbre del riesgo asociado principalmente con el equipo de presión aumentando el conocimiento del estado de deterioro y la predicción de la probabilidad de falla. Aunque la inspección no reduce el riesgo directamente, es una actividad de administración de riesgo que puede llevar a la reducción del riesgo. La inspección en servicio se relaciona principalmente con la detección y el monitoreo del deterioro. La probabilidad de falla debido a tal deterioro es una función de cuatro factores:

- a. Tipo y mecanismo de deterioro
- b. Promedio de deterioro

- c. Probabilidad de identificar y detectar el deterioro y predecir estados de deterioro futuros con técnicas de inspección.
- d. Tolerancia del equipo al tipo de deterioro.

8. METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN

Para la realización de una inspección sobre los equipos a intervenir es necesario contar con una persona con un nivel de experiencia y conocimientos necesarios para llevar a cabo procesos objetivos y conclusiones veraces.

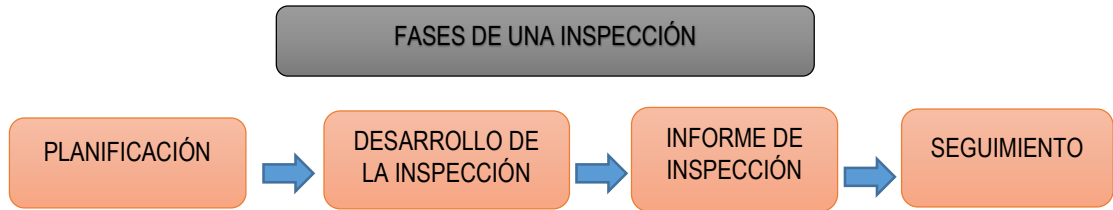
La inspección en los sistemas estructurales para determinar deterioro, daño o condiciones inoperativas son esenciales para determinar la confiabilidad del equipo y la vida útil del mismo, normalmente este tipo de evaluaciones se hacen mediante inspecciones visuales que resultan costosas y no permiten conclusiones donde se obtengan estimaciones cuantitativas del daño o falla, o bien nos permitan reconocer la capacidad remanente del equipo, existen tecnologías que son muy precisas y permiten monitorear los sistemas, incluyendo diferentes tipos de ensayos o pruebas no destructivas (END) que no modifican la estructura del material a evaluar, empleando métodos físicos indirectos o directos para la inspección de componentes sin afectar la utilidad y calidad de los mismos.

8.1 FASES DE UNA INSPECCIÓN

Para la realización de una inspección existen criterios para tener en cuenta, a continuación, se describen las fases que se deben desarrollar durante una inspección:

- Planificación
- Desarrollo de la inspección
- Informe de inspección
- Seguimiento

Ilustración 4 Fases de una inspección

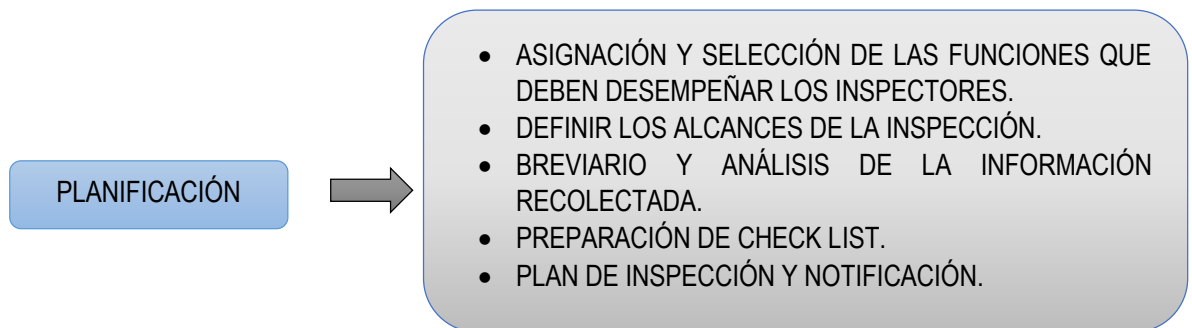


Fuente: Tomado de norma API RP-580.

8.1.1 Planificación de la inspección. En esta fase se llevan a cabo las siguientes acciones:

- Preparación de la inspección
- Desarrollo del plan de inspección
- Interpretación de la información y elaboración de un informe documental de campo.

Ilustración 5. Planificación



Fuente: Tomado de norma API RP-580.

8.1.1.1 Preparación de la inspección: Como acción preliminar al momento de adelantar una inspección es necesario realizar acciones correctivas para evitar cualquier tipo de improvisación que conlleve a resultados fuera de los esperados, como son tomas de datos fuera de rangos, recopilación de información excesiva o de poca relevancia, de ahí la importancia de contar con un equipo de trabajo comprometido y con un nivel de conocimiento amplio sobre los temas a tratar durante el proceso de inspección, es necesario que el líder de inspección prepare y planifique la inspección para darle al equipo de trabajo un horizonte más claro sobre los resultados deseados, definiendo de manera prioritaria el alcance general de la inspección.

8.1.2 Desarrollo de la inspección. Durante el desarrollo de una inspección se debe llevar a cabo ciertas actividades como son:

- Reunión inicial del personal que realiza la inspección y actores en general.
- Revisión documental (registros, procedimientos SGS, OT).
- Visita a campo, zona donde se realiza la inspección.
- Entrevista con operadores y personas que intervienen en el proceso.
- Reunión con el personal que realiza la inspección.
- Reunión final del personal que realizo la inspección y actores en general.

8.1.2.1 Reunión inicial: A esta reunión deben asistir los actores que están involucrados en el desarrollo de la actividad ya que el personal en general debe tener conocimiento del proceso a seguir, en esta reunión se deben tocar los siguientes temas:

- Descripción de las funciones de cada uno de los participantes del equipo de inspecciones de vital importancia la delegación de los roles y responsabilidades dentro del proceso.

- Establecer los objetivos, alcances del plan de inspección y cronograma de actividades, así como socializar el programa de inspección con la finalidad de que pueda ser revisado entre todos los participantes con el fin de definir la aprobación del mismo o acciones de cambio que complementen el programa.
- Definir canales de comunicación entre los actores.
- Definir dentro del cronograma, las entrevistas al personal de campo con la finalidad de estipular los tiempos de acompañamiento e indagación, donde se realizarán recorridos por las instalaciones que son materia de investigación.

8.1.2.2 Inspección: Durante esta actividad el equipo de inspectores se encargará de recolectar evidencias y hallazgos con la finalidad de documentarlos y referenciarlos en el sistema de gestión de la seguridad SGS, para examinar y medir las características del producto validando si cumplen con los requisitos especificados dentro de los patrones de referencia o información suministradas por los fabricantes dentro de los datasheet de los elementos a intervenir.

En la inspección hay que tener varios criterios a seguir como son:

- Entrevistas: estas deben ser serias y profesionales, indagando puntualmente sobre los requerimientos específicos.
- Documentación y registro: esta información debe ser contrastada con información existente en caso de tenerla, debe ser muy precisa sin ondear a los excesos, la sobre documentación es un factor crítico que debemos reducir, de ahí que la documentación y registros deben ser concretos.
- Visitas de campo: es una actividad crítica que dedica mucho tiempo y concentración ya que no hay que perder el enfoque sobre los alcances de la inspección, las personas que realicen esta actividad deben cumplir con las listas de verificación previamente divulgadas, anotando evidencias y hallazgos detectados para garantizar la trazabilidad de la información concluida.

8.1.2.3 Reunión del equipo que realizara la inspección: Culminada la actividad de inspección, el equipo que participo en el proceso se reunirá para divulgar los resultados obtenidos y establecer planes de acción por medio del estudio de la información recopilada, determinando las deficiencias detectadas y reflejando las no conformidades encontradas para discriminarlas como observaciones o hallazgos no aceptables, esta información debe ser clara y apoyada con evidencias que permitan corroborar en detalle lo reportado, cualquier información evidenciada que no posea la claridad suficiente debe ser anotada para reportarla en la reunión final delante de todos los actores del proceso con la finalidad de conceptuar y definir sobre la misma.

8.1.2.4 Reunión final: Concluido el programa de inspección y antes de dar un informe definitivo del proceso, se debe hacer un careo entre el personal delegado para la inspección y los actores del proceso, donde el líder de inspección debe definir las acciones que deriven en correcciones adecuadas, para mitigar los impactos de los hallazgos evidenciados, así mismo facilitar la información a los participantes con el fin de unificar criterios y de ser necesario anotar información relevante que pudo ser pasada por alto para definir resultados más concluyentes.

8.1.3 Informe de inspección. La información recopilada durante el proceso de inspección debe quedar documentada y referenciada en un informe de resultados, con todas las no conformidades, sugerencias, observaciones y mejoras a realizar sobre el proceso que fue sometido a inspección, así mismo destacando las fortalezas encontradas en el sistema si es del caso, es de vital importancia que estas conclusiones de la inspección queden soportadas bajo la legislación y normativa aplicable.

La información citada en este documento debe ser clara, concisa y fácil de identificar, referenciando lo siguiente:

- Empresa, equipo o sistema al que se le realiza la inspección.
- Alcance de la actividad.
- Objetivos a lograr durante el proceso.
- Normatividad o estatutos legales bajo la cual se desarrolló el programa de inspección.
- Resultado general de la inspección, dejando claro la relación de no conformidades, observaciones y demás anotaciones referidas durante el proceso de inspección.
- Responsabilidad de los participantes en el proceso, definiendo funciones además de firmas que soporten su participación y responsabilidad.
- Validez del informe, delimitar las fechas de plazo en el que el informe es considerado valido para efectos de control de calidad y seguimientos de auditorías.

Terminado el informe debe ser socializado entre las partes que participaron en el proceso a los diferentes órganos competentes que estén involucrados, para contribuir al aumento del grado de compromiso de los órganos competentes para llegar al objetivo y alcance definidos en el desarrollo del proceso y además de crear conciencia en la prevención de accidentes y la materialización del riesgo, que puedan contribuir a la aparición de consecuencias nefastas para la organización.

8.1.4 Seguimiento. En la entrega del informe final quedan definidas las no conformidades y observaciones derivadas de la inspección, con resultados muchas veces no favorables que contribuyen a indicadores negativos dentro de los sistemas de gestión y que de una u otra forman pegan de manera poco favorable sobre el goodwill de la organización.

Para el caso de resultados poco favorables se deben tomar acciones correctivas para mitigar los resultados concluidos, recurriendo a una secuencia descrita a continuación:

1. La organización debe validar y verificar el plan de acciones correctivas, y definir mecanismos de acción enmarcados dentro de los plazos establecidos para dar cierre a los hallazgos identificados, esto debe hacerse delegando a un grupo con la experiencia y conocimientos necesarios para dar control a la conclusión definida en el proceso de inspección.
2. El grupo asignado tendrá como función dar control a la situación implementando acciones correctivas inmediatas para mitigar los efectos de las conclusiones registradas en el informe de inspección y evitar que puedan volver a generarse.

8.2 OPTIMIZACIÓN DE LA INSPECCIÓN

Cuando se determina el riesgo asociado con equipos individuales y se calcula o se cuantifica la efectividad relativa de diferentes técnicas de inspección en la reducción de riesgo, hay información adecuada para desarrollar una herramienta de optimización para planear e implementar un programa de inspección basada en riesgo.

La RBI proporciona una metodología consistente para evaluar la combinación óptima de métodos y frecuencias. Cada método de inspección disponible puede ser analizado y estimar su efectividad relativa en la reducción de la probabilidad de falla. Dada esta información y el costo de cada procedimiento, se puede desarrollar un programa de optimización. La clave para desarrollar tal procedimiento es la capacidad de evaluar el riesgo asociado con cada equipo y luego determinar las técnicas de inspección más apropiadas.

El riesgo no puede ser reducido a cero sólo con la inspección. Los factores de riesgo residual de pérdida de contención incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- a.** Error humano
- b.** Desastres naturales
- c.** Eventos externos (ej. Colisiones u objetos que caen).
- d.** Efectos secundarios de unidades cercanas.
- e.** Efectos consecuenciales de equipo asociado en la misma unidad
- f.** Actos deliberados (ej. sabotaje).
- g.** Limitaciones fundamentales del método de inspección.
- h.** Errores de diseño
- i.** Mecanismos de deterioro desconocidos

Muchos de estos factores están influenciados por el sistema de administración de seguridad que se tenga en las instalaciones.

9. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para cada enfoque RBI es importante documentar desde el comienzo todas las bases del estudio, las hipótesis y aplicar una racional constante. Se debe registrar cualquier desviación de los procedimientos estándares prescritos. La documentación referente a los indicadores de la tubería, es un buen punto de partida para cualquier nivel de estudio.

Los datos típicos necesarios para un análisis RBI pueden incluir, pero no están limitados a:

- a. Tipo de equipo
- b. Materiales de construcción
- c. Registros de inspección, reparación y reemplazo
- d. Composiciones de los fluidos del proceso
- e. Inventario de fluidos
- f. Condiciones de operación
- g. Sistemas de seguridad
- h. Sistemas de detección
- i. Mecanismos, promedio y gravedad del deterioro.
- j. Densidades de personal.
- k. Información de las paredes, del revestimiento exterior y del aislamiento.
- l. Costos de interrupción del negocio.
- m. Costos de reemplazo del equipo.
- n. Costos de remedio ambiental.

10. ANÁLISIS DE RIESGOS

Para la determinación de la amenaza, se debe realizar un inventario de ellas en cada sector del sistema de transporte de gas natural NÍSPERO - JOBO, cada amenaza se debe analizar y así determinar su intensidad posible, lo que a su vez nos conduciría a identificar los procesos que la pueden generar o magnificar. Para la evaluación de los riesgos se tienen varios procedimientos, dentro de estos se interrelacionan la probabilidad de ocurrencia del proceso amenazante y la evaluación de la vulnerabilidad del gasoducto. Para ello debemos tener en cuenta las características del sistema que son: resistencia y flexibilidad de la conducción (por ejemplo un tubo enterrado puede resistir la acción de un sismo, debido a que su flexibilidad le permite deformarse con amplitudes y frecuencias superiores a las impuestas por el sismo, lo que el tubo no puede soportar son los desplazamientos de las fallas por efecto del sismo o los deslizamientos provocados por el sismo), la presencia y confiabilidad de las obras de protección, la existencia y tipo de sistemas de monitoreo (por ejemplo si un tubo enterrado pasa por una zona sometida a movimientos lentos del terreno, el monitoreo de deformaciones puede indicar cuando el tubo está próximo a su límite de deformación y programar una acción de liberación de deformaciones), la intensidad de los procesos de mantenimiento, de manera que los sistemas de protección se mantengan en funcionamiento permanente.

Intensidad o duración, en terrenos susceptibles a deslizarse, de acuerdo con sus condiciones geológicas y topográficas, la susceptibilidad al deslizamiento se puede aumentar por efecto de otros procesos como la erosión o algunas actividades humanas como la minería. Esto muestra que la evaluación de la amenaza es una actividad permanente, debido a lo cambiante de las condiciones, para lo cual el monitoreo es la herramienta que permite actualizar permanentemente los análisis.

Las consecuencias se pueden evaluar con base en los antecedentes, muchos de los cuales están registrados en las bases de datos de las Empresas operadoras de los sistemas de transporte de hidrocarburos.

En la evaluación de consecuencias se debe tener en cuenta que, al afectarse una conducción, este hecho se convierte en una amenaza para los vecinos a la zona de daño, ya que los productos que se transportan pueden contaminar las fuentes de agua, afectar a la vegetación, provocar incendios o explosiones y si en el área se tienen instalaciones de habitación o actividad humana, estas podrán ser afectadas, así como a sus usuarios.

En el transporte de gas natural es muy común la aparición de muchos riesgos potenciales dada la naturaleza del producto, haciendo una recopilación basada en la experiencia y los accidentes e incidentes sobre las líneas de transporte de gas natural de la compañía, podemos connotar los siguientes riesgos a los que a los que pueden estar sometidos la línea de flujo NÍSPERO – JOBO:

Tabla 1. Identificación de riesgo y vulnerabilidades del sistema

RIESGOS SELECCIONADOS	
Daños de terceros	✓
Fallas geomecánicas	✓
Diseño y selección de materiales	✓
Corrosión	✓
Mantenimiento y operaciones incorrectas	✓
Incendios cerca los sistemas de gas natural	✓
Lluvias torrenciales	✓
Sismos de máxima intensidad	✓
Aluviones	✓

10.1 DAÑOS DE TERCEROS.

Se refiere a cualquier daño accidental hecho a la tubería por actividades de personal que no es del sistema del ducto, según estadísticas citadas por el departamento de transporte de los estados unidos, se indica que los terceros intrusos son la causa principal de la falla en ductos con una participación del 40% de incidencia sobre las fallas, a pesar de esto el potencial de daños de terceros ha sido uno de los aspectos menos considerados en la evaluación de peligros en los sistemas de ductos.

El buen record de seguridad de los sistemas de ductos se puede atribuir en parte a su instalación inicial en áreas de escasa población y a que están enterrada a profundidades comprendidas entre 0.50 metros y 1.50 metros. Sin embargo, hoy en día, el desarrollo en sí, amenaza ser un intruso e incrementa el riesgo de fallas en los sistemas de ductos debido a daños por excavaciones.

El diseñador de la línea de ductos y, tal vez en mayor medida, el operador, pueden tener un efecto sobre el riesgo de las actividades de terceros. Como un elemento del panorama del riesgo total, la probabilidad del daño por parte de terceros, a unas instalaciones dependen de:

- La naturaleza de posibles intrusos
- La facilidad con los que los intrusos pueden entrar a las instalaciones
- El nivel de actividad

Los posibles intrusos incluyen:

- El equipo de excavación
- Los proyectiles
- El tráfico vehicular
- Trenes

- Equipo de agricultura
- Cargas sísmicas
- Postes de cercas
- Postes telefónicos
- Anclajes

Los daños serios efectuados a la línea de ductos, no están limitados a perforaciones de la línea, como mínimo son un pequeño rasguño en el recubrimiento del acero del ducto, dañando la capa de revestimiento que es persistente a la corrosión. Estos daños pueden llevar a corrosión acelerada y finalmente a fallas por corrosión después de algunos años. Si el rasguño es lo suficientemente profundo para que haya quitado un poco de metal, se puede formar un área de concentración de esfuerzo que, por su parte, tal vez años más tardes, pueden llevar a fallas por fatiga, ya sea por sí sola o en combinación con algunas formas de agrietamiento por esfuerzo de corrosión.

Este es uno de los motivos por el cual la educación pública juega un papel tan importante en la prevención de daño. Para el observador casual, un pequeño rasguño o una pequeña marca en el ducto de acero puede parecer insignificante, ciertamente no vale la pena mencionarlo, un operador de la línea de ducto sabe el peligro potencial que ocasiona cualquier anomalía en la línea.

10.1.1 Profundidad mínima de cubierta. Esta es la cantidad de tierra que cubre sobre el pedazo menos profundo sobre la línea del ducto, no importa que tan corto sea este pedazo. El promedio de las profundidades se desmejora. La mayor exposición potencial al daño, existe cuando la línea tiene una cubierta menor, sin importar la profundidad en otros sitios.

La experiencia nos ha demostrado que una cubierta menor a 0.30 metros, pueden ser más dañina que beneficiosa. Es suficiente cubierta para ocultar la línea, pero no es lo suficiente para protegerla de equipos a un en movimiento superficial de tierra (como equipos de agricultura) una cubierta de más de 0.91 metros, es la cantidad normal requerida para mantener la línea a una buena profundidad.

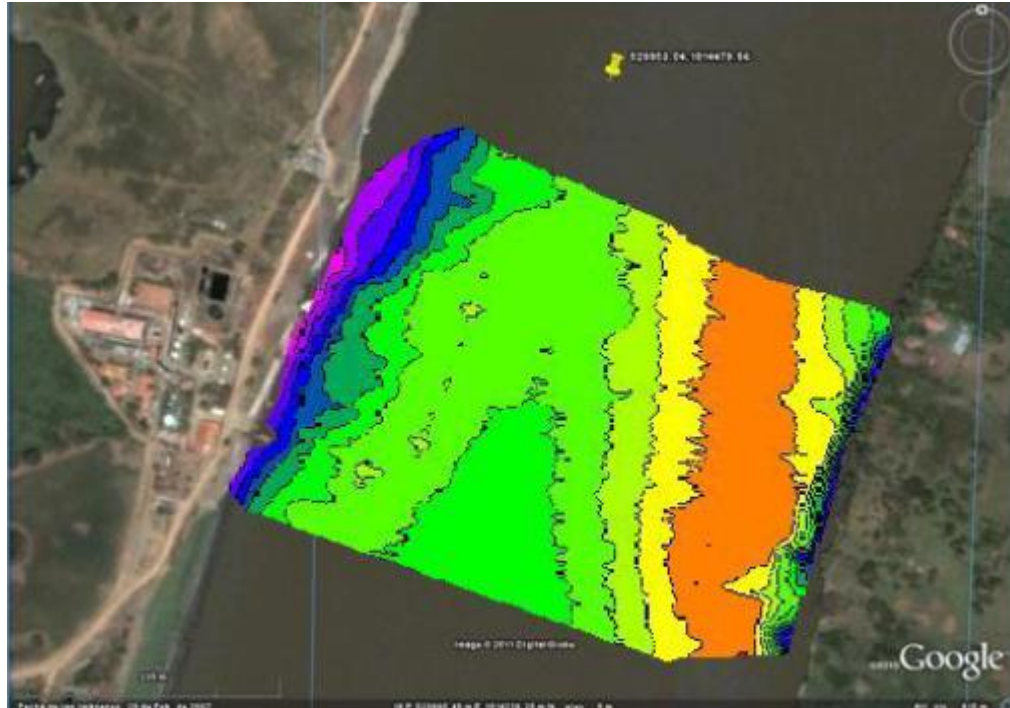
Enterar una franja altamente visible de material con señales de precaución impresas claramente puede ayudar a prevenir el daño a la línea de ductos. Esta señalización con banderas o cintas esta comercialmente a la disposición y usualmente se instala justamente debajo de la superficie de la tierra directamente sobre los ductos. Se espera que un excavador descubra la cinta de precaución, para la excavación y evite el daño a la línea. Aunque este sistema de precaución temprana no proporciona ninguna protección física a la línea, sus beneficios desde el punto de vista del riesgo pueden ser de gran utilidad, para mitigar posibles incidentes o accidentes que repercutan sobre la integridad del bien.

En caso de ducto sumergidos la intención es la misma, se debe crédito a la profundidad del agua, cubierta de concreto, cubierta marina de la línea, y cubiertas de protección adicionales.

La profundidad del agua ofrece alguna protección contra daño de terceros. Esto no puede ser una suposición válida para todos los casos, ya que si existe alguna variación el cauce de las aguas o de las camas de los ríos con frecuencia pueden reducir la cubierta de la tubería dejándola expuesta a factores que pueden afectar la integridad del ducto, para evaluar esta condición hay que recurrir estudios de corriente de aguas y de profundidad para determinar la condición de la línea, especialmente el grado de exposición que directamente impacta el panorama de riesgos, este tipo de estudios se hacen por batimetrías que nos permiten identificar la variabilidad de la profundidad de los cuerpos de agua , para con ello definir planes de mitigación.

Ejemplo levantamiento Batimétrico.

Ilustración 6. Levantamiento batimétrico



Fuente: Tomado de google maps

10.1.2 Nivel de actividad. Es un fundamental para cualquier evaluación de riesgos el “área de oportunidad”. Para un análisis del potencial de daños de terceros el área de oportunidad está fuertemente afectada por el nivel de actividad cerca de la tubería. Es intuitivamente obvio que mientras más actividad de excavación haya en la cercanía de la línea se incrementa la oportunidad de daños a la tubería.

Las estadísticas de accidentes de la DOT (Department of Transportation) de sistemas de ductos, indican que durante el periodo de 1984 a 1987 el 35% de daños por excavación, ocurrieron en localidades clase 1 y clase 2. Estas son las áreas con

menor población, esta estadística tiende a respaldar la suposición que más población significa que más población significa más accidentes potenciales.

La densidad poblacional es un factor. Más gente en el área en general significa más actividad; la construcción de vallas de un edificio, la jardinería, la construcción de pozos de agua, la excavación o limpiezas para diques, pueden ser actividades que representan un riesgo para tubería y derivar en molestias.

Las molestias pueden ser tan pequeñas que tal vez no sean informadas por parte de quien las ocasiona, derivando normalmente en condiciones iniciales para fallas en la tubería en algún momento futuro. Tal vez uno de los mejores indicadores de los niveles de actividad son los informes de frecuencia, estos informes pueden venir directamente de la observación por parte del personal de la línea, de patrullas por tierra o por aire, y reportes telefónicos por parte del público u otros actores que intervengan, cuando se usan estas medidas se proporciona una base de datos, para evaluar el nivel de actividad sobre la zona circundante por donde se encuentra ubicada la línea, para de esta manera tomar acciones de control que deriven en la mitigación de acciones que comprometan la integridad del ducto.

10.2 FALLAS GEOMECÁNICAS E INESTABILIDAD DEL TERRENO

La instalación de tuberías para el transporte de hidrocarburos (oleoductos, poliductos, gasoductos, etc.) requiere una pista de ancho importante, para que se puedan movilizar los equipos de construcción: carga tubos, tiendetubos, zanjadoras, soldadoras y dobladoras, entre otros; esto impone la intervención de fajas del terreno de las cuales se retira la cobertura vegetal, dejando desprotegido el terreno durante el tiempo de construcción a merced de los agentes erosivos.

En el medio tropical el principal agente erosivo es la lluvia, la cual provoca el desprendimiento de partículas del suelo con el golpe de las gotas, luego estas partículas son arrastradas por la escorrentía que en su camino desprende nuevas partículas dando lugar a procesos de erosión, que, si no se controlan, se pone en peligro la estabilidad de la tubería, se afectan los terrenos vecinos y los cuerpos de agua, ocasionando problemas ambientales y legales severos.

En Colombia, a partir del auge en la construcción de sistemas de transferencia de hidrocarburos en las décadas 80 y 90, se desarrollaron algunas tecnologías para controlar la erosión y mantener la estabilidad de los terrenos. Al comienzo las acciones se encaminaron a controlar el arrastre de las partículas por la escorrentía, posteriormente se incluyó el control al desprendimiento de dichas partículas.

Estos desarrollos fueron adelantados por equipos de profesionales de diferentes disciplinas, sobretodo de las ciencias agrarias y biológicas y la ingeniería geotécnica; se encontró que la geotecnia por su capacidad de respuesta y su carácter interdisciplinario es la mejor herramienta para enfrentar estos procesos¹.

10.2.1 Factores de evaluación geotécnica.² La selección del tipo de obras y del procedimiento de construcción de un oleoducto o un gasoducto, en lo tocante a la estabilidad del terreno que se ocupa y la protección del sistema, dependen de las características geotécnicas y topográficas, las cuales se definen por medio de una zonificación del corredor adoptado.

¹ AMÓRTEGUI, José Vicente. Criterio de diseños geotécnicos. En J. Cortázar (presidencia), la Geotecnia en la protección de ductos de transferencia de hidrocarburos. Congreso en ACIEM capítulo CUNDINAMARCA, Bogotá, Colombia. Marzo de 2014

² GARCÍA. M. (Ed.). Clasificación de Movimientos de Falla de Taludes", Cap. 2 del Manual de Deslizamientos, Universidad Nacional de Colombia - Ministerio de Obras Públicas y Transporte, Bogotá. 1986

Para realizar la zonificación se aplican conceptos de la geología, la geomorfología, la interpretación de imágenes de sensores remotos, la hidrología y la hidráulica fluvial, que la geotecnia aglutina, decanta y analiza, adiciona sus propios criterios, para dar como resultado el diseño, localización aproximada y especificaciones de construcción de esas obras.

En los estudios geotécnicos de gasoductos se acostumbra elaborar un mapa geológico general, casi siempre en escala 1: 25000, en el cual se describen las unidades geológicas mayores, las distintas formaciones y los depósitos de ladera de mayor extensión, y se indican las trazas de fallas geológicas. La información básica proviene de mapas regionales existentes en Los Servicios Geológicos de cada país o en las oficinas de cartografía nacionales, mapas locales incluidos en estudios de ingeniería, ponencias de congresos y artículos de revistas u otras publicaciones técnicas, y de la interpretación de fotografías aéreas realizada para el proyecto específico. Además, en campo se identifican y delimitan los procesos de inestabilidad activos, los casos antiguos y aquellos casos "potenciales" en sitios en los cuales se reúnen ciertos factores físicos que pueden conducir a la falla del terreno posteriormente.³

A lo anterior se suman consideraciones sobre la topografía, el patrón de drenaje natural y el uso de la tierra; con frecuencia se dibuja un mapa de pendientes que ayuda a la interpretación de las formas del terreno. Mediante el análisis de toda esta información relativa al terreno en el cual se desarrolla el proyecto, se elabora una zonificación del corredor, agrupando en forma simplificada las áreas que presentan atributos comunes o rasgos similares, y cuya respuesta ante las modificaciones impuestas por las obras de ingeniería, puede esperarse que muestre cierta uniformidad.

³ *Ibíd.*

A los factores anteriores se suman otros relacionados con la actividad humana o los referentes a la práctica de la construcción y la operación eficiente de gasoductos:

- El uso de la tierra.
- La facilidad de acceso.
- La existencia de sitios críticos y áreas urbanizadas que no fue posible eludir en el trazado.
- La localización de otros proyectos de ingeniería o de zonas afectadas por procesos de explotación minera.
- La disponibilidad de materiales de construcción.
- La seguridad y las posibilidades de mantenimiento rutinario.
- La economía del proyecto.

10.3 CRITERIOS DE DISEÑO Y MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

La vulnerabilidad de los sistemas de transferencia de hidrocarburos ha evolucionado en las décadas recientes; inicialmente la situación más crítica se presentaba en la calidad de los tubos y hubo muchas roturas por falla en las costuras longitudinales o en el mismo material, posteriormente fueron las uniones entre tubos. Estas situaciones se resolvieron mediante un estricto control en la fabricación de los tubos y en la calidad del acero; las bridas de unión se cambiaron por juntas soldadas donde los procedimientos son controlados y probados para garantizar la calidad de las pegas; finalmente se realiza una prueba hidrostática en condiciones más exigentes que las de operación, antes de dar al servicio la tubería.

Resuelta esta vulnerabilidad mecánica, se encontró que la corrosión amenazaba seriamente el funcionamiento de las tuberías, pues éstas perdían espesor y por consiguiente capacidad, entonces las tuberías se protegieron con recubrimientos

anticorrosivos y se dotaron las líneas enterradas con sistemas de protección catódica, quedando así protegidos contra esta amenaza química.

Durante la etapa de diseño de un sistema nuevo, es difícil hacer un análisis detallado de su geometría y de las variables que producirán cambios en el sistema a través del tiempo, es por esto que se seleccionan materiales con alta calidad, que cumplen con los más altos estándares descritos por el American Petroleum Institute (API). En esta se establecen los requisitos que deben cumplir la tubería, dentro de los cuales están la composición química y las propiedades mecánicas (resistencia y tenacidad a la fractura), así como las condiciones de servicio que se han establecido, siendo esta última la condición más importante porque define los criterios operacionales del sistema.⁴

10.4 CORROSIÓN

La corrosión es un fenómeno o proceso natural que sigue las leyes de la ciencia, así que el hecho que la corrosión ocurra no debería sorprendernos. Se espera que casi todos los materiales se deterioren con el tiempo cuando se exponen a los elementos. Por ejemplo, cuando el hierro o el acero se exponen al aire y el agua, podemos esperar que se desarrolle óxido en unas pocas horas mostrando el conocido color rojo-marrón del óxido férrico. A veces la corrosión se desarrolla en pocos minutos. Si otros materiales, como el cobre, latón, zinc, aluminio o acero inoxidable, reemplazan al hierro, puede esperarse cierto grado de corrosión, pero podría tomar mucho tiempo en desarrollarse. Una razón para una reducción de la velocidad de corrosión con estos metales es la potencial formación de óxidos metálicos protectores de cobre, zinc, aluminio o cromo. Esta capa del óxido, aunque

⁴ AMÓRTEGUI. Óp. Cit.

bastante delgada, puede formar una barrera protectora contra el ataque continuo y puede desacelerar la velocidad de corrosión, casi hasta detenerla. Este proceso natural se conoce como pasivación. La formación de esta capa en la superficie, ya sea un óxido, carbonato, cloruro, sulfato u otro compuesto, es un factor principal en la resistencia a la corrosión, particularmente si la capa superficial separa eficazmente el metal del ambiente. Para ser efectiva, esta capa formada naturalmente debe ser resistente a la difusión y a la humedad. Por desgracia, el hierro o el acero común no forman esta barrera tan efectiva. El óxido formado permite la penetración del oxígeno y de la humedad, y el acero continúa oxidándose. Sin protección extra, el metal falla a la larga.

En la mayoría de los casos se usan los recubrimientos para formar capas protectoras artificiales sobre la superficie del hierro o el acero y prolongar su vida útil⁵.

10.4.1 Celdas de Corrosión. La reacción de corrosión puede ocurrir en un área más pequeña que la punta de un alfiler. Una superficie de acero puede tener muchas *celdas de corrosión* y puede dar la apariencia de oxidarse uniformemente sobre toda su superficie.

Si los ánodos y cátodos permanecen en el mismo lugar por un periodo de tiempo, la corrosión es localizada y tenemos corrosión por *picaduras*. Cuando se forma una picadura, la celda de corrosión se localiza y se fija dentro de la misma, y acelera la velocidad a la que el metal es atacado por la corrosión en ese punto específico. El resultado es a menudo la penetración del área con picaduras a través del metal. La corrosión en una superficie de acero puede propiciarse por la presencia de las incrustaciones de laminación, también conocida como “calamina”. La calamina puede observarse en la superficie del hierro y del acero nuevo en la forma de capas

⁵ NACE International. Memorias de programa de Inspectores de revestimiento Nivel 1. Bogotá D.C.: CIP LEVEL 1 NACE; 2007. 2007. p.1.

azul-negras de óxido ferroso, algunas de las cuales son más duras que el metal de origen. La calamina es eléctricamente positiva con relación al hierro o al acero, de modo que son catódicas con respecto al metal de origen. Una celda de corrosión se establece en presencia de la humedad, y la calamina catódica promueve la corrosión en las áreas anódicas del acero descubierto. Ésta es una razón por la que es importante remover la calamina de las superficies de acero antes de aplicar el recubrimiento. No deseamos promover la corrosión en la superficie, o cubrir las celdas de corrosión activas con una película de pintura.⁶

10.4.2 Elementos de una celda de corrosión. Para que ocurra la corrosión galvánica, cuatro elementos esenciales deben estar presentes:

- Ánodo
- Cátodo
- Ruta metálica (o conductor externo)
- Electrolito

Podemos ilustrar este proceso de corrosión estudiando la celda de una batería seca ordinaria, que depende de la corrosión galvánica para generar energía eléctrica. Note que los cuatro elementos están presentes.

- Un electrolito (cloruro de amonio húmedo y cloruro de zinc)
- Un electrodo negativo (cubierta de zinc) que corresponde al ánodo en una celda de corrosión
- Un electrodo positivo (carbón [grafito]) que corresponde al cátodo en una celda de corrosión
- Un alambre conductor que corresponde a una ruta metálica en una celda de corrosión.

⁶ *Ibíd.* p. 6

10.4.3 Corrosión en Estructuras de Acero. Cuando una estructura de acero se corroe, los cuatro elementos de la celda de corrosión están presentes. El acero conduce electricidad, de modo que proporciona su propia ruta metálica entre las áreas anódicas y catódicas en su superficie. Dado que el acero no es un metal absolutamente uniforme u homogéneo, una sola plancha de acero puede tener muchas diminutas áreas anódicas y catódicas en su superficie.

Las áreas anódicas y catódicas se forman por áreas en la superficie de la plancha que difieren (quizás sólo ligeramente) unas de otras en su potencial eléctrico. Por consiguiente, el acero ya tiene tres de los cuatro elementos necesarios para crear una celda de corrosión. Las mismas condiciones existen en la mayoría de los otros metales. Cuando una plancha desnuda de acero se moja con el rocío o la lluvia, el agua puede actuar como un electrolito. Si la plancha se ha expuesto a la atmósfera, es probable que los químicos en esta o en la superficie del metal se combinen con el agua para formar un electrolito más eficiente en la superficie de la misma. El agua pura es un electrolito muy pobre, pero si se presentan sales químicas (ej., cloruro de sodio en un ambiente marino), pueden disolverse en el agua y crear un electrolito que llega a ser más eficaz conforme aumenta la concentración de los químicos disueltos. La sal (cloruro de sodio) está presente en el ambiente marino, en el agua producida en la producción de petróleo y gas y en la refinación, así como en las sales para descongelamiento de caminos usadas en muchas carreteras en el hemisferio norte. Otras sales químicas comunes incluyen sulfatos derivados de los productos sulfurosos de la combustión industrial⁷.

⁷ *Ibíd.* p. 8

10.4.4 Los Efectos de los Factores Ambientales en la Corrosión. La alta humedad relativa, la humedad o el agua estancada permiten que la corrosión ocurra a través de la creación de un electrolito. El acero generalmente se corroe cuando se sumerge en agua. Los ambientes húmedos tienen velocidades más altas de corrosión que los ambientes secos. La velocidad de corrosión puede desacelerarse por la deshumidificación del aire, por ejemplo, en un espacio confinado como el tanque de lastre de un barco o un tanque de almacenamiento. El oxígeno, como el agua, sirve para aumentar la velocidad de corrosión. La corrosión puede presentarse en un ambiente con deficiencia de oxígeno, pero la velocidad de la reacción de corrosión (y la destrucción del metal) generalmente será mucho más lenta. En condiciones bajo tierra o sumergidas, puede ser que el electrolito en contacto con un área del metal contenga más oxígeno que el electrolito que está en contacto con otras áreas. El área en contacto con la concentración más alta de oxígeno será catódica en relación con la superficie restante. Se forma una celda de concentración de oxígeno que resulta en una corrosión rápida⁸.

10.5 DEFICIENCIAS CAUSADAS POR FALTA DE MANTENIMIENTO

Este tipo de eventos es ocasionado principalmente por el uso indebido de procedimientos y normativas aplicables. Que conllevan, a la realización de actividades de mantenimiento en forma errónea, comprometiendo la integridad de los actores que intervienen en el proceso.

⁸ *Ibíd.* p. 9

10.6 INCENDIO CERCA DEL GASODUCTO

En este evento se considera la existencia de incendios sobre el derecho de vía de la tubería, que comprometan la seguridad de las poblaciones de influencia, medio ambiente y estabilidad del sistema de transporte. Con la finalidad de mitigar la aparición de estos eventos, las compañías operadoras deben crear planes de acción y prevención, que incluyen la instalación de pizarras informativas en el derecho de vía, informando la naturaleza del producto y las consecuencias que desencadenan este evento. Para la ocurrencia de este evento se requiere de un tercero o un medio que lo desencadene.

10.7 LLUVIA TORRENCIAL LOCAL

Este tipo de evento es muy común en la zona, la ubicación geográfica propicia la aparición de lluvias torrenciales, por tener una alta humedad atmosférica, temperatura y presión atmosférica idóneas. Este tipo de lluvias tienen una magnitud de 25-30 mm/h de agua acumulada. Por lo anterior, este evento representa un riesgo para el activo. Ya que, humecta el terreno y propicia la aparición de deslizamientos.

10.8 SISMO DE MÁXIMA INTENSIDAD

La ubicación geográfica de la zona, es propicia para la aparición de sismos, la litología de la zona indica que es una unidad predominantemente arenosa. A sí mismo, está comprendida al occidente, por las estibaciones de la cordillera occidental y al oriente por el cinturón oriental Sinú-San Jacinto, creando un efecto

bafle que intensifica los sismos. El último evento tuvo lugar el día 27 de septiembre de 2017 y su magnitud superior a 4,5 en la Escala de Richter, el cual produce aceleraciones superficiales de más de 0,2 g. (g: aceleración de la gravedad: $9,8 \text{ m/s}^2$).

10.9 ALUVIONES

Esta situación incluye el deslizamiento y flujo de sedimentos transportados por fuentes hídricas, como consecuencia de fuertes lluvias. Causando bloqueos de los cursos de agua en algunos sectores, los cuales pueden producir deslizamientos adicionales de lodo y piedras en la medida que se rompan.

11. CONSECUENCIA Y PROBABILIDAD PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS

El objetivo de la RBI es determinar qué incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de la falla de un equipo y que tan probable (probabilidad) es que el incidente pudiera suceder. Combinando la probabilidad de uno o más de estos eventos con sus consecuencias, se determina el riesgo para la operación. Con frecuencia pueden ocurrir algunas fallas sin impactos significativos sobre la seguridad, el ambiente o la economía. De igual forma, algunas fallas tienen consecuencias potencialmente graves, pero si la probabilidad del incidente es baja, entonces el riesgo no implica acción inmediata. Sin embargo, si la combinación de probabilidad y consecuencia (riesgo) es lo suficientemente alta para ser inaceptable, entonces se recomienda una acción de mitigación para prevenir el evento.

12. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS DE RIESGO

Existen varios métodos para la identificación del riesgo y el análisis del mismo, los cuales varían y difieren en la manera de encontrar y valorar los riesgos, así como la forma de presentar los resultados, pero todos ellos tienen como enfoque principal la identificación de las amenazas y vulnerabilidades de los sistemas, definiendo esta como la etapa más importante del análisis. Entre los métodos de análisis de riesgos tenemos:

1. Métodos comparativos
2. Índices de riesgo
3. Métodos generalizados.

12.1 MÉTODOS COMPARATIVOS

Se basan en normativas vigentes, estándares y códigos aplicables para la identificación de riesgos a partir de la comparación directa entre procesos similares. Tienen en cuenta la experiencia del personal operativo, historiales de accidentes, reportes y acciones de cambio para la mejora en los sistemas. Entre los métodos comparativos más usados están el check list y los análisis históricos.

Check list. Es un método que nos permite evaluar de forma objetiva un proceso que está sometido a control. Está desarrollado por un grupo multidisciplinario que tiene como tarea identificar diversos factores de riesgo con la finalidad de mitigarlos.

Análisis históricos. Este tipo de método realiza una recopilación de información referente a accidentes ocurridos con la finalidad de identificar los peligros a los que se están sometidos, esta información puede ser propia de la experiencia vivida o con base a procesos semejantes. es un método muy limitado en cantidad y calidad de la información.

12.2 ÍNDICES DE RIESGO

Son métodos de evaluación de peligros que permiten asignar valores predeterminados que dan como resultados una clasificación relativa del riesgo sobre las diferentes áreas de una instalación industrial, existen diversos índices como el DOW y MOUD que se basan en la asignación de bonificaciones o penalidades sobre las instalaciones de una planta de acuerdo con las sustancias que allí se almacenan, utilizan o producen. Para el caso emplearemos el **índice MUHLBAUER** desarrollado especialmente para sistemas de tuberías, teniendo en cuenta factores de afectación como:

- Externa (terceros).
- Corrosión.
- Diseño
- Operación incorrecta.

12.3 MÉTODOS GENERALIZADOS

Son métodos muchos más estructurados desde los puntos de vista lógico-deductivos orientados, principalmente, hacia la toma de decisiones. Dentro de estos

métodos encontramos: What if?, árbol de fallas HAZOP y el análisis del error humano; utilizaremos como método generalizado el análisis de riesgo y operatividad (HAZOP). Este método (Hazard and Operability) inicia con un examen metódico y sistemático de los documentos de diseño que describen las instalaciones, por parte de un grupo multidisciplinario que identifica los puntos de cada proceso que pueden causar accidentes. Las desviaciones del valor de diseño.

13. METODOLOGÍAS SELECCIONADAS

13.1 MATRIZ DE RIESGO

Para las metodologías de clasificación de riesgos que utilizan las categorías de consecuencia y probabilidad, presentar los resultados en una matriz de riesgo es una forma efectiva de comunicación de la distribución de riesgos en toda una planta o unidad de proceso sin valores numéricos. Las categorías de probabilidad y consecuencia deben proporcionar suficiente discriminación entre los elementos evaluados.

Esta matriz se forma relacionando la probabilidad de ocurrencia y la consecuencia asociado con cada evento que se analiza. Se consideraron cuatro categorías en la probabilidad de ocurrencia: importante, media, bajo y remota, y cuatro posibles magnitudes para las consecuencias: grave, serio, moderado y menor

A continuación, se presenta de forma detallada la expresión utilizada para jerarquizar sistemas:

Riesgo = probabilidad x consecuencias

Consecuencias: Resultado de un evento. Pueden existir una o más consecuencias de un evento. Las consecuencias pueden oscilar de positivas a negativas. Sin embargo, las consecuencias son siempre negativas desde la óptica de seguridad. Las consecuencias pueden ser expresadas cualitativa o cuantitativamente.

Probabilidad: se define como la probabilidad de ocurrencia de un evento sin considerar las relaciones entre causa y efecto.

Tabla 2. Categorías que definen la probabilidad de ocurrencia de una situación de riesgo

DETERMINACIÓN DE IMPACTOS Y CONSECUENCIAS						
	IMPACTO SEGURIDAD Y SALUD	IMPACTO MEDIO AMBIENTE	IMPACTO OPERACIONAL	IMPACTO A TERCEROS	IMPACTO A PRESUPUESTO (COSTOS)	IMPACTO LEGAL
C4	Muerte / Impacto serio en el público.	GRAVE. Destrucción irreparable. Impacto de larga duración. Requiere de respuesta en gran escala.	Pérdida total de la producción	DAÑOS SEVEROS Destrucción de propiedad, afectación de la seguridad y requiere notificación a entes externos a la organización	>\$100.000.000	Revision de responsabilidades. Restauración importante. Sanciones
C3	Lesiones graves a empleados. Impacto limitado en el público.	SERIO. De duración moderada. Destrucción parcial de comunidades y deterioro severo del medio ambiente. Requiere de recursos importantes para mitigación.	Parada del sistema o sub sistema y repercute sobre otros sistemas	Afectación de propiedades, notificación a entes externos a la organización	\$50.000.000- \$100.000.000	Citación/Multa. Juicio por indemnización. Restauración menor.

DETERMINACIÓN DE IMPACTOS Y CONSECUENCIAS						
	IMPACTO SEGURIDAD Y SALUD	IMPACTO MEDIO AMBIENTE	IMPACTO OPERACIONAL	IMPACTO A TERCEROS	IMPACTO A PRESUPUESTO (COSTOS)	IMPACTO LEGAL
C2	Asistencia médica para el personal afectado. Sin impacto en el público.	MODERADO. De corta duración. Requiere de respuesta limitada y breve.	Impacta en niveles de inventario o calidad	Afectaciones leves, notificación a la organización	\$10.000.000- \$50.000.000	Advertencia
C1	Impacto menor en el personal.	MENOR. Requiere sólo de una respuesta menor o ninguna.	No genera efectos significativos sobre operaciones, producción y Mtto	No existen afectaciones , pero debe existir acompañamiento por parte de la organización	\$500.000- \$10.000.000	Requiere explicación, pero no tiene consecuencias legales

Estos factores se evalúan en reuniones de trabajo con la participación de las distintas personas involucradas en el contexto operacional (operaciones, mantenimiento, procesos, seguridad y ambiente). Una vez que se evalúan en consenso cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de Criticidad total y se obtiene el valor global de criticidad con la matriz de riesgo que se relaciona a continuación:

Tabla 3. Matriz para la estimación del riesgo

CONSECUENCIA	PROBABILIDAD			
	P1	P2	P3	P4
C1	IV	IV	III	II
C2	IV	III	II	II
C3	III	II	II	I
C4	II	I	I	I

Riesgo Inadmisible (TIPO I): son riesgos que requieren celeridad, hay que tomar planes de acción inmediatos, ya que representan una situación de emergencia.

Riesgo no deseado (TIPO II): se deben aplicar acciones correctivas con la finalidad de mitigarlo, el periodo de acción debe ser en un plazo no mayor a los 90 días. De requerirse más tiempo se deben establecer controles temporales

Riesgo tolerable (TIPO III): el riesgo no deja de ser relevante, pero las acciones correctivas dan espera, se pueden ejecutar durante una parada en el sistema. La solución no debe sobrepasar más de los 12 meses, luego de la identificación.

Riesgo mínimo (TIPO IV): Requiere seguimiento, pero puede programarse junto con otras mejoras operativas.

13.2 ÍNDICE MUHLBAUER

Este índice se enfoca en cuatro aspectos específicos (daño por terceros, índice de corrosión, diseño y operaciones incorrectas) sobre la operación de ductos, y la ponderación y posterior suma de las puntuaciones nos permite clasificar el nivel de riesgo existente. La clasificación del riesgo por medio de este método nos permite

ubicar el riesgo en de valores que van de 0 a 400 caracterizándolos de máximo a mínimo de la siguiente forma:

Clasificación de riesgos

350-400	Mínimo
300-349	Ligero
250-299	Moderado
200-249	Critico
Menor a 200	Máximo

En este método a mayor puntaje menor riesgo. Para cada uno de los aspectos específicos existe una puntuación, la cual depende plenamente de las características del sistema de ductos que se evalúe. Cada uno de los aspectos incluidos en estos cuatro índices se describe brevemente a continuación:

13.2.1 Índice de afectación por terceros

A. Profundidad mínima de cubierta.....0-20 Pts.

Es la cantidad de tierra que cubre el ducto: cubierta en pulgadas/3=puntos

B. Nivel de actividad.....0-20 Pts

Considera el tamaño y el tipo de población cercana al sistema de transporte

Tabla 4. Sistema de transporte

Clase de localización	Cantidad edificaciones	Puntuación
1	<10	20
2	10-45	15
3	45-100	10
4	>100	0

C. Instalaciones subterráneas.....0-10 Pts

Considera sistemas enterrados por ser susceptibles a disturbios por terceras personas.

Tabla 5. Instalaciones subterráneas

Tipo de sistema	Puntuación
Sistemas enterrados	10
Sistemas no enterrados	0

D. Sistemas de comunicación.....0-15 Pts

Existencia de sistemas de comunicación con la finalidad de informar y reportar a los actores invocados sobre la presencia de amenazas y daños sobre el sistema.

Tabla 6. Sistemas de comunicación.

Sistemas de Comunicación	Puntuación
Reglamentarios(De ley)	4
Respuesta inmediata ante un llamado	5
Estándares Internacionales ASMEB31.8	2
Permite llevar estadísticas de eficiencia	2
Propagación a la comunidad	2

E. Educación Pública.....0-15 Pts

Considera un trabajo en conjunto con las comunidades que están localizadas en las cercanías del ducto; las poblaciones en gran medida juegan un papel importante en la reducción de amenazas.

Tabla 7. Programa con comunidades.

Programas con las comunidades	Puntuación
Charlas informativas	5
Visitas puerta a puerta	3
Información por correos	2
Vayas informativas	2
Reunión con actores involucrados	3

F. Condición del derecho de vía.....0-5 Pts

Depende básicamente del estado del DDV.

Tabla 8. Estado de DDV.

Estado del DDV	Puntuación
Excelente	5
Bueno	4
Aceptable	3
Regular	2
Malo	1
Intransitable	0

G. Patrullaje.....0-15 Pts

Depende de la frecuencia del patrullaje sobre el DDV

Tabla 9. Frecuencia de patrullaje.

Frecuencia de patrullaje	Puntuación
Diario	15
3 días/ semana	12
Mensual	10

Frecuencia de patrullaje	Puntuación
Trimestral	8
Semestral	5
Nunca	0

13.2.2 Índice de corrosión

A. Corrosión atmosférica	0-10 Pts
A.1 Exposiciones atmosféricas	0-5 Pts
A.2 Tipo de Atmosfera	0-2 Pts
A.3 Revestimiento atmosférico	0-3 Pts
B. Corrosión interna	0-20 Pts
B.1 Corrosividad del producto	0-10 Pts
B.2 Protección interna	0-10 Pts
C. Corrosión subsuperficial	0-70 Pts
C.1 Ambiente subsuperficial	0-20 Pts
Corrosividad del suelo	0-15 Pts
Corrosión mecánica	0-5 Pts
C.2 Protección catódica	0-15 Pts
Potencial de interferencia	0-10 Pts
C.3 Revestimiento	0-10 Pts
Aptitud	0-10 Pts
Condición	0-15 Pts

13.2.3 Índice de diseño

A. Factor de seguridad	0-35 Pts
B. Fatiga	0-15 Pts
C. Potencial de aumento	0-10 Pts
D. Verificaciones de integridad	0-25 Pts
E. Movimientos de tierra	0-15 Pts

13.2.4 Índice de operaciones incorrectas

A. Diseño	0-30 Pts
A.1 Identificación de peligros	0-4 Pts
A.2 Potencial MAOP	0-12 Pts
A.3 Sistemas de Seguridad	0-10 Pts
A.4 Selección de material	0-2 Pts
A.5 Cheques	0-2 Pts
B. Construcción	0-20 Pts
B.1 Inspección	0-10 Pts
B.2 Materiales	0-2 Pts
B.3 Unión	0-2 Pts
B.4 Relleno	0-2 Pts
B.5 Manejo	0-2 Pts
B.6 Revestimiento	0-2 Pts
C. Operación	0-35 Pts
C.1 Procedimientos	0-7 Pts
C.2 SCADA	0-3 Pts
C.3 Prueba de Drogas	0-2 Pts
C.4 Programas de Seguridad	0-2 Pts

C.5 Encuestas \ mapas \ registros 0-5 Pts

C.6 Formación 0-10 Pts

C.7 Preventores de errores mecánicos 0-6 Pts

D. Mantenimiento 0-15 Pts

D.1 Documentación 0-2 Pts

D.2 Programar 0-3 Pts

D.3 Procedimientos 0-10 Pts

Tabla 10. Determinación de impactos y consecuencias

CATEGORÍA DE LA PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN DE LA PROBABILIDAD	PORCENTAJES
P4	Alta probabilidad de ocurrencia	>10% ,importante
P3	Eventos esporádicos o eventos asilados	(5-10), % significativo
P2	Nunca se ha producido en el campo de trabajo pero si en sistemas similares	(1-5)%, Moderado
P1	Es casi imposible que se produzca un evento	(1-0)% , Bajo

14. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍAS SELECCIONADAS

Las estimaciones de los valores entrados a menudo se utilizan cuando la consecuencia o la probabilidad de falla no están disponibles. Aun cuando se sepa que existen datos conocidos, las estimaciones conservadoras pueden ser utilizadas en un análisis inicial, quedando pendiente la entrada de información modelación de ingeniería o de proceso futuro, tal como un análisis de sensibilidad. Se debe tener mucha cautela porque ser demasiado conservador o sobreestimar los valores de las consecuencias o de las probabilidades de falla infla innecesariamente los valores de riesgo calculados. La presentación de valores de riesgo exagerados puede confundir a los planeadores de la inspección, y puede crear una falta de credibilidad para el usuario y para el proceso RBI.

14.1 EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS

Los diferentes tipos de consecuencias se pueden describir mejor por medio de medidas diferentes. Debemos considerar la naturaleza de los riesgos presentes y seleccionar unidades de medida adecuadas. Sin embargo, debemos tener en mente que las consecuencias resultantes deben ser comparables, tanto como sea posible para la priorización subsiguiente de riesgos, para cada uno de los eventos reconocidos en el análisis de riesgos definimos una escala de 1 a 5.

Tabla 11. Consecuencias escala de 1 a 5

EVENTOS	CONSECUENCIAS
Daños de terceros	5
Fallas geomecánicas	3.5
Diseño y selección de materiales	2.8
Corrosión	5
Mantenimiento y operaciones incorrectas	4
Incendios cerca los sistemas de gas natural	1.8
Lluvias torrenciales	2
Sismos de máxima intensidad	3
Aluviones	2

14.2 EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD

El análisis de probabilidad de falla debe abarcar todos los mecanismos de deterioro a los cuales es susceptible el equipo que se está estudiando. Además, debe incluir la situación donde el equipo está susceptible a múltiples mecanismos de deterioro, para cada uno de los eventos reconocidos en el análisis de riesgos definimos una escala de 1 a 100

Tabla 12. Probabilidad de ocurrencia de un evento

EVENTOS	PROBABILIDAD
Daños de terceros	30
Fallas geomecánicas	15
Diseño y selección de materiales	20
Corrosión	45
Mantenimiento y operaciones incorrectas	70
Incendios cerca los sistemas de gas natural	30
Lluvias torrenciales	30

EVENTOS	PROBABILIDAD
Sismos de máxima intensidad	10
Aluviones	20

Con todo lo anterior, se estimó la consecuencia en una escala de 1 a 5, en que 1 representa una consecuencia con un impacto menor y 5 representa una consecuencia grave sobre el sistema, y la probabilidad en una escala de 1 a 100, siendo 1, una probabilidad mínima de ocurrencia del evento sobre el sistema y 100 la máxima probabilidad de ocurrencia.

Ahora bien, la probabilidad la tenemos que definir como un cálculo porcentual, por lo que recurrimos a la siguiente ecuación:

$$\text{Probabilidad cuantitativa (\%)} = (P * (0.68e (C))) / 100$$

Dónde:

P (probabilidad de ocurrencia): los valores están dados en la TABLA 12, cuyos valores están dentro de la escala de 1 a 100.

C (Consecuencia): los valores están dados en la TABLA 11, cuyos valores se encuentran dentro de la escala de 1 a 5.

Con lo anterior obtenemos los siguientes datos:

Tabla 13. Probabilidad cuantitativa de ocurrencia de un evento

EVENTOS	PROBABILIDAD CUANTITATIVA (%)
Daños de terceros	30
Fallas geomecánicas	3,4
Diseño y selección de materiales	2,2
Corrosión	45

EVENTOS	PROBABILIDAD CUANTITATIVA (%)
Mantenimiento y operaciones incorrectas	23,9
Incendios cerca los sistemas de gas natural	1,2
Lluvias torrenciales	1,5
Sismos de máxima intensidad	1,4
Aluviones	1,0

Con los resultados obtenidos, tenemos un panorama más claro de la probabilidad de ocurrencia de un evento en particular, donde evidenciamos que los porcentajes más altos corresponden a los eventos que comprometen la integridad del sistema de transporte, para ello debemos ser más explícitos, por lo que usaremos estos datos con la finalidad de trasladarlos a las tablas 2 y 3 sucesivamente, con el propósito de obtener la categoría del evento y consecuencia de los mismos, para incluirla en la matriz de riesgos, así cumplir con el objetivo propuesto de Jerarquizar las amenazas y vulnerabilidades que ponen en riesgo la integridad del activo.

Tabla 14. Probabilidad cuantitativa de los eventos

EVENTOS	PROBABILIDAD CUALITATIVA
Daños de terceros	P4
Fallas geomecánicas	P2
Diseño y selección de materiales	P2
Corrosión	P4
Mantenimiento y operaciones incorrectas	P4
Incendios cerca los sistemas de gas natural	P2
Lluvias torrenciales	P2
Sismos de máxima intensidad	P2
Aluviones	P2

Tabla 15. Consecuencias de los eventos

EVENTOS	CONSECUENCIAS
Daños de terceros	C3
Fallas geomecánicas	C2
Diseño y selección de materiales	C2
Corrosión	C3
Mantenimiento y operaciones incorrectas	C3
Incendios cerca los sistemas de gas natural	C2
Lluvias torrenciales	C1
Sismos de máxima intensidad	C2
Aluviones	C2

14.3 MATRIZ DE RESULTADOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL RIESGO.

Una vez que están desarrollados los valores de riesgo, se pueden presentar en diferentes formas para comunicar los resultados del análisis a quienes toman las decisiones y quienes planean las inspecciones. Un objetivo del análisis de riesgos es comunicar los resultados en un formato común que gran variedad de personas puedan entender. El uso de una matriz de riesgos o diagrama es útil para alcanzar este objetivo.

A continuación, se presenta la matriz para la estimación del riesgo:

Tabla 16. Matriz de resultados para la estimación del riesgo.

CONSECUENCIA	PROBABILIDAD			
	P1	P2	P3	P4
C1	IV	<ul style="list-style-type: none"> Lluvias torrenciales 	III	II
C2		<ul style="list-style-type: none"> Fallas geo mecánicas Diseño y selección de materiales Incendios cerca al sistemas Sismos de máxima intensidad Aluviones 	II	II
C3		II	II	<ul style="list-style-type: none"> Daños de terceros Corrosión Mantenimiento y operaciones incorrectas
C4	II	I	I	I

Con los datos arrojados por la matriz de riesgos podemos dar los resultados en términos de consecuencia, probabilidad y jerarquizar las vulnerabilidades que ponen en riesgo sistema, de la siguiente forma:

Tabla 17. Resultados y posición del riesgo en cada evento.

EVENTOS	CONSECUENCIAS	PROBABILIDAD	RIESGO
Daños de terceros	C3	P4	I
Fallas geomecánicas	C2	P2	III
Diseño y selección de materiales	C2	P2	III
Corrosión	C3	P4	I
Mantenimiento y operaciones incorrectas	C3	P4	I
Incendios cerca los sistemas de gas natural	C2	P2	III

EVENTOS	CONSECUENCIAS	PROBABILIDAD	RIESGO
Lluvias torrenciales	C1	P2	IV
Sismos de máxima intensidad	C2		III
Aluviones	C2	P2	III

Con base a los resultados obtenidos por medio de la matriz de criticidad, podemos clasificar y jerarquizar los riesgos presentes en el sistema de la siguiente forma:

Riesgos inadmisibles:

- Daños de terceros
- Corrosión
- Mantenimiento y operaciones incorrectas

Riesgos tolerables:

- Fallas geo mecánicas
- Diseño selección de Materiales
- Incendios cerca de los sistemas de gas natural
- Sismos de máxima intensidad
- Aluviones

Riesgos mínimos:

- Lluvias torrenciales

Ahora bien, para cumplir con los objetivos propuestos, debemos realizar una comparación entre las metodologías seleccionadas como son; la matriz de criticidad e indicadores de MUHLBAUER. Cada estudio de análisis de riesgos es singular, ya que en ningún caso se repiten. Es decir, no hay una conjunción entre la magnitud y

la probabilidad de ocurrencia de un evento en particular. De tal forma, que amenace o vulnere la integridad del sistema de transporte de gas natural, como el caso la línea de flujo NÍSPERO-JOBO.

Por lo anterior, realizar una comparación entre estas dos metodologías, nos permite comprobar lo acertado de las suposiciones, y tener un panorama más amplio, para definir las recomendaciones que conlleven a la reducción de los riesgos sobre los eventos seleccionados.

No obstante, todas las amenazas y vulnerabilidades que comprometen la integridad del activo se pueden cuantificar, lo que representa una ventaja sobre el análisis de los riesgos.

14.4 EVALUACIÓN DE INDICADORES DE MUHLBAUER.

A continuación, desarrollaremos la metodología de los índices de Muhlbauer:

Tabla 18. Evaluación de lo sindicadores de Muhlbauer.

Índice	Evaluación	Puntuación	
		Max	Calificación
Índice afectación de terceros			
Profundidad mínima de cubierta	40/3	20	13
Nivel de actividad	Encuestas	20	15
Instalaciones subterráneas	Sistemas enterrados	10	10
Sistemas de comunicación	Plan de Riesgos	15	8
Educación de riesgos	Departamento social y asuntos comunitarios	15	8
Condición de derecho de vía		5	3
Patrullaje	Trimestral	15	8

Índice	Evaluación	Puntuación	
		Max	Calificación
Puntuación de índice		100	65
Índice de Corrosión			
Corrosión Atmosférica			
Exposiciones atmosféricas	Transición tierra-aire en entrada y salida	5	2
Tipo de atmosfera	Alta humedad	2	2
Revestimiento atmosférico	FBE, carece de revestimiento en las transiciones tierra-aire	3	2
Corrosión interna			
Corrosividad del producto	Alta corrosión (acero al carbón), presencia de H2S	10	5
Protección Interna	No hay planes de limpieza, ni uso de inhibidores químicos	10	4
Corrosión Subsuperficial			
Ambiente subsuperficial	Alto nivel freático	20	5
Corrosividad del suelo	Los suelos no son alcalinos ni ácidos, no hay presencia de pirita y bacterias anaeróbicas que aceleren la corrosividad del material, pero se evidencia mucha materia orgánica en la composición de los suelos.	15	10
Corrosión mecánica	Impurezas en gas y suelo %MAPO=P de Operación/P máx.=1800/3200=0.5625*100=56.25%	5	1
Protección catódica	Ánodos de magnesio ubicados en los PK 3+200 y PK 7+300, no hay rectificadores ni termo generadores sobre la línea.	15	8
Potencial de interferencias	Presencia de líneas de alta tensión.	10	3
Revestimiento	FBE	10	5
Aptitud/Comportamiento		10	5
Condición	Revestimiento en buen estado – vida útil de 22 años de servicio bajo parámetros idóneos.	15	10
Puntuación de índice		100	62
Índice de diseño			
Factor de seguridad	Tubería API5LX42 de t=0.42"	35	30

Índice	Evaluación	Puntuación	
		Max	Calificación
Fatiga		15	10
Potencial de aumento(Golpes de Ariete)	Baja probabilidad de golpe de ariete= 5 Imposible que ocurra =10	10	5
Verificaciones de integridad	Prueba hidrostática a 0.78* MAPO	25	25
Movimientos de tierra	Sismos registrados de 4,5° en la cuenca de Ciénega de Oro	15	10
Puntuación de índice	100	100	80
Índice de operaciones incorrectas			
Diseño			
Identificación de peligros	Estudios de riesgos	4	4
Potencial MAOP	Operación rutinaria: 0 Probable: 5 Poco probable: 10 Improbable: 12	12	10
Sistemas de seguridad	No hay sist. de seguridad: 0 Mecanismos de observación remota:2 De 2 a 3 sist. De seguridad: 4 Mecanismos de control primario: -2 No requiere sistemas de seguridad: 10	10	4
Selección de materiales	Existe control de documentos de la selección de materiales e instalación: 2 No existe control de documentos: 0	2	2
Cheques	Si existen cheques en el sistema:2 No hay cheques: 0	2	2
Construcción			
Inspección	Personal competente e información documentada. Si:10 No: 0	10	10
Materiales	Control documental sobre la selección de los materiales:2 No existe control documental: 0	2	2

Índice	Evaluación	Puntuación	
		Max	Calificación
Unión	Inspección al 100% de las juntas bridadas y soldadas:2 Existe inspección pero no al 100%:0	2	0
Relleno	Material seleccionado:2 Material de la zona colado: 1 Material de la zona sin colar: 0	2	1
Manejo	Buenas técnicas de manejo de tubería:2 Malas técnicas de manejo: 0	2	0
revestimiento	Inspeccionado de forma minuciosa, con los estándares y equipos idóneos:2	2	2
Operación			
Procedimientos	Existen procedimientos operativos y de mantenimiento:7	7	7
SCADA	No hay sistemas de monitoreo SCADA: 0	3	0
Prueba de drogas	Programas HSE y políticas de control y uso de drogas	2	2
Programas de salud	Programas de control HSE	2	2
Encuestas/mapas/registros	Existencia de registros	5	5
Formación	Programas de charlas y capacitaciones, personal competente para la operación	10	10
Preventores de eventos mecánicos	Existen historiales de mantenimiento basados en el historial de operación, estándares aplicables: 6 No existen historiales de mantenimiento: 0	6	6
Mantenimiento			
Documentación	Se cumplen los sistemas de gestión y estándares aplicables	2	2
Programa	Mantenimientos correctivos, no hay un programa de mantenimiento definido	3	0
Mantenimiento	Ordenes de trabajo correctivas, no hay un plan de mantenimiento definido	10	3
Puntuación de índice	100	100	74
PUNTUACIÓN TOTAL DE LOS ÍNDICES		400	261

De acuerdo a los resultados de la Tabla 13 (Evaluación de los indicadores de Muhlbauer), obtuvimos como resultado una puntuación total de 261, lo que permite ubicarla dentro de clasificación de riesgos, como un riesgo moderado. Clasificados de la siguiente forma:

350-400	Mínimo
300-349	Ligero
250-299	Moderado
200-249	Crítico
Menor a 200	Máximo

Con referencia a la metodología de matriz de criticidad, evidenciamos que los resultados obtenidos, son similares, lo que indica que ambas metodologías se encuentran en la misma dirección y cumplen con el mismo objetivo. Ahora bien, partiendo de los resultados anteriores, podemos jerarquizar e individualizar los índices de la siguiente forma:

Tabla 19. Orden jerárquico de los indicadores de Muhlbauer.

ÍNDICE	VALORES		NIVEL DE RIESGO
	Asignado	Máximo	
Índice de Corrosión	62	100	Riesgo Crítico
Índice de afectaciones a terceros	65	100	Riesgo Alto
Índice de Operaciones incorrectas	74	100	Riesgo Moderado
Índice de Diseño	80	100	Riesgo Menor

14.5 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

Con base a los resultados obtenidos, evidenciamos que ambas metodologías arrojaron resultados muy similares. Sin embargo, podemos apreciar que existen diferencias, semejanzas, ventajas y desventajas que relacionamos a continuación:

- Los indicadores de Muhlbauer nos permiten identificar 46 criterios de riesgos presentes en el sistema de transporte, lo que indica una ventaja sobre la metodología de matriz de riesgos. La cual, solo se puede desarrollar con las 9 amenazas y vulnerabilidades identificadas en el estudio.
- Ambas metodologías nos dan como resultado que la jerarquización de los riesgos, se encuentran en un mismo nivel.
- La matriz de riesgo no permite ser más objetivos en la toma de decisiones, referente a las medidas de control que debemos implementar. Ya que, nos da un parámetro más amplio sobre las consecuencias e impactos que generan los riesgos dentro del sistema.
- Los índices de Muhlbauer nos permiten jerarquizar las amenazas y vulnerabilidades existentes. A hora bien, estos no incluyen un plan de acciones correctivas que permitan mitigarlas.

Por lo anterior, podemos evidenciar que el uso de los indicadores de Muhlbauer, nos arroja mayores beneficios en comparación con la metodología de la matriz de criticidad. Esta nos permite identificar un mayor número de criterios de riesgos sobre la línea de flujo NÍSPERO- JOBO; Sin embargo, es indispensable el uso de planes de acciones correctivas que nos permitan mitigarlos.

15. MEDIDAS DE CONTROL

Una vez identificados los criterios de riesgos, procedemos a establecer las medidas de control pertinentes para mitigar los riesgos sobre el sistema, considerando los riesgos que van de alto ha moderado:

- Corrosión
- Daño de terceros
- Mantenimiento y operaciones incorrectas
- Diseño y selección de materiales
- Fallas geomecánicas
- Incendios cerca del sistema de transporte
- Sismos de alta intensidad
- Aluviones

15.1 CORROSIÓN

La corrosión es un riesgo que está asociado principalmente a la falta de mantenimiento e inspección sobre la línea de flujo.

A continuación, definiremos las medidas de control para mitigarla:

- Supervisión constante de los potenciales on-off sobre el sistema de transporte, esta información deberá ser documentada en registros, por lo que se debe implementar un programa de control de calidad estricto, donde se asegure un plan de inspección constante sobre el sistema de protección catódica.

- Verificar los elementos de la protección catódica, según sea necesario, antes de que fallen.
- Definir programas de inspección interna por medio de marranos de limpieza inteligentes.
- Cuando se evidencie pérdida de material por corrosión o daños sobre la tubería, se debe recurrir al análisis de defectología y según los resultados concluidos se deben tomar acciones inmediatas, en caso que los porcentajes de pérdida superen los indicados por las normas aplicables, se debe realizar reemplazo de la tubería o elementos del sistema que se encuentren en esta condición.
- En zonas con un nivel freático alto o condiciones de humedad relativa superiores al 80%, se deben definir sistemas de monitoreo constante para definir las áreas de problemas específicos de corrosión. Estas áreas serán inspeccionadas de manera frecuente con el uso de herramientas que dictaminen la velocidad de corrosión sobre estos puntos en particular.
- En áreas donde existen cruces con líneas de transmisión de alta tensión, se debe tener especial cuidado por las interferencias con los sistemas de protección catódica. Puesto que, pueden causar apantallamiento y daños en el sistema de protección, dejando expuesta la integridad de la tubería.
- Revisión periódica del estado del revestimiento, para ello se deben hacer excavaciones e inspeccionar que no exista corrosión localizada a causa de fenómenos como la hidrólisis.
- Uso de inhibidores químicos para evitar corrosión, en el sistema de transporte existe presencia de ácidos sulfhídricos y contaminantes que aceleran el proceso corrosivo en el interior de la tubería.

- Inspecciones periódicas mediante la técnica DCVG, para determinar defectos en el revestimiento y comportamiento del sistema de protección catódica para determinar el comportamiento anódico o catódico del defecto.

15.2 DAÑO DE TERCEROS

Este riesgo tiene en cuenta los daños intencionales y daños accidentales producidos por terceros. Los daños accidentales se generan principalmente, por excavaciones realizadas sobre el derecho de vía, y por la siembra de árboles o plantaciones sobre las áreas de influencia de la línea. Los daños intencionales, corresponden principalmente a actos terroristas o saboteos, ocasionados por personal ajeno al proceso.

Entre las medidas de control para mitigar la acción de estos riesgos tenemos:

- Uso de mecanismos de señalización que indiquen la ruta de la línea de flujo.
- Vayas informativos que indiquen la prohibición de las excavaciones en el área y teléfonos de contactos en caso de requerir acompañamiento del personal de la compañía operadora.
- En caso de existir sistemas de control, como válvulas de bloqueo a lo largo de la línea, se deben construir bunkers con concretos de alta densidad y resistencia mecánica, con la finalidad de evitar el acceso a personal no autorizado.
- Trabajo de acompañamiento a las comunidades aledañas, con la finalidad de informar los riesgos a los cuales están sometidos y así mismo crear una cultura de comunicación.

- Mantener actualizada la información sobre el trazado de la tubería, por medio de inspecciones periódicas para su localización, y georeferenciarla con coordenadas de mapa para ubicarla espacialmente ante entidades cartográficas.
- Crear sistemas de información geográfica GIS (geographic information system), con la finalidad de tener una base de datos actualizada.
- Sistemas de comunicación de directa con entidades gubernamentales, para el control de la seguridad del sistema, para mitigar los riesgos productos de sabotajes y terrorismo.
- Elaborar planes de contingencia en caso de presentarse un evento, que coloque en riesgo la integridad del sistema.

15.3 MANTENIMIENTO Y OPERACIONES INCORRECTAS.

Para mitigar los riesgos producidos por el mantenimiento y operaciones incorrectas, se tomarán las siguientes medidas de control:

- Control con auditorías internas y externas en forma periódica, con la finalidad de evaluar los programas de control y diseñar planes de mejoras para optimizar los procesos.
- Programación de simulacros de forma periódica, con la finalidad de identificar posibles fallas u observaciones positivas, producto de simulacros o programas de inspección realizados anteriormente. Así mismo, reforzar los programas de capacitación para crear destrezas, que nos permitan resolver las diferentes situaciones que se puedan presentar.

- Programas de capacitación permanentes dirigidos al personal de mantenimiento y operaciones, con énfasis en la seguridad de los procesos y problemas técnicos que comprometan la integridad del activo.
- Todas las actividades de mantenimiento y operación, deben documentarse y realizarse con base a procedimientos técnicos autorizados por los departamentos involucrados.

15.4 DISEÑO Y SELECCIÓN DE MATERIALES

Para mitigar este tipo de riesgos, se tomarán las siguientes medidas de control:

- Emplear herramientas tecnológicas de última generación y programas de simulación, como ASPEN HYSYS, con la finalidad de modelar procesos ideales, alejados de amenazas que pongan en riesgo la integridad de los activos, permitiéndonos replicar este proceso a la realidad, haciendo con ello sistemas más seguros.
- Uso de estándares internacionales y normativas legales vigentes, para la selección de materiales idóneos, con márgenes de seguridad elevados.
- Documentar todos los registros de calidad y certificaciones de los materiales usados en el proceso constructivo de la línea de flujo. Esto nos permite, tener una trazabilidad de los materiales y llevar un control en el tiempo de los mismos.
- Recurrir a entidades gubernamentales de forma periódica, con la finalidad de solicitar información de tipo geográfica, sismográfica e hidrográfica del área. Esto

nos permite, mantener actualizado el panorama de los riesgos que están latentes en el sistema.

- Realizar estudios topográficos y de suelo, con la finalidad de analizar posibles variaciones, en la composición de los suelos adyacentes y coordenadas geodésicas de la línea de flujo.

15.5 FALLAS GEOMECÁNICAS

Para este tipo de riesgo, definimos las siguientes medidas de control:

- Realizar un programa de inspecciones rutinarias del derecho de vía, con la finalidad de anotar los posibles hallazgos que comprometan la integridad de la tubería. Para el caso, debemos inspeccionar fallas geológicas, localizadas en mapas geológicos de la región, y anotar comportamientos anormales o variaciones registradas en el tiempo.
- Diseñar obras de control (Geotecnia), con la finalidad de mitigar los efectos de las fallas geomecánicas.
- Programar estudios topográficos periódicos, con la finalidad de determinar variaciones en las fallas geomecánicas y geológicas.

15.6 INCENDIOS CERCA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este tipo de riesgo está relacionado con los daños productos de terceros, muchas veces estos eventos son provocados por personal ajeno al proceso. Sin embargo, existen otros factores que también los desencadenan, como son fenómenos climáticos adversos.

Para este tipo de riesgo, definimos las siguientes medidas de control:

- Instalación de pizarras informativas, describiendo la naturaleza del producto transportado y las consecuencias de realizar quemas sobre el derecho de vía.
- Realizar un programa de inspección de fugas, a lo largo del trazado del derecho de vía. Todo esto con la finalidad de detectar y jerarquizar el tipo de fuga, para definir acciones de control para mitigar el evento.
- Usar herramientas tecnológicas avanzadas, con la finalidad de detectar fugas de forma precisa. es de anotar, que está prohibido el uso de equipos con llama, o sistemas que puedan desencadenar una conflagración.
- Charlas informativas permanentes, el departamento de relaciones comunitarias, debe establecer un cronograma de charlas e inculcar conciencia sobre las poblaciones vecinas, sobre los riesgos que conducen este tipo de eventos.

15.7 SISMOS DE ALTA INTENSIDAD

Para mitigar los riesgos producidos por este evento, debemos definir las siguientes medidas de control:

- Establecer un programa de prevención ante sismos de gran intensidad, donde se definan planes de contingencia para preservar la vida del personal operativo y la integridad de la tubería.
- Realizar simulacros periódicos, con la finalidad de replicar las posibles consecuencias que producen este tipo de eventos.
- Diseñar un programa de inspección minucioso, el cual se activará luego de la aparición del evento. Este programa debe ser muy profundo, se analizarán todos los eventos relacionados anteriormente. sin excepciones.
- Definir sistemas de seccionamiento a lo largo del trazado, estos sistemas comprenden válvulas de bloqueo, actuadores hidroneumáticos y elementos que permiten seccionar la línea en sectores, donde se evidencian daños producidos por el evento. De esta forma, el material gaseoso arrojado a la atmosfera es mucho menor.

15.8 ALUVIONES

El grupo de medidas de control para reducir el riesgo de daños en el sistema son:

- Identificar las áreas susceptibles a deslizamientos, con la finalidad de reforzar el ducto, aumentando espesores de revestimiento y refuerzos mecánicos adicionales.
- Instalar filtros hidráulicos, desarenadores, trinchos, box culvert y sistemas de protección adicionales, que permitan mitigar las consecuencias del efecto.
- Realizar inspecciones periódicas, las cuales deben estar acompañadas por un especialista de hidroingeniería, con la finalidad de realizar un análisis de la topografía y definir planes de acción. Es de anotar, que esta documentación debe ser documentada para llevar un control de registros.
- Usar herramientas de medición calibradas (pluviómetro), que nos permitan llevar un control de las precipitaciones caídas durante un periodo de tiempo.

16. PLANES DE INSPECCIÓN

Definidas las medidas de control, necesarias para mitigar los riesgos consecuentes de los eventos seleccionados, es necesario establecer planes de inspección. Puesto que nos permiten detectar conductas y situaciones que coloquen en riesgo la integridad de los empleados, comunidad, medio ambiente y equipo intervenido.

A continuación, se definen los planes de inspección:

Tabla 20. Planes de inspección.

EVENTO	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD	CRITICIDAD	PLAN DE INSPECCIÓN	FRECUENCIA
Corrosión	C3	P4	I	Toma de potenciales on-off	3 meses
				DCVG	Anual
				Limpieza interna	Semestral
				Aplicación de inhibidores de corrosión	Según criterio de especialista NACE
				Inspección Marrano inteligente	2 años/criterios especialistas NACE
Daños de terceros	C3	P4	I	Recorridos metro a metro	Semestral
				Mtto señalización	Semestral/según condición
				Charlas comunales	Semanales/ según criterio del departamento de comunidades
				Reuniones de seguridad	Anuales, con participación de entes gubernamentales
				Simulacros y planes de contingencia	Anuales, con participación de entes gubernamentales

EVENTO	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD	CRITICIDAD	PLAN DE INSPECCIÓN	FRECUENCIA
Mantenimiento y operaciones incorrectas	C3	P4	I	Inspecciones operacionales	Mensuales/según criterio de los expertos
				Simulacros operacionales	Anuales
				Auditorías internas y externas	Anuales
				Control de Capacitaciones	trimestral
Diseño y selección de materiales	C2	P2	III	Auditorias para control documental	Anual
				Control de tecnologías y actualizaciones de software, herramientas y equipos.	Anual
				Control de capacitaciones	Anual
Fallas geomecánicas	C2	P2	III	Recorridos DDV	Trimestral
				Topografía y estudio de suelo	Anual
				Revisión documental (Mapas, estudios de suelos, gradientes, etc.)	Anual
Incendios cerca del sistema de transporte	C2	P2	III	Recorridos metro a metro	Semestral
				Mtto señalización	Semestral/según condición
				Charlas comunales	Semanales/ según criterio del departamento de comunidades
				Reuniones de seguridad	Anuales, con participación de entes gubernamentales
				Simulacros y planes de contingencia	Anuales, con participación de entes gubernamentales
Sismos de alta intensidad	C2	P2	III	Simulacros y planes de contingencia	Anuales, con participación de entes gubernamentales
				Topografía y estudio de suelo	Anual

EVENTO	CONSECUENCIA	PROBABILIDAD	CRITICIDAD	PLAN DE INSPECCIÓN	FRECUENCIA
				Revisión documental (Mapas, estudios de suelos, gradientes, etc.)	Anual
				Calibración de instrumentos de medición	trimestral
Aluviones	C2	P2	III	Simulacros y planes de contingencia	Anuales, con participación de entes gubernamentales
				Inspección de obras de estabilidad y control	semestrales
				Recorridos DDV	Trimestral
				Calibración de instrumentos de medición	trimestral

Los planes de inspección enumerados anteriormente, se aplican con la frecuencia definida. Sin embargo, al presentarse eventos por fuera de los tiempos establecidos, definiremos tiempos de respuestas, acordes con el nivel de riesgo, como se muestra a continuación:

Riesgo Inadmisibles (TIPO I): son riesgos que requieren celeridad, hay que tomar planes de acción inmediatos, ya que representan una situación de emergencia.

Riesgo no deseado (TIPO II): se deben aplicar acciones correctivas con la finalidad de mitigarlo, el periodo de acción debe ser en un plazo no mayor a los 90 días. De requerirse más tiempo se deben establecer controles temporales

Riesgo tolerable (TIPO III): el riesgo no deja de ser relevante, pero las acciones correctivas dan espera, se pueden ejecutar durante una parada en el sistema. La solución no debe sobrepasar más de los 12 meses, luego de la identificación.

Riesgo mínimo (TIPO IV): Requiere seguimiento, pero puede programarse junto con otras mejoras operativas.

17. ANÁLISIS DE COSTOS

La reducción de los costos de inspección generalmente no es el objetivo principal de una evaluación RBI, pero con frecuencia es un efecto secundario de optimización. Cuando el programa de inspección se optimiza en base a una comprensión del riesgo, se pueden realizar los siguientes beneficios de reducción de costos:

- a) las actividades de inspección ineficaces, innecesarias o inapropiadas pueden ser eliminadas.
- b) la inspección de bajo riesgo puede eliminarse o reducirse.
- c) los métodos de inspección en línea de tipo invasivos, pueden ser sustituidos por métodos no invasivos que permiten que el equipo continúe operando. Lo que constituye una reducción significativa en los costos asociados con paradas innecesarias.
- d) inspecciones frecuentes menos efectivas pueden ser sustituidas por inspecciones infrecuentes más efectivas.

El RBI no solo se puede utilizar para optimizar los costos de inspección que afectan directamente los costos del ciclo de vida, sino que también puede ayudar a reducir los costos generales del ciclo de vida a través de varias evaluaciones de costos y beneficios.

A continuación, se mostrarán arquetipos, con los cuales podremos reducir los costos del ciclo de vida a través de RBI con evaluaciones de costos y beneficios:

a) RBI debe mejorar la predicción de fallas causadas por mecanismos de daños. Esto, a su vez, debe dar confianza al usuario para que continúe operando el equipo de forma segura, más cerca de la fecha de falla prevista. Al hacer esto, el tiempo de ciclo del equipo debe aumentar y los costos del ciclo de vida disminuyen.

b) con un el plan de inspección adecuado, podemos obtener mayores ganancias y menores costos del ciclo de vida a través de un mantenimiento reducido, inspecciones optimizadas y un mayor tiempo de actividad de la unidad / equipo.

c) Los costos de reparación y mantenimiento también tienen un efecto sobre los costos del ciclo de vida de un artículo de equipo. Al utilizar los resultados del plan de inspección de RBI para identificar con mayor precisión dónde inspeccionar y qué reparaciones y reemplazos se esperan, el trabajo de entrega y mantenimiento se puede preplanificar y, en la mayoría de los casos, se ejecuta a un costo menor que si no se planifica

18. RECOMENDACIONES

- Se recomienda diseñar un plan de mantenimiento, con base a las frecuencias definidas en los planes de inspección.
- Se recomienda la verificación de los ánodos de sacrificio en las frecuencias establecidas, ya que, en la jerarquización de los criterios de riesgos, la corrosión aparece en un nivel crítico, dada las características de la zona, referente a los altos niveles de humedad registrados, el alto índice de lluvias y registros de suelos, con un nivel freático alto.
- Se recomienda planes detallados e instrucciones para los empleados cubriendo los procedimientos de operación y mantenimiento para las instalaciones de gas durante las operaciones normales y su reparación.
- Se recomienda dar atención particular a aquellas zonas de la línea de flujo que presentan el mayor peligro para el público en caso de una emergencia o requerimientos de mantenimiento extraordinarios.
- Se recomienda establecer procedimientos por escrito, que provean la base de instrucciones para el personal de operación y mantenimiento; orientados a minimizar el riesgo que resulte de una emergencia de gasoducto. Como mínimo, los procedimientos deberán atender los siguientes aspectos:
 - (a) Un sistema para recibir, identificar y clasificar las emergencias que requieren respuesta inmediata por parte de la compañía operadora.

- (b) Indicar claramente la responsabilidad de instruir a los empleados en los procedimientos que figuran en las listas de los planes de emergencia y para entrenar a los empleados en la ejecución de tales procedimientos.
 - (c) Indicar claramente quiénes son los responsables de actualizar el plan.
 - (d) Establecer un plan para el manejo inmediato y adecuado de todas las llamadas concernientes a emergencias, ya sea que provengan de clientes, el público, los empleados de la compañía o de otras fuentes.
 - (e) Establecer un plan para la rápida y efectiva respuesta a un aviso de cada tipo de emergencia.
 - (f) Controlar las situaciones de emergencia, incluyendo la acción a tomar por parte del primer empleado que llegue a la escena.
 - (g) La diseminación de la información al público.
 - (h) La restauración segura del servicio a todas las instalaciones afectadas por la emergencia, después de que se hayan tomado las medidas correctivas apropiadas.
 - (i) Informar y documentar sobre la emergencia.
- Se recomienda establecer y mantener vínculos de relación con los oficiales de bomberos, policía, y otros funcionarios públicos apropiados, de los servicios públicos y medios de comunicación.

- Establecer procedimientos para analizar todas las fallas y accidentes para determinar las causas y para minimizar la posibilidad de que el incidente ocurra de nuevo. Este plan deberá incluir un procedimiento para seleccionar muestras de las instalación o equipo que falló para examen en laboratorio, cuando sea necesario.

19. CONCLUSIONES

Los gasoductos son un sistema de transporte de gran peligrosidad. Sin embargo, es lo más viable en términos económicos, convirtiéndolo en un sistema crítico. De tal forma, que los estudios de análisis de riesgos son fundamentales.

Por medio del análisis y aplicación de la metodología, pudimos determinar los criterios de riesgos existentes, lo cual nos mostró hacia donde enfocar los recursos para evitar que este tipo de eventos se desencadenen en una falla.

En consecuencia, se pudo jerarquizar las amenazas y vulnerabilidades, presentes en la línea de flujo NÍSPERO-JOBO. Cumpliendo con el objetivo propuesto. De modo similar, se creó una visión más amplia del riesgo dentro del sistema.

La aplicación de dos metodologías permitió comparar los resultados obtenidos y emitir medidas de control, lo cual permite optimizar la seguridad de los procesos.

Los criterios de riesgo evaluados por las metodologías seleccionadas nos demostraron que los escenarios de mayor riesgo son la corrosión, daños ocasionados por terceros y operaciones incorrectas.

Se lograron establecer, medidas de control con la finalidad de reducir o eliminar la probabilidad de ocurrencia de los criterios de riesgos seleccionados, y en consecuencia desarrollar planes de inspección; dicha inspección se programará en periodos de tiempo determinados y se le dará prioridad en función de la magnitud de los criterios de riesgo determinados.

La aplicación de estas metodologías, integró todos los niveles jerárquicos de la compañía, lo cual nos permitió tener un enfoque más amplio ante el desconocimiento de funciones y procesos desarrollados por la compañía, distintos a los adelantados en el departamento de mantenimiento, como es el caso particular de las reuniones con las comunidades aledañas y entes gubernamentales.

El análisis realizado nos permitió dar un enfoque cuantitativo y cualitativo acerca del nivel de riesgo, identificando de esta forma, las características del diseño, del sitio o de las operaciones que son más importantes para el riesgo. El análisis cuantitativo de riesgos se diferencia del cualitativo por la profundidad de análisis y la integración de evaluaciones detalladas, por lo que concluimos que el índice de Muhlbauer, es la metodología idónea, para determinar los criterios de riesgos que amenazan o vulneran la integridad de la línea de flujo.

La inspección basada en riesgo nos permitió, promover la consistencia y la calidad en la identificación, la evaluación y la administración de riesgos pertinentes al deterioro de material que podrían llevar a la pérdida del contenido.

Esta metodología es dinámica, por lo que hay que evaluar los criterios de riesgos identificados de forma constante, dada la variabilidad de las condiciones ambientales, demográficas, políticas y demás factores que pueden intervenir en el proceso.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection. First Edition. Washington D.C.: API; 2002. API-RP580.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second Edition. Washington D.C.: API; 2003. API-570.

AMÓRTEGUI, José Vicente. Criterio de diseños geotécnicos. En J. Cortázar (presidencia), la Geotecnia en la protección de ductos de transferencia de hidrocarburos. Congreso en ACIEM capitulo CUNDINAMARCA, Bogotá, Colombia. Marzo de 2014

GARCÍA. (Ed.). Clasificación de Movimientos de Falla de Taludes", Cap. 2 del Manual de Deslizamientos, Universidad Nacional de Colombia - Ministerio de Obras Públicas y Transporte, Bogotá. 1986.

JONES, Richard. "Risk-Based Management: A Realibility-Centered Approach", Gulf Publishing Company, First Edition, Houston, Texas 1995.

MÜHLBAUER W. KENT. PIPELINE Risk Management Manual, 3ª Ed. Elsevier, 2004.

NACE International. CIP LEVEL 1. Bogota D.C.: NACE; 2007.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas transmission and distribution piping. ASME B 31.8; 1999.

WOODHOUSE, Jhon. "Criticality Analysis Revisited", The Woodhouse Partnership Limited, Newbury, England 1994.