

**GERENCIAMIENTO DE PROGRAMAS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN
TERMINALES MARÍTIMOS PETROLEROS**

CARLOS ANTONIO VERGARA GUTIERREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**GERENCIAMIENTO DE PROGRAMAS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN
TERMINALES MARÍTIMOS PETROLEROS**

CARLOS ANTONIO VERGARA GUTIERREZ

**MONOGRAFÍA PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA
DE HIDROCARBUROS.**

DIRECTOR: INGENIERO HERNAN BEDOYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DE UN PROGRAMA DE GESTION DE INTEGRIDAD.....	13
1.1.1 OBJETIVOS DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD.....	13
1.1.2 ALCANCE DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE TERMINALES	14
1.2 CONTENIDO DE UN PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PARA UN TERMINAL...	15
2. VALORACION RAID	19
2.1. VALORACIÓN DEL RIESGO Y AMENAZAS DE INTEGRIDAD DEL TERMINAL	19
2.1.1. POSIBILIDAD DE OCURRENCIA DE FALLA (PDF)	20
2.1.2. CONSECUENCIA DE LA OCURRENCIA DE FALLA (CDF).....	20
2.1.3. FUNDAMENTOS PARA UN PLAN DE VALORACIÓN DE RIESGOS PARA UN TERMINAL.....	20
2.1.4. CLASIFICACIÓN DEL RIESGO EN TERMINALES	21
2.1.5. VALORACIÓN DE RIESGOS INICIAL	22
2.1.6. VALORACIÓN DE RIESGOS PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO	24
2.1.7. VALORACIÓN DE RIESGOS PARA TUBERÍAS	25
2.1.8. VALORACIÓN DE RIESGOS PARA EQUIPOS CRÍTICOS	26
2.1.9. CONSECUENCIAS AMBIENTALES ATRIBUIBLES A INTEGRIDAD	28
2.1.10. CONSECUENCIAS A LA POBLACIÓN ATRIBUIBLES A INTEGRIDAD.....	28
2.1.11. CONSECUENCIAS AL NEGOCIO ATRIBUIBLES A INTEGRIDAD	28
2.1.12. MATRIZ DE RIESGOS	29
2.1.13. EQUIPO DE TRABAJO PARA VALORACIÓN DE RIESGOS POR INTEGRIDAD	29
2.1.14. POSIBILIDAD DE FALLA (PDF)	30
2.1.15. CONSECUENCIAS DE LA FALLA (CDF).....	30
3. PLANES DE PREVENCIÓN Y MITIGACION.....	32
3.1 PLANTEAMIENTO Y OPCIONES DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN.....	32
3.2 SELECCIÓN DE LAS MEDIDAS APROPIADAS DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN	35
3.3 CAPACIDAD DE RESPUESTA A EMERGENCIAS	36
3.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA EL DISEÑO DE CONSTRUCCIONES NUEVAS O MODIFICACIONES	36
4. PLANES DE INSPECCION Y VALORACION DE INTEGRIDAD DE UN TERMINAL.....	38
4.1. MÉTODOS DE INSPECCIÓN	39
4.2. MÉTODOS DE VALORACIÓN.....	40
4.3. ESTABLECIMIENTO DE INTERVALOS DE INSPECCIÓN Y MITIGACIÓN DE RIESGOS	40
4.4. ESTABLECIMIENTO DE UNA ESTRATEGIA DE INSPECCIÓN BASADA EN LA EVALUACIÓN DE RIESGOS	41
4.5. PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y ACTIVIDADES DE INSPECCIÓN	41
4.6. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN Y DETERMINACIÓN DE ACCIONES CORRECTIVAS.....	43

4.7. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN Y REPARACIÓN	43
5. INSPECCION INTEGRIDAD Y MONITOREO	45
5.1. INSPECCIONES INTEGRIDAD	46
5.2. VALORACIÓN INTEGRIDAD TANQUES	46
5.2.1. INSPECCIONES TANQUES EN SERVICIO	47
5.3. VALORACIÓN INTEGRIDAD TUBERÍAS	49
5.3.1. INSPECTOR AUTORIZADO PARA TUBERÍAS	50
5.3.2. INSPECCIONES DE TUBERÍAS SUPERFICIALES	50
5.3.3. INSPECCIONES DE TUBERÍAS ENTERRADAS O BAJO EL MAR.	54
5.3.4. VALORACIÓN DE INTEGRIDAD DE TUBERÍAS DE DIÁMETRO PEQUEÑO, TUBERÍAS AUXILIARES Y CONEXIONES ROSCADAS	57
5.3.5. INTERVALOS DE INSPECCIÓN INTERNA Y EXTERNA	58
5.4. VALORACIÓN INTEGRIDAD DE UNIONES BRIDADAS	59
5.5. VALORACIÓN INTEGRIDAD VÁLVULAS	60
5.6. VALORACIÓN INTEGRIDAD TANQUES SUMIDERO	61
5.7. VALORACIÓN INTEGRIDAD BOYAS Y PLEM (PIPELINE END MANIFOLD) SUBMARINOS	62
6. PLANES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORAMIENTO	67
6.1. PLAN INTEGRIDAD PARA GESTIÓN DEL CAMBIO EN EL TERMINAL	67
6.1.1. REQUISITOS MÍNIMOS	68
6.2. PLAN PARA LAS MEDIDAS DE DESEMPEÑO	68
6.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL PLAN DE MEDICIÓN DE DESEMPEÑO	69
6.2.2. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	69
6.2.3. PROPÓSITO PLAN DE CONTROL DE CALIDAD	70
6.2.4. CARACTERÍSTICAS DEL PLAN DE CONTROL DE CALIDAD	70
6.2.5. PLAN DE AUDITORIAS	71
6.2.6. PLAN DE COMUNICACIÓN	72
6.2.7. COMUNICACIONES INTERNAS	72
6.2.8. COMUNICACIONES EXTERNAS	73
CONCLUSIONES	74
BIBLIOGRAFIA	75

TABLA DE FIGURAS

FIGURA 1.	CICLO DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DEL TERMINAL	15
FIGURA 2.	ANÁLISIS DE RIESGOS TERMINALES	22
FIGURA 3.	VISIÓN GENERAL DEL PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS CUALITATIVO.....	24
FIGURA 4.	VISIÓN GENERAL DEL PROCESO DE VALORACIÓN DE RIESGOS CUALITATIVO:.....	27
FIGURA 5.	MATRIZ DE RIESGOS.....	31

RESUMEN

TITULO: GERENCIAMIENTO DE PROGRAMAS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN TERMINALES MARÍTIMOS PETROLEROS

AUTOR: CARLOS ANTONIO VERGARA

PALABRAS CLAVES: Terminal Marítimo, Integridad, Gestión, Amenazas, Riesgos

La meta de todo operador que transporta o almacena hidrocarburos debe ser la prevención de fugas o rupturas y debe ser un objetivo de carácter corporativo traducido, en un compromiso general a todo nivel por proteger la vida, la salud y la seguridad de empleados, comunidades y medio ambiente. Un Programa de Gestión de Integridad para Terminales consiste en un conjunto de planes y actividades individuales, los cuales, al trabajar juntos e integradamente, reducen o mitigan los riesgos de afectación por parte de la operación Terminal a la población o al medio ambiente. Su implementación es un proceso altamente iterativo, manteniendo un ciclo continuo de gestión y coherente con las operaciones que se llevan a cabo el Terminal., el cual requiere de un significativo intercambio de información e interacción entre los diferentes planes que lo conforman. Los planes individuales interactúan entre sí manteniendo un ciclo continuo de gestión. El Programa de Gestión Integridad debe partir de una evaluación de amenazas y evaluación del riesgo, luego desarrollar el programa en sí, la implementación del programa y el mejoramiento del programa a raíz de las lecciones aprendidas. Las amenazas a la integridad de un Terminal tales como corrosión interna y externa, operaciones incorrectas, construcción, materiales/manufactura, interferencia externa y agrietamiento, deben ser valoradas individual e integradamente con una periodicidad acorde con los cambios internos y externos. El diseño y estructuración es un proceso dinámico y flexible, el cual se debe actualizar y revisar permanentemente, de acuerdo con los requerimientos operacionales. Esta evaluación continua permitirá un mejoramiento constante del programa, el cual debe contemplar el uso de nuevas estrategias, planes, procedimientos y tecnologías.

* Proyecto de Grado

** Facultad: Ingeniería de Petróleos. Escuela Especialización Gerencia de Hidrocarburos.
Director : Hernán Bedoya

ASBTRAC

TITLE: INTEGRITY MANAGEMENT AT MARITIMES TERMINALS

AUTHOR: CARLOS ANTONIO VERGARA

KEYWORDS: Terminal, Integrity, management, threats, risks

The goal of all operator who transports or stores hydrocarbons must be the prevention of leaks or ruptures and must be an objective of translated corporative character, in a general commitment at all level to protect the life, the health and the security of employees, communities and environment. A Program of Management of Integrity for Terminals consists of a set of plans and individual activities, which, when working together and with integration, reduce or mitigate the risks of affectation on the part of the Terminal operation to the population or environment. Its implementation is a highly iterative process, maintaining a continuous cycle of coherent management and with the operations that are carried out the Terminal. which requires of a significant exchange of information and interaction between the different plans that conform it. The individual plans interact to each other maintaining a cycle continuous of management. The Program of Management Integrity must divide of an evaluation of threats and evaluation of the risk; soon develop the program in himself, the implementation of the program and the improvement of the program as a result of the learned lessons.

The threats to integrity of a Terminal such as internal and external corrosion, incorrect operations, construction, materials/manufacture, external interference and cracking, must be valued individual and in group with an agreed regularity with the internal and external changes. The design and structuring are a dynamic and flexible process, which is due to update and to review permanently, in agreement with the operational requirements. This continuous evaluation will allow a constant improvement of the program, which must contemplate the use of new strategies, plans, procedures and technologies.

* Graduation Project

** Faculty: Petroleum Engineering. Hydrocarbon Management Specialization School. Director: Hernán Bedoya

Agradecimientos,

A mis hijos Sebastian y Mariana, a quienes durante todos estos meses que estuve estudiando viernes, sábados y hasta domingos, les tome parte del tiempo que debería compartir con ellos, y en su inocencia comprendieron que su papá al igual que ellos debía cumplir con su deber de estudiar

A mi amada esposa quien siempre me apoyo desde el inicio y me motivó permanentemente a seguir adelante recordándome que los sueños hay que buscarlos y que con esfuerzo y perseverancia se cumplen.

Agradezco a Oleoducto Central S.A. OCENSA, quien apoyó mi crecimiento profesional en particular al Ingeniero Jorge Castiblanco quien promovió el darme esta maravillosa oportunidad.

Igualmente agradezco al Ingeniero Hernán Bedoya quien con sus múltiples ocupaciones y responsabilidades acepto ser el director de esta monografía que me permite finalizar el programa como Especialista en Gerencia de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Este documento está elaborado para brindar orientación servir de referencia general a profesionales, las empresas y operadores del sector de petróleo para que puedan estructurar y verificar su propia gestión de integridad en Terminales Marítimos Petroleros, aplicando las mejores prácticas que garanticen la integridad de la operación y el mantenimiento, para lograr un manejo operativo, social y ambiental de manera responsable. A hoy se requiere que un operador de un Terminal, diseñe y desarrolle un Programa de Gestión de Integridad escrito, que pueda de manera directa o indirecta minimizar la afectación o amenaza de su operación en un área de alta consecuencia (HCA), en el evento de un derrame de hidrocarburos.

Se entiende por Terminal Marítimo Petrolero a toda instalación que posee la infraestructura necesaria para exportar o importar, almacenar temporalmente petróleo crudo o derivados, por medio de oleoductos buque-tanques (petroleros), boyas o carrotanques. El mantener la exportación o importación de hidrocarburos en los Terminales requiere una cuidadosa manipulación del producto a raíz que debe ser considerado como un líquido peligroso.

La integridad en los Terminales Marítimos Petroleros juegan un papel esencial dentro del sistema de transporte de hidrocarburos de cualquier país y más aún, los Terminales toman especial relevancia al estar ubicados en proximidades al mar lo cual hace particulares sus medidas de prevención ante cualquier afectación de su entorno. Por lo general son lugares turísticos o reservas ambientales con entornos vulnerables a cualquier impacto generado por una contaminación o fuga de hidrocarburo. Los Terminales son una pieza clave para la economía de un país y su prioridad debe ser una operación segura, limpia y confiable, a partir de altos estándares y buenas prácticas de operación y mantenimiento de la industria, cumpliendo de forma rigurosa las normas y regulaciones internacionales y tomando en consideración el cumplimiento de las leyes en cuanto a operación y protección del medio ambiente, parámetros y requerimientos

En los Terminales Marítimos Petroleros colombianos los crudos son almacenados y exportados en buques tanques a través de oleoductos submarinos y unidades de cargue (TLUs- Tankers Loading Units), que se encuentran a varias millas náuticas de la costa. Estas unidades de cargue, pueden atender buques tanques hasta de 160.000 toneladas de peso muerto y 17,3 metros de calado máximo, a una velocidad de 60.000 barriles por hora. Esta labor es monitoreada desde cuartos de control del buque tanque y de los operadores de los Terminales en tierra, y buzos especializados que realizan inspecciones periódicas durante toda la operación de cargue, con el fin de asegurar la integridad del sistema. Una vez finaliza esta operación, inspectores independientes certifican la calidad y cantidad de los crudos entregados por el operador del Terminal. Los eventuales eventos que podrían suceder como

derrames estarían dentro de la responsabilidad normal y control del operador del Terminal. Por esta razón es la obligación por parte del operador de mantener los equipos en condición apropiada. Esta responsabilidad por cualquier evento se encuentra limitada a hechos causados únicamente por operaciones y equipos, y no incluye acciones de terceras partes. El indicador o meta corporativa de cualquier operador de Terminal Marítimo Petrolero debe ser cero barriles de hidrocarburos derramados

Foto 1: Terminal Marítimo Petrolero Coveñas-Colombia



Fuente: El Autor

1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DE UN PROGRAMA DE GESTION DE INTEGRIDAD

A la fecha no existe una norma o un estándar en la industria que de lineamientos o establezca los requisitos de manera particular para establecer un Programa de Gestión de Integridad para Terminales Marítimos Petroleros. Si bien existen normatividades y regulaciones para Integridad para ductos como los establecidos en, API 1160 (Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines), DOT CFR 49 Parte 195, secciones F y H (Departamento de Transporte de USA) que dan algunos lineamientos respecto a Gestión de Integridad estos están enfocados en ductos no están enfocados en los Terminales Marítimos Petroleros. En la actualidad en Colombia tampoco existen regulaciones o códigos específicos respecto al manejo de integridad en Terminales. Solo hasta el presente año el Icontec publica una norma técnica referente a gestión de integridad para ductos.

Los Terminales Marítimos Petroleros siempre estarán ubicados en un área de alta consecuencia *HCA, término que utilizaremos con frecuencia en próximos capítulos. Un HCA es un área considerada como sensible ante cualquier derrame de hidrocarburos.

1.1.1 Objetivos de un Programa de Gestión de Integridad

La meta de todo operador que transporta o almacena hidrocarburos debe ser la prevención de fugas o rupturas y debe ser un objetivo de carácter corporativo traducido, en un compromiso general a todo nivel por proteger la vida, la salud y la seguridad de empleados, comunidades y medio ambiente. Un Programa de Gestión de Integridad para Terminales consiste en un conjunto de planes y actividades individuales, los cuales, al trabajar juntos e integradamente, reducen o mitigan los riesgos de afectación por parte de la operación Terminal a la población o al medio ambiente. Su implementación es un proceso altamente iterativo, manteniendo un ciclo continuo de gestión y coherente con las operaciones que se llevan a cabo el Terminal., el cual requiere de un significativo intercambio de información e interacción entre los diferentes planes que lo conforman. Los planes individuales interactúan entre sí manteniendo un ciclo continuo de gestión. El Programa de Gestión Integridad debe partir de una evaluación de amenazas y evaluación del riesgo, luego desarrollar el programa en sí, la implementación del programa y el mejoramiento del programa a raíz de las lecciones aprendidas.

1.1.2 Alcance de un Programa de Gestión de Integridad de Terminales

El alcance de un Programa de Gestión de Integridad de un Terminal debería ser elaborado buscando que se compatible con las situaciones específicas de cada Terminal. Lo primero que se debe definir son los activos a los cuales aplicará el Programa y a cuales no cubre el Programa. Para el propósito de este documento y como mínimo se propone que el Programa deberá acoger los siguientes activos:

- Tanques superficiales de almacenamiento de crudo y/o combustible.
- Tuberías aéreas y enterradas (piping)
- Uniones Bridadas
- Tanques Sumidero
- Tuberías de diámetro menor a 2" plg.
- Equipos críticos para detección de fugas.
- Equipos críticos para contención de derrames.
- Equipos críticos para protección a la sobre presión.
- Válvulas
- Sistema de Boyas de para cargue o descargue de buques
- Mangueras marinas para cargue

Los activos que no cubren el programa de Gestión de Integridad de Terminales son los equipos rotativos, equipos eléctricos o estructuras de soporte. Estos activos serán cubiertos por planes referentes a la confiabilidad

Ejemplos de Equipos Rotativos no cubiertos por el Programa de Gestión de Integridad:

- Generadores.
- Bombas.
- Compresores.
- Agitadores.

Ejemplos de Equipos Eléctricos no cubiertos por el Programa de Gestión de Integridad:

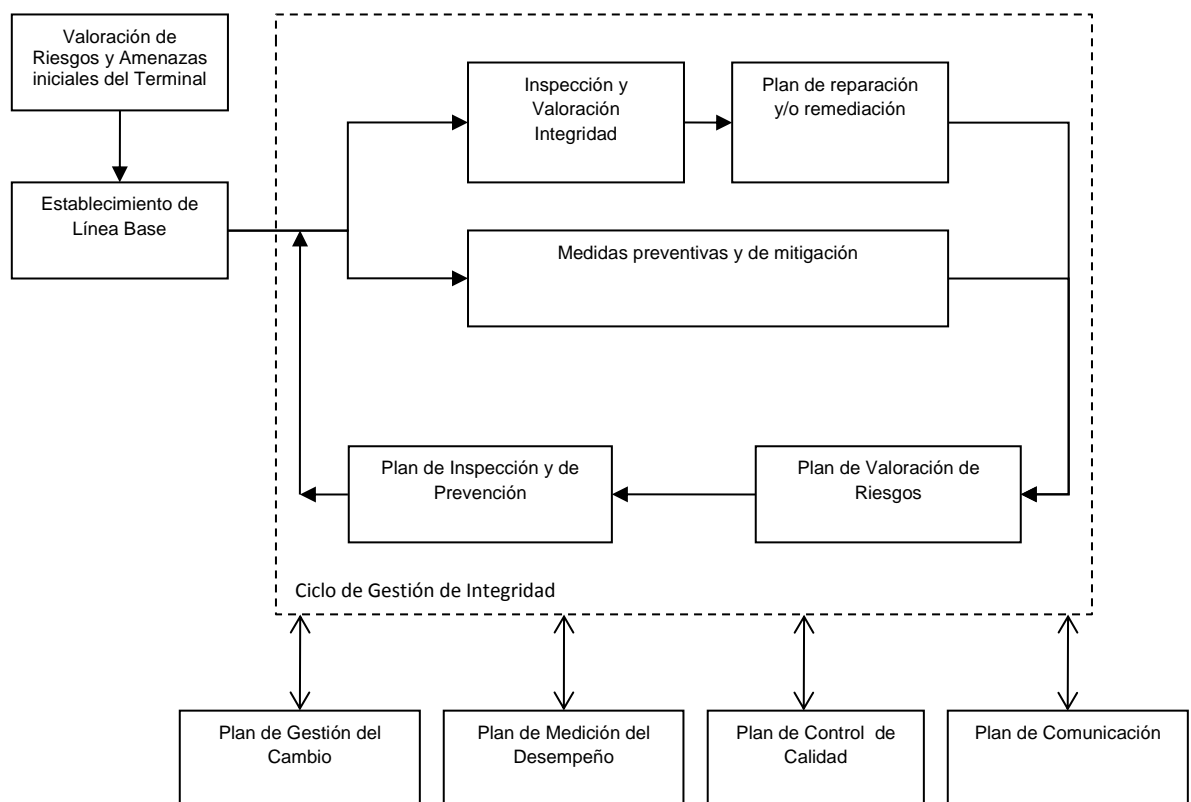
- Generadores de Potencia.
- Motores.
- Iluminación.

Ejemplos de Estructuras o Soportes no cubiertos por el Programa de Gestión de Integridad:

- Fundiciones.
- Equipos de Isaje.

1.2 Contenido de un Programa de Gestión de Integridad para un Terminal

Figura 1. Ciclo de Gestión de Integridad del Terminal



Fuente: El Autor

La Valoración de Riesgos Inicial del Terminal incluye una etapa previa de recopilación, revisión e integración de la información relacionada con la operación, mantenimiento, inspecciones previas, diseño, historia operativa, modos específicos de falla y demás inquietudes específicas relacionadas con la integridad e inherentes al Terminal. La información recopilada y analizada es utilizada para realizar una valoración inicial con una búsqueda sistemática y exhaustiva de las posibles amenazas a la integridad del Terminal. A través de la evaluación integrada de la información y datos recopilados, el proceso de valoración de

riesgos identifica la ubicación de los eventos o condiciones específicos o la combinación de los mismos que puedan conducir a una pérdida de la integridad en el Terminal. Así mismo el proceso de valoración de riesgos suministra información acerca de posibilidad de ocurrencia y de la consecuencia de estos eventos, ofreciendo una guía para la asignación de recursos y el desarrollo de otros planes tendientes a disminuir el riesgo.

El Establecimiento de una Línea Base utiliza los resultados de la Valoración de Riesgos Inicial y desarrolla un plan para tratar los riesgos más significativos y valorar la integridad del Terminal Este plan incluye las actividades de inspección y valoración de integridad, así como las actividades de prevención y mitigación de los riesgos identificados en la valoración inicial.

El Establecimiento de la Línea Base evalúa la fiabilidad estructural de por ejemplo, la boya, las mangueras, los tanques de almacenamiento, recipientes a presión, tuberías y equipos principales del Terminal utilizando métodos de verificación de integridad tales como inspecciones planeadas y documentadas, pruebas hidrostáticas y otros métodos de inspección o evaluación.

Las Líneas Base podrán generar listas de condiciones que tienen el potencial de afectar a la población, al medio ambiente o al negocio. Las condiciones que requieran ser reparadas o monitoreadas deberán ser incluidas dentro de un Plan de Reparación y/o Remediación especificando que condiciones serán reparadas y el período de tiempo en el cual estas reparaciones deberán realizarse. Este plan incluirá:

- Revisión y análisis de los resultados de la valoración
- Calificaciones de las personas que evalúan los resultados de las valoraciones
- Qué condiciones deben ser reparadas
- Evaluación de los resultados de la reparación
- Programación de las reparaciones / remediaciones
- Criterios para la reparación / remediación
- Métodos de reparación
- Requisitos o condiciones de acceso
- Requisitos de documentación
- Modificaciones al plan basadas en la retroalimentación obtenida durante la ejecución

Las **Medidas de Prevención y Mitigación** se enfocan a mitigar el riesgo identificado mediante la reducción de la posibilidad de ocurrencia de una falla y/o de la consecuencia de la falla.

El **Plan de Valoración de Riesgos** considerará los resultados de las valoraciones de integridad, de las reparaciones y/o trabajos de remediación ejecutados, de las medidas de prevención y mitigación tomadas así como los cambios en la operación o la adición de nuevos elementos en los Terminales y realizará una nueva valoración del riesgo con el fin de asegurar que el proceso analítico refleja las condiciones actuales de Terminales.

El **Plan de Inspección y Prevención** considera los más recientes resultados del Plan de Valoración de Riesgos e identifica acciones de prevención y mitigación adicionales para tratar los nuevos riesgos o amenazas identificados. De igual forma se usa para soportar la actualización de los programas de inspección y valoración de integridad.

El anterior Ciclo de Gestión de Integridad para Terminales puede ser complementado por los siguientes planes de medición de gestión y de soporte:

Plan de Gestión del Cambio: Asegura que los cambios en el diseño, operación, mantenimiento del Terminal son evaluados desde la perspectiva del impacto que puedan ocasionar en los riesgos potenciales antes de su implementación. Adicionalmente después de que los cambios sean realizados, se deben incorporar de forma adecuada en los análisis futuros de riesgos para asegurar que el Plan de Valoración de Riesgos considera el sistema tal es operado, mantenido y configurado en el momento de realizar el análisis.

Así mismo, el **Ciclo de Gestión de Integridad** para Terminales se complementará e interactuará con los siguientes planes de soporte y de medición de gestión:

- Plan de Gestión del Cambio
- Plan de Medición del Desempeño
- Plan de Control de Calidad
- Plan de Comunicación

Plan de Gestión del Cambio: Asegura que los cambios en el diseño, operación, mantenimiento del Terminal son evaluados desde la perspectiva del impacto que puedan ocasionar en los riesgos potenciales antes de su implementación. Adicionalmente después de que los cambios sean realizados, se deben incorporar de forma adecuada en los análisis futuros de riesgos para asegurar que el Plan de Valoración de Riesgos considera el sistema tal es operado, mantenido y configurado en el momento de realizar el análisis.

- Un proceso de manejo del cambio incluirá:
- Razón para el cambio

- Autoridad que aprueba el cambio
- Análisis de las implicaciones del cambio
- Adquisición de los permisos requeridos
- Comunicación del cambio
- Calificaciones del personal que debe realizar la revisión y la implementación del cambio

Plan de Medición del Desempeño: Periódicamente recolecta información relacionada con el desempeño del programa y evalúa el éxito de las técnicas de valoración utilizadas, así como de las actividades de reparación y de mitigación.

Plan de Control de Calidad: Proporciona confirmación documental de que la compañía está cumpliendo los requisitos del Programa de Gestión de Integridad para Terminales. Dentro de los requisitos de este plan se encuentran las auditorías a la documentación, la implementación y el mantenimiento del programa. Así mismo incluye el tipo de documentación requerido, la ubicación(es) de los registros, asigna la responsabilidad del diligenciamiento de la documentación y la frecuencia de las actualizaciones requeridas.

Plan de comunicación: Mantiene efectivamente informado al personal de la compañía acerca del programa, sus objetivos, su implementación y los resultados obtenidos.

Foto 2: Cargue de Crudo de Tanquero en Monoboya o TLU



Fuente: El autor

2. VALORACION RAID

2.1. Valoración del Riesgo y Amenazas de Integridad del Terminal

La valoración de riesgos es un proceso analítico a través del cual se determinan los tipos de eventos o condiciones adversas que pueden impactar la integridad de un Terminal, la posibilidad de que estos eventos o condiciones puedan terminar en una pérdida de integridad y la naturaleza y severidad de las consecuencias que pueden ocurrir después de la falla.

La valoración de riesgos debe incluir cuatro tareas fundamentales:

- Suponer que cierto escenario o cadena de eventos puede ocurrir.
- Estimar la posibilidad que ese escenario pueda ocurrir.
- Predecir la severidad de ese escenario, si ocurre.
- Decidir un curso de acción basado en la posibilidad y severidad de las consecuencias.

Para propósitos de este documento el riesgo se define como “La posibilidad de que un evento o condición de cómo resultado una fuga y que esta afecte a las personas, al medio ambiente (ej. Que el producto alcance el mar)”. Lo anterior implica:

- La posibilidad es una parte necesaria para la medición del riesgo.
- La consecuencia es una parte necesaria para la medición del riesgo.
- La definición completa de riesgo requiere de un par de datos: Posibilidad y consecuencia.

De esta forma se define matemáticamente el riesgo como:

$$\text{Riesgo} = \text{Posibilidad} \times \text{Consecuencia}$$

Al combinar la posibilidad de uno o más eventos con sus consecuencias se determinará el riesgo a la operación en el Terminal. Algunas fallas podrán producirse con relativa frecuencia sin un significado adverso en términos de seguridad, impacto al medio ambiente o económico. De forma similar algunas fallas pueden originar serias consecuencias, pero si la consecuencia es baja, el riesgo puede no requerir una acción inmediata. No obstante si la combinación de Posibilidad y Consecuencia es inaceptablemente alta, entonces se deberán recomendar medidas de mitigación para predecir o prevenir el evento o controlar las consecuencias del evento si este llegase a ocurrir.

2.1.1. Posibilidad de Ocurrencia de Falla (PDF)

La posibilidad o probabilidad de que un escenario ocurra se mide en términos de frecuencia de ocurrencia por año para cada evento específico. Incluye el determinar la condición, evento o cadena de eventos que conllevarán a la falla.

2.1.2. Consecuencia de la Ocurrencia de Falla (CDF)

El segundo objetivo de la valoración de riesgos es determinar las consecuencias que suceden a raíz del incidente. Estas consecuencias se miden en términos de daños, interrupción del negocio o impactos financieros asociados con un evento en particular. La consecuencia de la ocurrencia de un escenario se puede expresar como un valor adimensional o un valor en dinero por evento.

Dependiendo la metodología utilizada, el cálculo del PDF y el CDF puede ser cualitativo si se expresan utilizando una categorización por escalas o rangos (Ej. Alto, Medio, Bajo; o A, B, C, D, E; o 1, 2, 3, 4); o cuantitativo si se expresan en términos numéricos representando por ejemplo el número esperado de ocurrencias del evento por año y los costos asociados con el evento.

El personal de valoración de riesgos debe tener un profundo conocimiento del análisis de riesgos bien sea por su educación académica, por su formación o por su experiencia. Debe haber recibido entrenamiento detallado acerca de la metodología y procedimientos a seguir durante la valoración de manera que comprenden como opera el programa y los aspectos vitales que afectan los resultados finales.

Este entrenamiento estará dirigido principalmente a la comprensión y aplicación de la metodología a seguir establecida. Este entrenamiento puede ser impartido por el personal de valoración de riesgos que pertenezca al equipo o bien por una persona con conocimientos sobre la metodología específica de valoración de riesgos.

2.1.3. Fundamentos para un Plan de Valoración de Riesgos para un Terminal

Un plan de valoración de riesgos para Terminales debe estar fundamentado en los siguientes principios:

Debe ser estructurado: La metodología usada deberá estar estructurada para proporcionar un análisis en profundidad, identificando y utilizando una lógica para

determinar cómo los datos considerados contribuyen al riesgo en términos de afectación a la posibilidad y a las consecuencias de incidentes potenciales.

Debe contar con los recursos adecuados: Se debe contar con el personal adecuado y con el tiempo necesario para ajustarse al nivel de detalle requerido por el análisis.

Debe estar basado en la experiencia: Considera la frecuencia y severidad de incidentes pasados sobre el sistema u otros sistemas similares. La evaluación de riesgos puede considerar cualquier acción correctiva que haya sido realizada para prevenir accidentes similares y considerar el histórico de operación de la instalación o de la empresa y cualquier otro conocimiento sobre el sistema en particular que haya sido adquirido por el personal de operación en campo y por el personal de ingeniería.

Debe ser predictivo: Por naturaleza, la evaluación de riesgos es una tarea de investigación que busca identificar amenazas previamente no reconocidas para la integridad de los equipos. Mientras hace uso de los eventos previos, se enfoca en el potencial de incidentes futuros, incluyendo escenarios creíbles que pueden no haber ocurrido nunca.

Debe basarse en los datos adecuados: Algunas decisiones de análisis de riesgos son juicios de valor; sin embargo los datos relevantes y en particular los datos sobre el equipo o sistema bajo revisión normalmente afectan el nivel de confianza puesto en las decisiones.

Debe ser capaz de proporcionar e identificar medios de retroalimentación: El análisis de riesgos es un proceso iterativo. Se realiza un esfuerzo para recopilar datos y sucesos reales de campo, generalmente con objeto de validar, o invalidar, las hipótesis realizadas durante el proceso de evaluación de riesgos.

2.1.4. Clasificación del Riesgo en Terminales

La clasificación de los riesgos suministra las herramientas para evaluar y comparar los riesgos, teniendo en cuenta los diferentes tipos de análisis que se pueden efectuar, tales como:

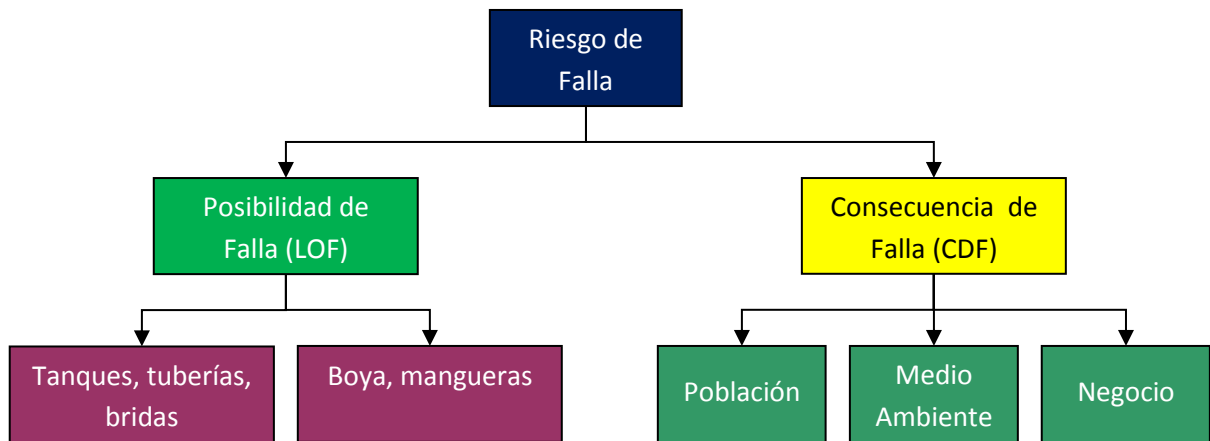
- Diferentes tipos de equipos dentro de un Terminal (Ej. El riesgo en el sistema de tuberías vs. El riesgo en el patio de tanques).
- Diferentes eventos dentro de un mismo Terminal (Ej. El riesgo de un rebose en un tanque vs. El riesgo de una ruptura del fondo de un tanque)
- El mismo equipo en el mismo Terminal (Ej. El riesgo del tanque A vs. el riesgo del tanque B)

- Diferentes Terminales (Ej. El riesgo del Terminal A vs. el riesgo del Terminal B)

Dentro de los métodos utilizados en la clasificación del riesgo se encuentran las matrices de riesgo, los gráficos de riesgo acumulado, las tablas de riesgo total y el uso de expresiones no lineales de riesgo para considerar el componente de aversión al riesgo.

El objetivo al determinar el riesgo de falla mediante el cálculo de la posibilidad de falla (PDF) y de las consecuencias de la falla (CDF) es asistir en la selección de las medidas de control que prevengan, detecten o protejan contra las fugas de producto.

Figura 2. Análisis de Riesgos Terminales



Fuente: El Autor

2.1.5. Valoración de Riesgos Inicial

Es un plan establecido para determinar y cuantificar la posibilidad de ocurrencia (PDF) y las consecuencias de las fallas (CDF) de los eventos que pueden afectar la integridad de elementos, equipos o secciones del Terminal Marítimo Petrolero

Estas dos variables, PDF y CDF, son fundamentales para establecer la magnitud de los riesgos en el Terminal y de esta forma facilitar la selección de las estrategias de mitigación de aquellos riesgos que sean inaceptablemente altos.

El proceso de valoración de riesgos inicial será también utilizado para analizar la incidencia de las medidas de mitigación propuestas en la disminución de la

posibilidad de ocurrencia o en la consecuencia de la falla con el fin de determinar cuales son las medidas más eficientes a implementar.

La valoración de los riesgos inicial relacionados con la integridad de un Terminal es un proceso continuo en el cual periódicamente se debe recopilar información adicional y experiencia operativa del Terminal, la cual será luego utilizada para comprender los riesgos asociados con un equipo específico o con operaciones específicas. En la medida que la relevancia de esta información adicional se va entendiendo, el Terminal puede ajustar su plan de integridad en consecuencia. Esto hace que la valoración de riesgos sea un proceso iterativo. Los ajustes en respuesta a los datos pueden llevar a realizar cambios en los métodos de inspección o en su frecuencia, o a realizar modificaciones adicionales en los equipos del Terminal o en sus procedimientos.

Complementario a lo anterior, es necesario evaluar periódicamente las capacidades de nuevas tecnologías y técnicas que permitan comprender mejor las condiciones de los equipos del Terminal o que señalen nuevas oportunidades para reducir el riesgo. Las nuevas tecnologías pueden evaluarse y utilizarse cuando sea adecuado, ya que pueden mejorar la capacidad para evaluar, prevenir, detectar o mitigar ciertos riesgos. El conocimiento de las tecnologías disponibles permitirá aplicar las técnicas mas apropiadas para un riesgo específico.

De esta forma, el Plan de Valoración de Riesgos Inicial se convierte en parte fundamental del Programa de Integridad para Terminales, al identificar y cuantificar la posibilidad de ocurrencia de fallas, y las consecuencias de la fallas , mediante un proceso iterativo que incluye la integración y análisis de la información de diseño, construcción, operación, mantenimiento, pruebas e historial de fallas del Terminal.

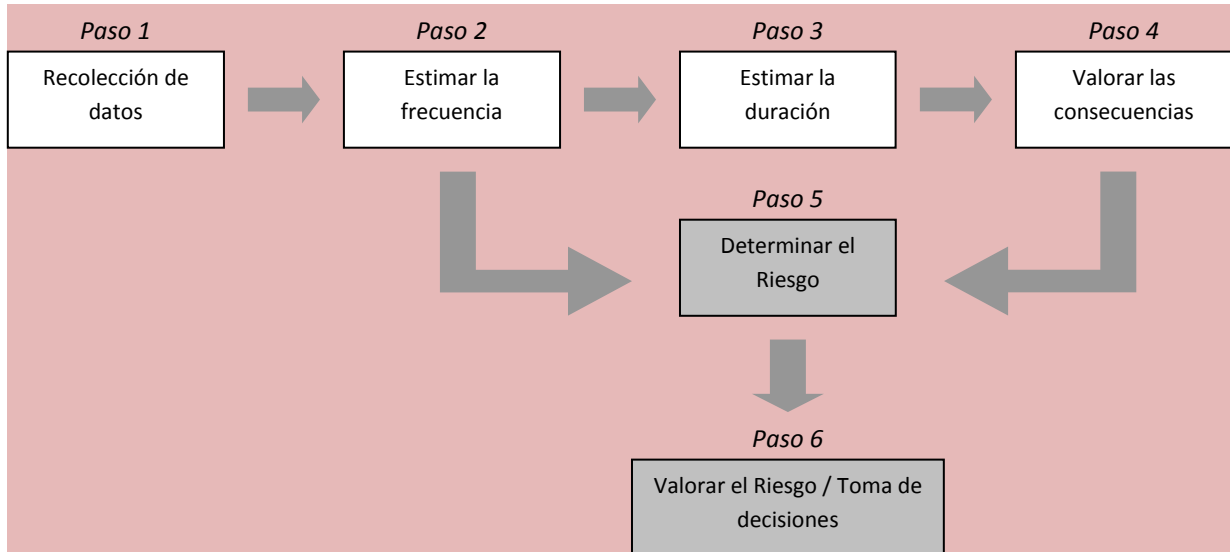
El riesgo de los sistemas de tanques y tuberías, incluyendo uniones bridadas, pueden ser calculados de acuerdo con el modelo cuantitativo presentado en el API 353 - Apéndice A – Comprehensive Risk Assessment Method I. El modelo cuantitativo establecido en el API 353 no cubre la valoración de riesgos en equipos principales, tanques de sumidero y tuberías de diámetro pequeño. El análisis cuantitativo de estos equipos requiere del desarrollo de un modelo basado principalmente en el API 580 – Risk Based Inspection y los lineamientos del API 353 para valoración cuantitativa.

El riesgo de los equipos principales, tanques sumidero y tuberías de diámetro pequeño puede ser estimado de acuerdo con el modelo cualitativo presentado en el API 353 – Apéndice B – Qualitative Risk Assessment Method II.

2.1.6. Valoración de Riesgos para Tanques de Almacenamiento

La valoración de riesgos para tanques en un Terminal podría utilizar un modelo basado en el apéndice A del API 353 - Comprehensive Risk Assessment Method I. Este modelo evalúa cuantitativamente el LOF y cualitativamente el CDF y se ejecuta en seis pasos básicos, los cuales se muestran en la siguiente figura

Figura 3. Visión general del Proceso de Valoración de Riesgos Cualitativo



Fuente: El Autor

Paso 1 – Recolección de datos: En general la mayoría de los datos debe reposar en un centro de documentación. Sin embargo, en algunos casos, se debe solicitar al personal de información relacionada al impacto.

Paso 2 – Estimar la Frecuencia (LOF): La frecuencia o posibilidad se estima en términos de ocurrencias por año. Este estimado cubre una cadena de eventos desde la falla inicial hasta la eventual remediación, incluyendo condiciones que pueden empeorar los efectos del derrame. El proceso de estimación incluye técnicas para estimar la confiabilidad tanto del personal como de los equipos. El LOF para un escenario es estimado mediante especificaciones y procedimientos que incluyen formatos a manera de cuestionarios. Dependiendo las respuestas consignadas en los cuestionarios para el Terminal, se deben calcular los factores que ajustan la posibilidad hacia arriba o hacia abajo.

Paso 3 – Estimar la duración del derrame: No es posible estimar las consecuencias sin tener un estimado del volumen derramado para cada escenario. La duración se estimará de acuerdo con especificaciones y

procedimientos elaborados que incluyan reglas para estimar la duración y el volumen derramado.

Paso 4 – Análisis de las consecuencias (CDF): Todo derrame en un Terminal tiene el potencial de tener efectos adversos en el medio ambiente alrededor del Terminal, incluyendo la contaminación del suelo y de aguas subterráneas. Los acuíferos de agua potable cercanos pueden también ser contaminados, amenazando a la población y a la fauna del área. De manera similar a como se efectúa el cálculo del LOF, las consecuencias de un escenario se estiman mediante especificaciones y procedimientos que incluyen formatos a manera de cuestionarios.

Paso 5 – Determinación del Riesgo: La combinación de la información del LOF y el CDF produce un resultado de riesgo. Para su análisis, el riesgo se presentará en forma de matriz y como tablas de riesgo total.

Paso 6 – Valoración del Riesgo y Toma de Decisiones: Una vez se calculen los resultados de los riesgos se procederá a ordenarlos por prioridad y determinar la necesidad de efectuar diferentes estrategias de inspección / mitigación.

Los escenarios más creíbles y severos asociados fugas en tanques de almacenamiento son los siguientes:

- Fuga pequeña por el fondo. La fuga puede persistir por un período extenso de tiempo, dependiendo de los métodos de monitoreo de fugas.
- Falla rápida del fondo. Se produce una fuga súbita de todo el contenido del tanque debido a una falla en la zona crítica.
- Fuga pequeña por el cuerpo. Se detecta la fuga visualmente o mediante monitoreo
- Fuga rápida del cuerpo. Se produce una fuga súbita del contenido del tanque debida a una falla frágil en el cuerpo del tanque.
- Fuga pequeña de accesorios. Fuga en los accesorios conectados al cuerpo del tanque.
- Sobrellenado. Fuga por los venteos. La fuga es eventualmente detectada y detenida.
- Fuga por el drenaje del techo.
-

2.1.7. Valoración de Riesgos para Tuberías

La metodología utilizada para determinar la posibilidad de fuga en tuberías considera mecanismos de daño tales como corrosión interna y externa, fuerzas

externas, problemas de material, malfuncionamiento de equipos o de la operación y causas diversas que puedan hacer fugar la tubería enterrada.

Se debe considerar por separado las tuberías expuestas de las enterradas.

Se debe considerar por separado las tuberías presurizadas de las que operan por gravedad.

La tubería se debe agrupar en secciones que tengan las mismas características, por ejemplo:

Similares condiciones de operación (Presión, Temperatura, Caudal) y similares condiciones de servicio (Tipo de producto, edad de la tubería, condición de la tubería, historial de inspección).

La tubería se debe agrupar en secciones que tengan similares consecuencias en el evento de una fuga, por ejemplo por tipo de producto, recursos impactados, suelo y cuerpos de agua que se puedan afectar, etc.

2.1.8. Valoración de Riesgos para Equipos Críticos

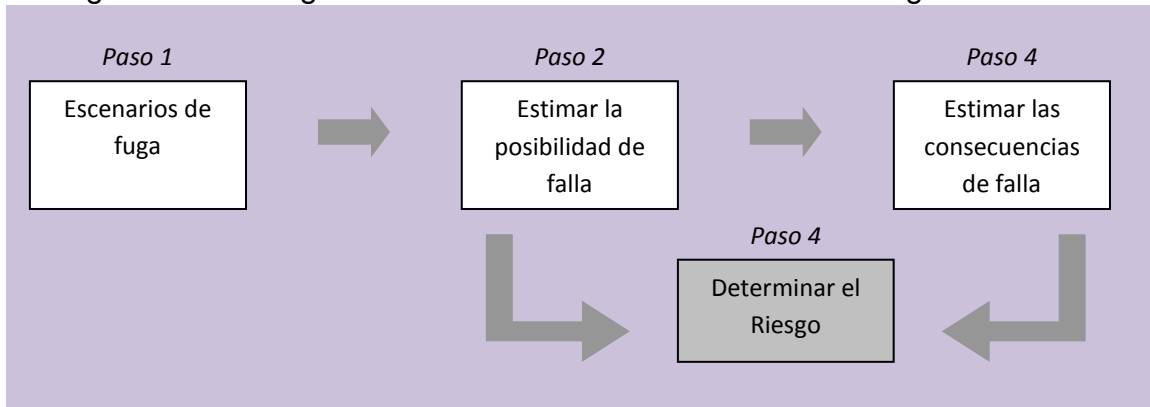
La valoración de riesgos para equipos críticos se debe realizar mediante un análisis cualitativo, el cual requiere datos de entrada basados en información descriptiva, criterios de ingeniería y experiencia operativa, a ser utilizados para el análisis de la posibilidad y las consecuencias de falla.

Los datos de entrada vienen a menudo de datos en un rango, más que como valores discretos; sin embargo pueden asociarse valores numéricos a estas categorías. El valor de este tipo de análisis es que permite completar una evaluación de riesgos en ausencia de datos cuantitativos detallados. Generalmente, un análisis cualitativo que emplea rangos amplios requiere un mayor nivel de juicio, capacidad y conocimientos por parte del grupo que realiza el análisis.

La exactitud de los resultados de un análisis cualitativo depende de los conocimientos y grado de experiencia del grupo de analistas, por lo tanto a pesar de la simplicidad del enfoque, es importante disponer de personas con conocimiento y capacidad para realizar el análisis de riesgos cualitativo.

El análisis cualitativo se realiza en cuatro pasos principales, como se observa en la siguiente figura:

Figura 4. Visión general del Proceso de Valoración de Riesgos Cualitativo:



Fuente: El autor

Paso 1 – Escenarios de Fuga: El grupo de trabajo elabora una lista de posibles escenarios de fuga basado en su experiencia y en los antecedentes de la operación, siguiendo como referencia el API 353, Apéndice B – Qualitative Risk Assessment, Method II, o el API 340 - Liquid Release Prevention and Detection Measures for Aboveground Storage Facilities.

Paso 2 – Posibilidad de Falla: El grupo de trabajo establece la posibilidad de falla de los escenarios identificados en el Paso 1, basado en la experiencia operativa y los reportes de inspección y mantenimiento disponibles. La posibilidad de falla se fija dentro de unos rangos predeterminados.

Paso 3 – Consecuencia de Falla: El grupo de trabajo establece las consecuencias de la falla de cada escenario identificado en el Paso 1, basado en la información disponible a nivel de planta y en la experiencia del personal que realiza el análisis. Las consecuencias de falla se fijan dentro de unos rangos predeterminados.

Paso 4 – Determinación del Riesgo: La combinación de la información de la posibilidad de falla y de la consecuencia de falla para cada escenario produce un resultado del riesgo. Este se presentará en forma de matriz y como tablas de riesgo total, para su análisis.

2.1.9. Consecuencias Ambientales Atribuibles a Integridad

Las consecuencias ambientales por una falla incluyen aquellos efectos que pueden ocurrir en el predio del Terminal, a la ecología circundante y a las comunidades que se ubican alrededor del Terminal debido a una liberación no deseada de crudo.

La magnitud de las consecuencias ambientales está directamente asociada con:

- Cantidad/Volumen liberado al medio ambiente.
- Recursos/Medios impactados por la fuga (mar, suelo, aguas subterráneas, aguas superficiales, etc.) .
- Condiciones específicas del sitio, tales como las propiedades físicas de la fuga, uso de la tierra a los alrededores, sensibilidad ecológica del área, condiciones del suelo y de las aguas subterráneas, etc.

2.1.10. Consecuencias a la Población Atribuibles a Integridad

El cálculo de las consecuencias a la población por la falla incluye la evaluación de las consecuencias probables asociadas con los impactos a la salud y seguridad de las comunidades y de los empleados y contratistas que en sitio, el potencial de fuego o explosión resultante de la liberación de crudo, el número de personas y las comunidades impactados por la fuga.

Un escenario específico de fuga incluye el incendio, la explosión, o heridas, enfermedades o muerte. Su magnitud está directamente asociada con:

- Flamabilidad del producto.
- Riesgos físicos que representa el producto.
- Magnitud y proximidad de la fuga al personal y a las comunidades circundantes.
- Ubicación y configuración del equipo y de las instalaciones.
- Proximidad de las comunidades al evento, densidad de la población y presencia de infraestructura crítica.

2.1.11. Consecuencias al Negocio Atribuibles a Integridad

Las consecuencias al negocio incluye la evaluación de las probables consecuencias que pueden resultar de un escenario específico de fuga y sus efectos al negocio, económicos y a la operación de la empresa. Afectan ítems

como costos asociados con la interrupción del negocio, reparación de equipos, pérdida de producto, impactos al mercado, litigios, entre otros.

- La magnitud está directamente asociada con:
- Pérdida del uso del equipo del Terminal.
- Costo de las reparaciones del equipo o de la instalación.
- Costo de la pérdida de producto.
- Multas.
- Imagen y reputación.

Al aplicar rigurosamente esta herramienta se encuentra la respuesta a los siguientes interrogantes:

- ¿Es aceptable el sistema actual al compararlo con un nivel de riesgo establecido?
- ¿De las varias recomendaciones de mejora, cual funciona mejor para reducir el riesgo?
- ¿Cuando se evalúan diferentes diseños, cual provee la mejor relación costo/beneficio desde el punto de vista de reducción del riesgo?

2.1.12. Matriz de Riesgos

Las parejas de valores normalizados de PDF y CDF se ubicarán dentro de una matriz de riesgos, bien sea por escenario o por riesgo acumulado por equipo o por sistema.

Para la valoración del riesgo se utilizará un modelo cualitativo simplificado el cual usa listas tipo “que pasa si / lista de chequeo (what if/check list)”, las cuales deben ser desarrolladas por el equipo de trabajo para generar una lista de los escenarios de fuga asociados con los equipos a analizar.

Posteriormente el equipo de trabajo asignará valores a la posibilidad de ocurrencia de estos escenarios y sus consecuencias teniendo cuidado de ser consistentes en el análisis para cada evento, equipo y Terminal manteniendo el enfoque del análisis en los riesgos más creíbles y severos y no analizar riesgos triviales o que no sean creíbles.

2.1.13. Equipo de Trabajo para Valoración de Riesgos por Integridad

El equipo de trabajo estará conformado, con personal que lo realiza tenga un profundo conocimiento de los escenarios de riesgos, la posibilidad de que ocurran

y las consecuencias en caso de presentarse, asociados específicamente con los equipos a analizar. De esta forma, el grupo de trabajo se conforma de forma similar a como se conformaría un equipo para un Análisis de Amenazas al Proceso

2.1.14. Posibilidad de Falla (PDF)

El equipo de trabajo asignará un número que represente la posibilidad de falla a cada escenario establecido. Este número representa el mejor estimado de la posibilidad, probabilidad o frecuencia con la que puede ocurrir este evento en particular. En términos generales este número refleja la experiencia de los integrantes del equipo de trabajo. El número asignado deberá estar entre 1 y 5, en donde 1 representa un evento muy poco posible de ocurrir y 5 representa un evento muy posible de ocurrir, de acuerdo con los siguientes rangos:

- 1. Poco Probable: Muy poco posible de ocurrir
- 2. Raro: Poco posible de ocurrir
- 3. Ocasional: Posibilidad de ocurrencia en la media cuando se compara con otros escenarios
- 4. Probable: Es posible que ocurra
- 5. Frecuente: Muy posible que ocurra

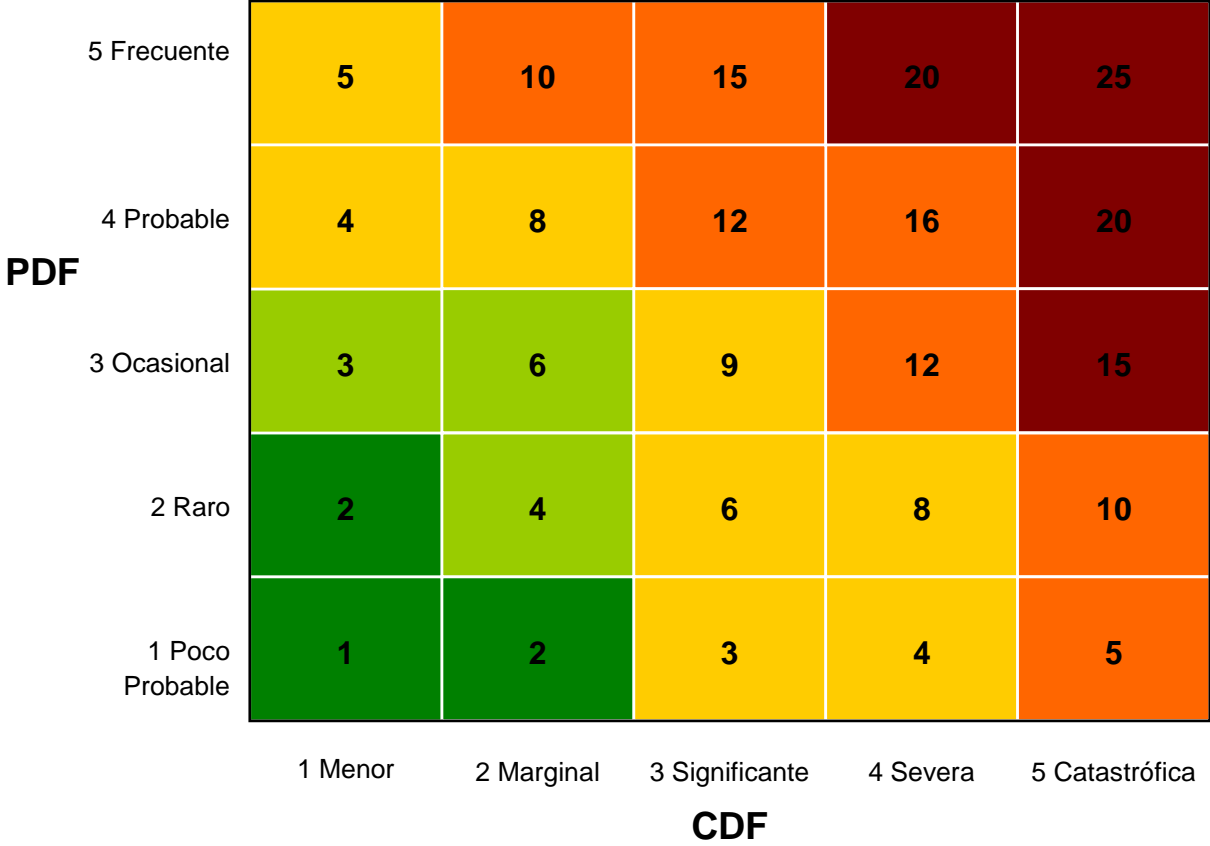
2.1.15. Consecuencias de la Falla (CDF)

De forma similar a la asignación del LOF, el equipo de trabajo asignará un número que represente las consecuencias de la falla a cada escenario establecido. Este número representa el mejor estimado de los impactos adversos que se tendrían si el evento analizado llegara a ocurrir. Nuevamente, en términos generales este número refleja la experiencia de los integrantes del equipo de trabajo. El número asignado deberá estar entre 1 y 5, en donde 1 representa un evento con consecuencias muy bajas y 5 representa un evento con consecuencias muy altas, de acuerdo con los siguientes rangos:

- 1. Menor: Consecuencias muy bajas
- 2. Marginal: Consecuencias bajas
- 3. Significante: Consecuencias en el valor medio al compararlas con los otros escenarios
- 4. Severa: Consecuencias altas
- 5. Catastrófica: Consecuencias muy altas

Se recomienda considerar y ponderar las consecuencias estimadas al medio ambiente, a la población y al negocio dentro del análisis.

Figura 5. Matriz de Riesgos



Fuente: El Autor

3. PLANES DE PREVENCIÓN Y MITIGACION

Algunas de estas actividades pueden requerir una actuación inmediata, mientras que otras pueden programarse en un plan propio del Terminal corporativo a largo plazo. La criticidad de las actuaciones de prevención y mitigación y cómo se planifican depende de los resultados de la evaluación de riesgos, de la integración de esta información en el Programa de Gestión de Integridad para Terminales y de la disponibilidad de los diferentes tipos de estrategias de prevención y mitigación (por ejemplo, utilizar controles de desarrollo específico, aplicar controles administrativos, aumentar la capacidad de los equipos, incrementar o mejorar las inspecciones, retirar el equipo de servicio, etc.).

La mitigación de riesgos específica que se requiere para reducir o bien la posibilidad o bien las consecuencias de una falla debe quedar documentada como parte del Programa de gestión de Integridad para Terminales. Esta documentación incluye:

- La "credibilidad" de la mitigación asignada a una estrategia en particular
- Cualquier dependencia temporal asociada con la medida de mitigación.
- La metodología o procesos empleados para filtrar las medidas de prevención y mitigación.
- Las personas responsables de implementar las medidas de prevención y mitigación.

El Programa de Gestión de Integridad para Terminales incluirá las actividades de prevención y mitigación aplicables para prevenir, detectar y minimizar las consecuencias de fugas no intencionales. Las actividades de prevención o mitigación no requieren necesariamente una justificación a partir de datos de inspecciones adicionales, sino que pueden identificarse durante la operación normal, durante la valoración de riesgos inicial, durante la implementación de un inspección base o durante las pruebas posteriores. Cualquier actividad de prevención o mitigación efectiva reducirá la magnitud de la posibilidad de falla (PDF) o de las consecuencias de la falla (CDF).

3.1 Planteamiento y Opciones de Prevención y Mitigación

La selección de las medidas apropiadas de control es un proceso complejo, que implica la consideración de varios criterios, incluyendo aspectos medioambientales, consideraciones de operación y el conocimiento de la operación basado en la experiencia. Los criterios considerados en el proceso de

selección varían de instalación a instalación; por tanto, la selección depende de la instalación, y típicamente se personaliza para ajustarse a las necesidades de cada sitio. La siguiente lista de factores muestra aquellos que se consideran de forma típica durante proceso de selección:

- Factores medioambientales y de población.
- Población del entono, uso del suelo y ecología.
- Proximidad de aguas subterráneas .
- Localización de acuíferos .
- Proximidad de aguas navegables.
- Geología, topografía y drenaje del emplazamiento.
- Permeabilidad del suelo original y del de relleno.
- Factores toxicológicos
- Factores epidemiológicos.
- Volumen del producto y tipo (toxicidad, inflamabilidad, solubilidad, volatilidad, viscosidad).

Consideraciones de operación

- Vida restante del equipo o sistema
- Efectividad de las medidas.

Tipo de Terminal

- Con personal / remota.
- Edad de la instalación y del equipo.
- Mantenimiento del equipo.
- Tipo de productos almacenados.
- Rotación del inventario (duración del almacenamiento).

Experiencia la empresa/ de la industria

- Uso previo de medidas de control.
- Históricos de mantenimiento.
- Experiencia del operador.
- Sistemas establecidos de formación, mantenimiento, inspección y operación.

Aspectos específicos del sitio

- Personal de la instalación - programas de entrenamiento, experiencia, capacidad de gestión, frecuencia de los eventos.
- Diseño del Terminal

- Aspectos de seguridad o medioambientales específicos del Terminal
- Acceso al sitio, operaciones o restricciones medioambientales
- Presencia de socorro local

Necesidades del negocio

- Costo inicial
- Costos de operación y mantenimiento a largo plazo
- Requerimientos de inspección, mantenimiento, operaciones y pruebas
- Filosofía corporativa
- Evaluación de riesgos

Las medidas de detección preventivas tienen como objetivo detener una fuga antes de que ocurra. La inspección de los tanques, utilizando el enfoque indicado en documentos tales como la norma API 653, es un ejemplo de medida de control preventiva.

Las medidas de control de detección se centran en los métodos que descubren una fuga de líquido a la primera oportunidad después de que haya ocurrido. Un sensor de crudo bajo un tanque es un ejemplo de medida de detección.

Las medidas de protección son aquellos elementos que contienen o reducen una fuga para evitar que tenga un efecto desfavorable en el área circundante. Un ejemplo de medida de control de protección son los revestimientos de los diques de los patios de tanques.

En el Terminal se debe considerar que las actividades de mitigación pueden requerir un seguimiento para asegurar su implementación efectiva, como por ejemplo:

Monitorear y mantener los recubrimientos y/o los sistemas de protección catódica (CP) para el control de la corrosión.

Monitorear los dispositivos de detección de fugas, tales como las tuberías con sistemas de detección de fugas o las barreras de prevención de fugas.

Mejorar los procedimientos de respuesta ante emergencias.

Verificar y mantener las alarmas de alto nivel.

Se debe buscar desarrollar la estrategia de mitigación más práctica y económicamente efectiva para cada elemento, considerando también que un método para reducir el riesgo en elementos con un riesgo alto, o no aceptable, es aumentar la frecuencia de inspección.

3.2 Selección de las Medidas Apropriadas de Prevención y Mitigación

La selección de las medidas apropiadas de control es un proceso complejo, que implica la consideración de diferentes criterios locales, corporativos, regulatorios y específicos del Terminal, que responden a los requerimientos medioambientales, operativos, de seguridad, de la comunidad local y del negocio.

La selección parte de un riesgo para un determinado escenario específico del Terminal y se calcula la variación en el riesgo para cada medida de control seleccionada.

Las medidas de control deben considerar, a parte de los desarrollos específicos, otras factores tales como la incorporación de procedimientos de operación por escrito, la mejora de los programas de formación, los procedimientos de gestión de inventarios, los procedimientos de gestión del cambio y otras medidas de control distintas que tengan como efecto reducir el riesgo mediante la prevención de las fugas o mediante su detección más temprana; sin embargo, estas medidas de mitigación de riesgos son difíciles de medir y no se tratan de forma específica en el método de evaluación de riesgos. Pero por otra parte, estos métodos son muy importantes en la gestión del riesgo global y en las estrategias de mitigación de riesgos en cualquier instalación, y por lo tanto conforman la base del Programa de Gestión de Integridad para Terminales.

Antes de iniciar un programa para determinar y seleccionar las medidas de mitigación apropiadas, típicamente se determina y define el nivel apropiado o deseado de reducción del riesgo. Dentro de las preguntas que deben responderse están:

- ¿Cuál es el propósito, reducir la posibilidad de la ocurrencia, las consecuencias de la ocurrencia o ambas?
- ¿El propósito es sustituir un elemento de alto riesgo en la matriz de riesgos por un elemento de riesgo medio, de forma que el método de reducción (reducir la posibilidad o las consecuencias) no es importante?
- ¿Existen principios corporativos, regulatorios o guías aplicables que determinen la selección de las medidas de control, tales como centrarse en las medidas de control preventivas?

La determinación de los riesgos y de sus estrategias de mitigación a nivel de unidad o de equipo, o a nivel de la instalación, pueden no proporcionar una visión completa del riesgo total en el conjunto del sistema corporativo.

Los efectos y beneficios de una estrategia de mitigación de riesgos en particular pueden evaluarse mejor a nivel del Terminal o a nivel corporativo. La evaluación a menudo implica la determinación del riesgo global de un Terminal o de un grupo de activos, de un tipo de activos o de su localización, o de la distribución regional de los activos. Desde la visión corporativa se pueden observar los efectos de las iniciativas corporativas sobre la gestión de riesgos global y su mitigación. Por ejemplo, considerar la reducción de riesgos por mejorar las alarmas de alto nivel en los tanques de almacenamiento en superficie, o por implementar la inspección según la norma API 653 en todos los tanques.

A menudo es más difícil medir los efectos de las iniciativas de entrenamiento, de mejora de los procedimientos de operación o las relacionadas con el personal, sin una revisión a nivel corporativo durante un determinado periodo de tiempo. Inversamente, desde un punto de vista a nivel corporativo, puede resultar más difícil tratar los riesgos que varían de forma importante entre instalaciones, debido a la sensibilidad regulatoria, ecológica, de población o medioambiental de la zona.

3.3 Capacidad de Respuesta a Emergencias

Las medidas de mitigación para reducir las consecuencias de una fuga no intencional incluyen el incorporar o mejorar la capacidad de respuesta a emergencias, considerando:

- Equipo y material de contención de derrames en sitio
- Sitios predeterminados para contención y recuperación.
- Participación en grupos de respuesta de cooperación.
- Entrenamiento y simulacros periódicos de respuesta a emergencias.

3.4 Consideraciones Especiales para el Diseño de Construcciones Nuevas o Modificaciones

El diseño de nuevas instalaciones o la modificación a los Terminales se deben incorporar, entre otras, las siguientes consideraciones:

- Facilitar el acceso a la tubería para inspección, limitando la cantidad de tuberías enterradas.
- Evitar uniones bridadas o roscadas que queden enterradas.
- Evitar caudales bajos y piernas muertas.
- Minimizar el número de conexiones pequeñas (small - taps) los cuales pueden quedar sujetas a daño.
- Instalar barreras o revestimientos (linings) bajo los tanques y tuberías.
- Direccionar los drenajes superficiales a piscinas o tanques de retención.

- Instalar sistemas de medición remota en tanques.
- Minimizar el dejar tuberías en condición de pierna muerta.

4. PLANES DE INSPECCION Y VALORACION DE INTEGRIDAD DE UN TERMINAL

Los planes de inspección y valoración de integridad, establecen las prioridades con las cuales se atenderá la integridad de los equipos y sistemas, basado en los resultados del Plan de Valoración de Riesgos, el cual muestra cuales son los equipos o sistemas que representan los mayores riesgos, en términos de riesgo mayor, el suceso con mayor posibilidad de ocurrencia y los sucesos con mayores consecuencias.

Por otra parte, la mitigación de riesgos es el proceso de reducción de un riesgo conocido mediante la disminución de la posibilidad de la ocurrencia, de las consecuencias de la ocurrencia o de ambas. Una parte importante del Programa de Gestión de Integridad para Terminales Marítimos Petroleros, es el desarrollo y empleo de estrategias de mitigación de riesgos. Parte del Plan de Valoración de Riesgos es analizar el riesgo asociado con la instalación y comparar estas evaluaciones de riesgos con las tolerancias ante riesgos definidas por la empresa.

El medio básico para llevar a cabo una valoración de integridad es mediante inspecciones del equipo, planificadas, ejecutadas adecuadamente y documentadas. Las inspecciones (exámenes visuales y no destructivos) proporcionan una indicación de los defectos, por lo tanto, es necesario que personal calificado evalúe los resultados de la inspección, para caracterizar su naturaleza y significado y reparar, si fuera necesario, el defecto o mecanismo de deterioro identificado.

- La valoración de integridad se empleara para:
- Definir o determinar con mayor detalle el estado de los equipos costa adentro y costa afuera.
- Validar las hipótesis empleadas en el análisis de valoración de riesgos.
- Monitorear la integridad del equipo para garantizar que los riesgos no se incrementan como resultado del deterioro del equipo (por ejemplo, corrosión a lo largo tiempo).
- Mitigar el riesgo.

4.1. Métodos de Inspección

Una forma de gestionar los riesgos es llevar a cabo inspecciones de los equipos. En los equipos en los que se haya realizado o se vaya a realizar una inspección se puede reducir el riesgo incrementando la frecuencia de las inspecciones actuales o mejorando su efectividad (por ejemplo, cambiando el tipo de inspección de ultrasonido). Obviamente, la inspección no detiene ni mitiga los mecanismos de deterioro; en vez de eso, sirve para identificar, monitorear y medir el o los mecanismos de deterioro, y es útil como dato de entrada para predecir cuando el deterioro alcanza un punto crítico.

La correcta aplicación de las inspecciones mejorará la capacidad para predecir el mecanismo de deterioro y su velocidad. Cuanto mejor sea la predicción, habrá menor incertidumbre sobre cuando puede ocurrir un fallo. Las medidas de prevención y mitigación (es decir, la reparación, sustitución, alteración, modificación, adiciones o re-diseño) pueden entonces planificarse e implementarse, de forma previa a la fecha prevista del fallo.

La reducción de la incertidumbre y la mejora de la predictibilidad a través de la inspección se traducen directamente en una reducción de la posibilidad de falla y en una reducción del riesgo; sin embargo, es importante asegurarse cuidadosamente de que las alternativas de inspección temporales son efectivas, frente a una reducción de riesgos permanente. La mitigación del riesgo que se consigue a través de la inspección supone que la compañía operadora y mantenedora del Terminal, actuará a partir de los resultados de la inspección a tiempo. La calidad de los datos de la inspección y su análisis o interpretación afectan en gran medida al nivel de mitigación de riesgos. La mitigación de riesgos no se consigue si los datos de la inspección no se analizan de forma adecuada y se toman decisiones en base a ellos cuando sea necesario; por lo tanto, los métodos de inspección adecuados y las herramientas de análisis de datos son críticos.

La inspección no siempre proporcionara la mitigación de riesgos suficiente y es solamente uno de los medios disponibles para la mitigación. La efectividad de las inspecciones depende de:

- El tipo de equipo.
- El o los mecanismos de deterioro que se puedan determinar.
- La velocidad o susceptibilidad al deterioro.
- Los métodos de inspección, su alcance, efectividad y frecuencia.
- La accesibilidad a las áreas donde se supone que existe un deterioro.

- Los requerimientos para la parada/desconexión de los equipos.
- La magnitud de la reducción conseguida en la posibilidad de ocurrencia; dependiendo de factores tales como la vida remanente del equipo y el tipo de mecanismo de deterioro, la gestión de riesgos a través de la inspección puede tener un efecto pequeño o ningún efecto; como por ejemplo, en los siguientes casos:
 - En velocidades de corrosión bien definidos cuando el equipo esta cerca de su final de vida.
 - En fallos instantáneos relacionados con condiciones de operación, tales como la fractura por fragilidad.
 - Cuando la tecnología de inspección no sea suficiente para detectar o cuantificar el deterioro de forma adecuada.
 - Cuando exista un período de tiempo muy corto desde el comienzo del deterioro hasta la falla final, en donde las inspecciones periódicas no son efectivas.
 - Fallas ocasionadas por sucesos no previstos.
 - En aquellos casos donde la inspección no sea efectiva, puede requerirse una forma alternativa de mitigación

4.2. Métodos de Valoración

Después de haber finalizado la inspección, se revisan los resultados para determinar si se requieren reparaciones, inspecciones adicionales, inspecciones más frecuentes o monitoreo. La evaluación de los resultados de la inspección y el determinar si son adecuados para el servicio continuo son típicamente parte de la valoración de la integridad. La valoración se basa en la revisión de los resultados de las inspecciones, los requerimientos del servicio, las condiciones específicas del Terminal, los requerimientos de los códigos y normas aplicables y cualquier requisito establecido por el operador del Terminal. El método particular de valoración del tipo, naturaleza y alcance de la inspección llevada a cabo. Siempre es importante que la evaluación sea realizada por personal con el conocimiento, experiencia y formación adecuados.

4.3. Establecimiento de Intervalos de Inspección y Mitigación de Riesgos

Los requisitos de la regulación y de los códigos y normas de la industria estipulan a menudo ciertos intervalos de inspección; sin embargo, se puede establecer los intervalos de inspección basándose no sólo en estos requerimientos, sino también en un análisis profundo de los datos de inspección, de su calidad, del histórico de

servicios, del histórico de inspecciones y del riesgo. Reducir los intervalos de inspección puede mejorar la evaluación de la integridad y reducir el riesgo en algunas circunstancias.

4.4. Establecimiento de una Estrategia de Inspección basada en la Evaluación de Riesgos

El resultado de la evaluación de riesgos se utiliza como la base del desarrollo de una estrategia global de inspección para un grupo de equipos incluidos en la evaluación, tales como la tubería enterrada, la tubería superficial, los tanques, los equipos auxiliares, los equipos de un área de contención o los equipos exteriores a la misma. La estrategia de inspección puede diseñarse conjuntamente con otros planes de mitigación, de forma que todos los equipos o sistemas tengan unos riesgos resultantes aceptables.

En el desarrollo de la estrategia de inspección se considera la clasificación de los riesgos, sus elementos desencadenantes, los históricos de los equipos, el número y resultados de las inspecciones, los tipos y efectividad de las mismas, los equipos en servicios similares y su vida restante. La inspección es efectiva solamente si la técnica seleccionada es suficiente para detectar el mecanismo de deterioro y su severidad. El nivel de reducción de riesgos conseguido por la inspección dependerá de:

- El modo de falla y el mecanismo de deterioro.
- El intervalo de tiempo entre el inicio del deterioro y la falla.
- La capacidad de detección de la técnica de inspección.
- El alcance de la inspección.
- La frecuencia de la inspección.
- La efectividad de la inspección.

La estrategia de inspección es un proceso iterativo y documentado para garantizar que estas actividades continuamente se centran en los elementos con mayor riesgo y que efectivamente van a reducir los riesgos.

4.5. Programa de Gestión de Integridad y Actividades de Inspección

La efectividad de las inspecciones pasadas es parte de la determinación del riesgo presente y futuro. Como parte integral del Programa de Gestión de Integridad para Terminales, la valoración de riesgos se utiliza como herramienta para determinar cuándo, qué y cómo llevar a cabo inspecciones para conseguir un nivel de riesgo futuro aceptable. A continuación se encuentran los parámetros clave y algunos ejemplos que de lo que puede afectar a los riesgos futuros:

La frecuencia de las inspecciones. Aumentar la frecuencia de las inspecciones puede servir para definir mejor, identificar o monitorear el o los mecanismos de deterioro, y por tanto reducir el riesgo. Las inspecciones pueden optimizarse para conseguir un beneficio máximo.

El alcance. El alcance de la inspección puede definirse de tal forma que cubre diferentes sistemas o equipos específicos, para determinar el que conduzca a un nivel aceptable de riesgos.

Las técnicas y herramientas. La selección de las técnicas y herramientas adecuadas de inspección puede optimizarse para reducir el riesgo de forma efectiva y económica. En la selección de las técnicas y herramientas de inspección, el personal de inspección debe considerar que se puede conseguir la mitigación del riesgo con más de una tecnología; sin embargo, el nivel de mitigación conseguido puede variar dependiendo de la elección.

Los procedimientos y prácticas. Los procedimientos de inspección y las prácticas reales de inspección pueden afectar a la capacidad de las actividades de inspección para identificar, medir y/o monitorear los mecanismos de deterioro. Si las actividades de inspección se ejecutan de forma efectiva por personal bien formado y calificado, se puede obtener el nivel esperado de reducción de riesgo. Los inspectores y todo el personal que lleva a cabo pruebas no destructivas (NDE) deben tener la experiencia necesaria y estar adecuadamente calificados de acuerdo con los estándares establecidos.

Las inspecciones internas y externas. La reducción del riesgo se puede lograr tanto por inspecciones internas como externas. A menudo, las inspecciones externas pueden proporcionar datos útiles para la evaluación de riesgos. En algunos casos, las inspecciones invasivas pueden causar un deterioro e incrementar el riesgo del equipo. Ejemplos donde esto puede suceder incluyen errores humanos en el aislamiento, limpieza y puesta en servicio, y los riesgos asociados con la parada y arranque de los equipos

Inspecciones durante el servicio frente a inspecciones fuera de servicio. Las inspecciones durante el servicio, tales como las inspecciones periódicas externas o internas robotizadas, pueden ayudar a identificar daños en un equipo, en reemplazo o complementando las inspecciones realizadas fuera de servicio.

4.6. Evaluación de los resultados de la inspección y determinación de acciones correctivas

Los resultados de la inspección, tales como los mecanismos de deterioro, las velocidades de deterioro y la tolerancia de los equipos ante los distintos tipos de deterioro, se emplean como variables para evaluar la vida restante y los programas de inspecciones futuras. Estos resultados también se utilizan para comparar o validar los modelos que hayan sido empleados para la determinación de la posibilidad de falla.

Se deberá desarrollar y documentar entonces un plan de reparación y/o remediación para cualquier sistema o equipo que requiera reparación o reemplazo. El programa deberá incluir el alcance de la reparación o sustitución, las recomendaciones de ingeniería y del inspector, el o los métodos propuestos de reparación, los procedimientos propios de control y aseguramiento de calidad, y la fecha requerida de finalización de la sustitución o reparación.

4.7. Procedimientos de inspección y reparación

El desarrollo, implementación, ejecución y valoración de los procedimientos de inspección y reparación incluidos para un Programa de Gestión de Integridad en Terminales, debe cumplir con los códigos aplicables, con las regulaciones, y deben incluir provisiones para:

- Estructurar la organización y el las líneas de reporte (organigrama) del personal de inspección y reparación.
- El control y aseguramiento de calidad de la inspección y documentación, incluyendo auditorías internas para garantizar cumplimiento.
- Documentar y reportar los resultados de la inspección.
- Tomar acciones correctivas de acuerdo con los resultados de la inspección
- Revisar y aprobar los planos, cálculos de diseño y especificaciones para reparaciones, alteraciones o re-ratings.
- Reportar a los Inspectores Autorizados cualquier cambio en el proceso que pueda afectar la integridad del sistema.
- Requisitos de entrenamiento para el personal involucrado.
- Controles necesarios para asegurar que solo soldadores y procedimientos de soldadura calificados sean usados durante las reparaciones o modificaciones.
- Controles necesarios para asegurar que solo personal y procedimientos calificados sean usados para realizar ensayos no destructivos (END).

- Controles necesarios para asegurar que solo materiales que cumplan con las especificaciones apropiadas sean utilizados en las reparaciones o modificaciones.
- Controles necesarios para asegurar que los equipos de inspección utilizados estén adecuadamente mantenidos y calibrados.
- Controles necesarios para asegurar que tanto la compañía de inspección como la de reparación cumplen con los estándares para la inspección y la reparación exigidos por el dueño del Terminal.

5. INSPECCION INTEGRIDAD Y MONITOREO

El medio para llevar a cabo una valoración de integridad en Terminales Marítimos Petroleros es mediante inspecciones, planificadas, ejecutadas adecuadamente y documentadas. La correcta aplicación de las inspecciones mejora la capacidad para predecir el mecanismo de deterioro y su velocidad.

Los requisitos de la regulación y de los códigos y normas de la industria estipulan a menudo ciertos intervalos de inspección; sin embargo, el Terminal debe establecer los intervalos de inspección basándose no sólo en estos requerimientos, sino también en un análisis profundo de los datos de inspección, de su calidad, del histórico de servicios, del histórico de inspecciones y del riesgo. Las inspecciones pueden optimizarse para conseguir un beneficio máximo

Los resultados de la inspección, tales como los mecanismos de deterioro, las velocidades de deterioro y la tolerancia de los equipos ante los distintos tipos de deterioro, se emplean como variables para evaluar la vida restante y los programas de inspecciones futuras. Estos resultados también se utilizan para comparar o validar los modelos que hayan sido empleados para la determinación de la posibilidad de falla

La estrategia de inspección puede diseñarse conjuntamente con otros planes de mitigación, de forma que todos los equipos o sistemas tengan unos riesgos resultantes aceptables.

En el desarrollo de la estrategia de inspección se considera la clasificación de los riesgos, sus elementos desencadenantes, los históricos de los equipos, el número y resultados de las inspecciones, los tipos y efectividad de las mismas, los equipos en servicios similares y su vida restante. La inspección es efectiva solamente si la técnica seleccionada es suficiente para detectar el mecanismo de deterioro y su severidad. El nivel de reducción de riesgos conseguido por la inspección dependerá de:

- El modo de falla y el mecanismo de deterioro.
- El intervalo de tiempo entre el inicio del deterioro y la falla.
- La capacidad de detección de la técnica de inspección.
- El alcance de la inspección.
- La frecuencia de la inspección.
- La efectividad de la inspección.

Las inspecciones establecidas en la presente especificación deben realizarse dentro de los intervalos descritos para cada una de ellas pero considerando adicionalmente el resultado del análisis de riesgos en donde puede establecerse como medida de mitigación que el intervalo de inspección debe ser mas corto para algunos de los tanques.

5.1. Inspecciones Integridad

Se deben programar inspecciones visuales periódicas a los equipos principales dentro de los Terminales. La inspección visual incluye la revisión de:

- Fugas o indicaciones de fugas que sean obvias, tales como manchas alrededor de válvulas, bridas o en el suelo o en la grava.
- Inspección de la instrumentación para detectar signos de escapes en los tubings de conexión o corrosión las tuberías auxiliares o de conexión.
- Evidencia de excesiva vibración de la tubería auxiliar o de conexión que puedan resultar en fallas por fatiga.
- Niveles de producto en los sumideros
- Uniones bridadas o roscadas de accesorios que se encuentren sueltas o flojas.
- Separadores de agua / aceite
- Iridiscencias en las piscinas de separación
- Condición de las cercas de seguridad, signos de vandalismo o de acceso no autorizado

La inspección visual submarina es una técnica difícil para adquirir datos cuantitativos de las condiciones de integridad de líneas costa afuera. Por esta razón es importante tener en cuenta la calificación técnica de los buzos y su capacidad para detectar y evaluar daños. Periódicamente deberán capacitarse los buzos en los procedimientos de inspección. La inspección deberá realizarse en época de verano para permitir una mayor visibilidad de las condiciones externas del tubo. Para la inspección visual externa deberá utilizarse la ayuda de una cámara de video la cual permitirá evaluar al detalle zonas de interés. Igualmente deberá utilizarse registro fotográfico.

5.2. Valoración Integridad Tanques

El plan de inspección y valoración de integridad para tanques de almacenamiento incluye dos tipos de inspecciones: inspecciones con el tanque en servicio e inspecciones con el tanque fuera de servicio. Las inspecciones con el tanque en

servicio son utilizadas como fuente de información acerca del estado del tanque y para corregir aspectos puntuales que corrijan, prevengan o disminuyan la velocidad de deterioro en aquellos sitios del tanque a los que se tenga acceso, logrando de esta forma disminuir en alguna medida el riesgo en el tanque.

Por otra parte las inspecciones con el tanque fuera de servicio permiten reducir aún mas el nivel de riesgo del tanque debido a que proporcionan información completa acerca del estado completo del tanque y permiten realizar las reparaciones que sean necesarias para devolver el tanque al servicio en unas condiciones satisfactorias de operación.

Las inspecciones deben realizarse dentro de los intervalos descritos para cada una de ellas pero considerando adicionalmente el resultado del análisis de riesgos en donde puede establecerse como medida de mitigación que el intervalo de inspección debe ser mas corto para algunos de los tanques.

5.2.1. Inspecciones Tanques En servicio

a. Inspecciones de Rutina con el Tanque en Servicio

La condición externa del tanque debe ser monitoreada mediante una inspección visual detallada, dentro de una rutina establecida. La inspección puede ser realizada por personal de operaciones, con conocimiento de la instalación, los tanques y los productos allí almacenados. Esta inspección de rutina incluye la inspección visual del exterior del tanque, busca evidencia de fugas, distorsiones en el casco, señales de asentamiento, corrosión; y revisa la condición de los cimientos, pintura y revestimientos, sistemas de aislamiento, accesos y conexiones al tanque. El intervalo entre inspecciones no debe ser superior a un mes.

b. Inspección Certificada con el tanque en Servicio

El exterior de todos los tanques debe ser inspeccionado externamente por un Inspector Autorizado Esta inspección externa debe llevarse a cabo al menos cada 5 años. La medición externa de espesores del casco mediante ultrasonido se utiliza para determinar la tasa uniforme de corrosión mientras el tanque está en servicio y proporciona indicaciones acerca de la integridad del casco.

c. Inspección y Evaluación de Sistemas de Protección Catódica de Tanques

Las fuentes de corriente impresa deben revisarse a intervalos que no excedan los dos meses, registrando evidencia acerca del correcto funcionamiento, adecuada salida de corriente y consumo de potencia y las señales que indiquen que la

operación es normal y que la protección de la estructura es satisfactoria. Anualmente se deben realizar estudios completos del sistema de protección catódica de los tanques para asegurar que están operando y se están manteniendo apropiadamente. Estos estudios deben incluir la comparación del rectificador durante el estudio y su comportamiento durante las revisiones bi-mensuales. los lineamientos para la ejecución de las revisiones bi-mensuales y los estudios anuales se encuentran en el api 651 – cathodic protection of aboveground petroleum storage tanks

d. Inspecciones Tanque FUERA de Servicio

Dentro de los objetivos principales de esta inspección se encuentran el asegurar que el fondo del tanque no tiene corrosión severa o pequeñas fugas, obtener las mediciones de espesor mínimo del fondo y casco (e identificar y evaluar cualquier tipo de asentamiento del fondo del tanque.

Un inspector autorizado será el responsable de la evaluación del tanque debe realizar una inspección visual del tanque y asegurar además la calidad y cobertura de los ensayos no destructivos (NDT por sus siglas en inglés) requeridos.

Si la inspección interna se requiere con el único propósito de determinar la condición e integridad del fondo del tanque, la inspección interna se puede realizar con el tanque en servicio, utilizando medición ultrasónica robotizada de espesores en el fondo del tanque conjuntamente con otro método de inspección con el tanque en servicio capaz de valorar el espesor del fondo del tanque (ejemplo, medición por pérdida de flujo magnético o MFL por su sigla en inglés) y adicionalmente se deberá utilizar un método para valorar la integridad del tanque.

Si se selecciona la inspección con el tanque en servicio, los datos y la información deben ser suficientes para evaluar el espesor, la tasa de corrosión y la integridad del tanque, de acuerdo con los requisitos de la presente sección. En este caso se requiere que una persona buen conocimiento y experiencia en los métodos de inspección utilizados, conjuntamente con un inspector autorizado, asegure la calidad, cobertura y resultados de los NDTs realizados.

e. Intervalos de Inspección Integridad Tanques en Terminales

Los intervalos entre inspecciones internas se deben determinar mediante las tasas de corrosión medidas durante inspecciones previas o las que se anticipen basados en la experiencia con tanques en similares condiciones de servicio. Usualmente las tasas de corrosión del fondo serán las predominantes, por lo que el intervalo entre inspecciones se determinará por la tasa corrosión medida o la que se anticipe y por los cálculos del espesor mínimo del fondo de los tanques. El

intervalo de inspección actual debe corresponder a aquel que asegure que el espesor mínimo del fondo del tanque en la próxima inspección no será menor que los valores listados en la Tabla 1. No obstante el intervalo de inspección no debe ser superior a 20 años.

Cuando las tasas de corrosión sean desconocidas y no se tenga experiencia de tanques en condiciones similares de servicio para determinar el espesor mínimo del fondo del tanque en la próxima inspección, el espesor actual se debe determinar mediante la inspección dentro de los próximos 10 años del tanque en operación, para determinar la tasa de corrosión.

f. Evaluación de la Integridad en Tanques de Almacenamiento

Cuando los resultados de la inspección del tanque muestren que ha ocurrido un cambio en las condiciones físicas originales del tanque se debe efectuar una evaluación para determinar si el tanque es apto para continuar en uso o si por el contrario se requiere efectuar reparaciones o modificaciones para poder continuar en servicio.

Los siguientes factores incluyen, pero no se limitan a, las situaciones que requieren de una evaluación de ingeniería para determinar si el tanque continúa siendo apto para el servicio:

- Corrosión interna debido al producto almacenado o al agua del fondo.
- Corrosión externa debido a la exposición a la atmósfera.
- Niveles de esfuerzo y niveles permisibles de esfuerzo
- Propiedades de los productos almacenados tales como gravedad específica, temperatura y corrosividad.
- Temperatura de diseño del metal en el sitio de ubicación del tanque.
- Carga viva del techo, cargas por viento y sísmicas.
- Cimentación del tanque, suelo y condiciones de asentamiento.
- Análisis químico y propiedades mecánicas del material de construcción.
- Distorsiones existentes en el tanque.
- Condiciones de operación tales como tasas de llenado, vaciado y *frecuencia*.

5.3. Valoración Integridad Tuberías

El plan de inspección y valoración de integridad de las tuberías de los Terminales se divide entre inspecciones a tuberías superficiales e inspecciones a tuberías enterradas.

La valoración de riesgos basada en los valores de PDF y de CDF obtenidos para cada sección de tubería puede dar como resultado la necesidad de establecer planes de inspección y/o mitigación en aquellas secciones de tubería con riesgo inaceptablemente alto. Dependiendo la amenaza o causa del evento analizado uno o más tipos de métodos de inspección pueden ser requeridos.

5.3.1. Inspector Autorizado para Tuberías

Cuando se realizan inspecciones, reparaciones o modificaciones en el sistema de tuberías de los Terminales el *Inspector Autorizado* es el responsable de determinar que los requisitos de los códigos aplicables de inspección y pruebas se cumplan y debe estar directamente involucrado en las actividades de inspección. El *Inspector Autorizado* puede ser asistido en la realización de las inspecciones visuales por otros individuos adecuadamente entrenados y calificados, los cuales pueden o no ser inspectores certificados. El personal que realice los ensayos no destructivos (NDT) debe cumplir con los requisitos, pero no necesitan ser inspectores autorizados. No obstante los resultados deben ser evaluados y aceptados por el *Inspector Autorizado*.

5.3.2. Inspecciones de Tuberías Superficiales

Inspección en búsqueda de tipos específicos de corrosión y agrietamiento

- Puntos de inyección.
- Piernas muertas.
- Corrosión debajo del aislamiento.
- Interfaces suelo-air.e
- Servicio específico y corrosión localizada.
- Erosión y corrosión/erosión.
- Agrietamiento por el medio ambiente.
- Corrosión bajo los recubrimientos.
- Agrietamiento por fatiga.
- Fractura frágil.

a. Puntos de Inyección

Algunas veces los puntos de inyección están sometidos a corrosión localizada debido a la operación normal o a condiciones de operación anormales.

Los métodos preferidos de inspección son mediante radiografía y/o ultrasonido, la que sea más apropiada, para establecer el espesor mínimo en cada TLM (sitio de medición de espesores) seleccionado. Se pueden utilizar mallas finas para medición de ultrasonido o escaneo automático por ultrasonido.

b. Piernas Muertas

La tasa de corrosión de la pierna muerta puede variar significativamente de la tasa de la tubería adyacente que está activa. Se debe monitorear el espesor de pared en las piernas muertas seleccionadas, incluyendo la tubería que se encuentra estancada y la conexión a la línea activa.

c. Corrosión bajo el Aislamiento

La inspección visual de tuberías con aislamiento debe incluir la revisión de la integridad del aislamiento y la búsqueda de condiciones que puedan conducir a la ocurrencia de Corrosión bajo aislamiento . Fuentes de humedad pueden incluir agua lluvia, fugas de agua, condensación, etc. La forma más común de Corrosión bajo aislamiento es corrosión localizada.

d. Interfase Suelo-Aire

Las interfaces Suelo-Aire para tubería enterrada sin la adecuada protección catódica deben ser incluidas en las inspecciones programadas de tuberías superficiales. La inspección incluye la revisión de daños en el revestimiento, tubería sin revestimiento y la medición de las picaduras (pits) de corrosión si se encuentran. Si se descubre corrosión significativa se deben medir los espesores y se puede requerir excavar para evaluar si la corrosión está localizada en la interfase suelo/aire o si persiste y continúa en la sección de tubería enterrada.

En las interfaces concreto-aire y asfalto-aire de tubería enterrada sin protección catódica, el inspector debe revisar si hay evidencia de deterioro en el sello de la interfase que permita el ingreso de humedad. Si esta condición existe en la tubería por más de 10 años, puede ser necesario realizar una inspección por debajo de la superficie antes de proceder a re-sellar la interfase.

e. Corrosión localizada

El programa de inspección considera tres elementos indispensables que ayudan a identificar la corrosión debida a las condiciones específicas del servicio o de la operación y ayudan a ubicar los sitios adecuados para la medición de espesores o TMLs. Estos elementos son:

- Un inspector con conocimiento del servicio que presta la tubería y en donde es posible que ocurra corrosión.
- Uso extensivo de técnicas de ensayos no destructivos (NDEs).
- Comunicación con el personal de operaciones para preveer cambio en las condiciones de operación que puedan ocasionar el incremento las tasas de corrosión.

f. Erosión y Corrosión/Erosión

La erosión, definida como la remoción de la superficie del material por la acción del impacto de numerosas partículas individuales de sólido o líquido, se caracteriza por presentar surcos, agujeros redondeados, ondulaciones o valles con una dirección preferencial. Usualmente ocurre en áreas en donde se presentan cambios de dirección en la tubería del sistema, o aguas debajo de válvulas de control en las que se puede presentar vaporización. Los daños por erosión son usualmente mayores cuando se tienen corrientes con partículas sólidas o líquidas fluyendo a altas velocidades. La combinación de corrosión/erosión presenta una pérdida de metal significativamente más grande que la que se espera de erosión solamente.

Algunos ejemplos de sitios en donde se pueden esperar problemas por erosión o erosión/corrosión, son:

- Aguas abajo de válvulas de control, especialmente en donde ocurre vaporización.
- Aguas abajo de orificios.
- Aguas abajo de la descarga de bombas.
- En los puntos con cambio de dirección de flujo, por ejemplo en el radio externo e interno de los codos.
- Aguas abajo de configuraciones de tubería que produzca o incremente la turbulencia.

Las áreas en donde se sospeche de la presencia de erosión o corrosión /erosión deben ser inspeccionadas con métodos apropiados de NDT, los cuales permitan

tomar mediciones sobre un área amplia, tales como escaneo por ultrasonido, perfil radiográfico o corrientes de eddy.

g. Agrietamiento inducido por el Medio Ambiente

Si se evidencia el riesgo de tener indicaciones de Agrietamiento por Corrosión y Esfuerzo (SCC), se deben programar inspecciones mediante líquidos penetrantes (PT), partículas magnéticas fluorescentes húmedas (WFMT) o ultrasonido.

Cuando sea posible, secciones de tubería que hayan sido removidas del sistema pueden ser abiertas para inspeccionar las superficies internas por SCC.

h. Corrosión Bajo Recubrimientos o Depósitos

Si los recubrimientos externos o internos están en buena condición y no hay razón para sospechar que existe una condición de deterioro debajo de los mismos, generalmente no es necesario removerlos para inspeccionar la tubería bajo ellos. La efectividad de los recubrimientos utilizados para prevenir la corrosión se reduce en gran parte si se encuentran grietas u orificios en él. Se debe inspeccionar los recubrimientos en búsqueda de separaciones, rupturas o grietas, agujeros o ampollamientos. Si se encuentra cualquiera de estas condiciones, puede ser necesario remover porciones del recubrimiento y evaluar la condición de la tubería por debajo de ellos. Como método alternativo se puede utilizar inspección ultrasónica desde el exterior para medir el espesor de pared de la tubería y detectar separaciones, agujeros o ampollamientos.

i. Agrietamiento por Fatiga

El agrietamiento por fatiga en la tubería puede producirse como resultado de ciclos de esfuerzos excesivos los cuales usualmente se ubican por debajo de la resistencia a la fluencia del material. Estos esfuerzos cíclicos pueden ser impuestos por la presión, mecánicamente o por cambios en temperatura.

El agrietamiento por fatiga es típicamente detectado primero en puntos con intensificadores de esfuerzo tales como en conexiones de derivación o manifolds o en sitios con metales de diferente coeficiente de expansión térmica. Los métodos preferidos de inspección mediante NDE incluyen los líquidos penetrantes, partículas magnéticas o emisión acústica.

Es importante tener en cuenta que es más probable tener falla por agrietamiento por fatiga antes que detectarlo por medio de cualquier método de NDE, debido a que de todos los ciclos requeridos para producir la falla, la gran mayoría se

requieren para iniciar la grieta y los restantes para propagarla hasta la falla. Por lo tanto, un diseño y una instalación adecuada son fundamentales para prevenir este tipo de problema.

j. Fractura Frágil

Aceros al carbón o de baja aleación pueden ser susceptibles a fractura frágil a, o por debajo, de la temperatura ambiente. La mayoría de las fracturas frágiles ocurren durante la primera aplicación de un nivel de esfuerzo en particular, como por ejemplo durante la prueba hidrostática, a no ser que durante la vida en servicio se hayan introducido defectos críticos en el material.

5.3.3. Inspecciones de Tuberías Enterradas o Bajo el Mar.

a. Vigilancia Visual Superficial

Un método que ayuda a encontrar problemas o fugas en las tuberías enterradas es la inspección visual del terreno por donde se pasa la tubería enterrada en búsqueda de indicios que puedan indicar fuga, dentro de los que se encuentran:

- Cambio en el contorno de la superficie del suelo.
- Decoloración del suelo.
- Ablandamiento del asfalto.
- Formación de piscinas.
- Burbujeo de los charcos en el suelo.
- Olor característico.

b. Estudio de Potenciales de Intervalo Cercano – Close Interval Potential Survey

La medición de potenciales de intervalo cercano de realizado a nivel del suelo sobre la tubería enterrada puede ser utilizado para ubicar sitios con corrosión activa sobre la superficie de la tubería.

Celdas de corrosión se pueden formar cuando tubería recubierta o desnuda enterrada entra en contacto con el suelo. Puesto que el potencial del área con corrosión medido será diferente al de un área sana adyacente de la tubería. De esta forma esta técnica puede ayudar a determinar actividad de corrosión en la tubería enterrada.

c. Estudio de Discontinuidades en el Revestimiento - Holiday Survey

El estudio de discontinuidades del revestimiento puede ser usado para localizar defectos en el revestimiento de tubería enterrada y puede ser usado bien en tubería recién construida para asegurar que el revestimiento está libre de discontinuidades (holiday free), así como evaluar la funcionalidad del revestimiento de tubería que ha estado enterrada por un período largo de tiempo.

De los datos del estudio, la funcionalidad y la tasa de deterioro del revestimiento pueden ser determinadas. Esta información puede ser utilizada tanto para predecir la actividad de la corrosión en un sitio determinado, como para proyectar el reemplazo del revestimiento para el control de la corrosión.

d. Resistividad del Suelo

La corrosividad del suelo puede ser determinada mediante la medición de la resistividad del suelo. Suelos con niveles bajos de resistividad son relativamente más corrosivos que suelos con altos niveles, especialmente en áreas en donde la tubería está expuesta a cambios significativos en la resistividad del suelo.

Las medidas de la resistividad del suelo se pueden realizar utilizando el método ASTM G57 – Standard Test Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method – 06. En algunos casos con líneas paralelas o en intersecciones de varias líneas enterradas puede ser necesario utilizar otros métodos como el de Single-Pin.

La profundidad de la tubería debe considerarse en la selección del método a utilizar y la ubicación de las muestras. Las pruebas y la evaluación de los resultados deben ser realizadas por personal con entrenamiento y experiencia en pruebas de resistividad del suelo.

e. Monitoreo de la Protección Catódica

La tubería enterrada que se encuentra protegida catódicamente debe ser monitoreada regularmente para asegurar niveles adecuados de protección. El monitoreo incluye la medición periódica y el análisis de los potenciales tubo-suelo, por parte de personal entrenado y experimentado en la operación de sistemas de protección catódica. Se requiere un monitoreo más frecuente de los equipos críticos y los componentes que suministran la protección catódica tales como los rectificadores, para asegurar una operación confiable del sistema.

f. Métodos de Inspección Tuberías Enterradas o Bajo el Mar

Se cuenta con varios métodos de inspección disponibles. Algunos métodos indican la condición de la pared externa e interna de la tubería mientras que otros solo indican la condición de la pared interna. Dentro de estos métodos se encuentran:

- **Herramientas inteligentes:** Este método contempla el movimiento de herramientas a lo largo del tubo bien sea cuando esté en servicio o cuando esté fuera de servicio. Diferentes tipos de herramientas se encuentran disponibles, los cuales utilizan varios tipos de métodos de inspección. La línea a ser evaluada tiene que estar libre de restricciones que puedan ocasionar que la herramienta se trabe dentro de ella. Usualmente se requieren radios de curvatura superiores a 5 veces el diámetro (5D) de la tubería por lo que normalmente las herramientas no pasarán a lo largo de codos estándar de 90°. La línea también debe tener dispositivos para el lanzamiento y recepción de la herramienta.
- **Video cámaras:** Se pueden utilizar cámaras de televisión las cuales pueden ser insertadas en la tubería. Estas cámaras pueden suministrar información acerca de la condición interna de la tubería.
- **Excavaciones:** En muchos casos, el único método disponible de inspección es exponer la tubería enterrada mediante excavación para inspeccionar visualmente su condición externa y para evaluar su espesor y condición interna mediante NDT. Se debe tener especial cuidado al remover la tierra de encima y debajo de la tubería para prevenir el daño de la línea o su recubrimiento. Si se descubre que el revestimiento está deteriorado o dañado se debe proceder a retirarlo para inspeccionar el metal bajo este.

g. Vigilancia Visual Superficial

La inspección visual sobre la superficie y zonas adyacentes a la ruta de las tuberías enterradas se debe realizar aproximadamente a intervalos de 6 meses.

h. Estudio de Potenciales tubo-suelo

Un estudio de potenciales de intervalo cercano sobre tuberías protegidas catódicamente puede ser utilizado para verificar que la tubería enterrada tiene potencial de protección a lo largo de todo su recorrido. Para tuberías con un revestimiento pobre en donde los potenciales de protección catódica son inconsistentes el estudio puede realizarse a intervalos de 5 años para verificar un control continuo de la protección contra la corrosión.

En tuberías sin protección catódica o en áreas en donde fugas han ocurrido debido a corrosión externa, un estudio de medición del potencial tubo-suelo puede realizarse a lo largo del recorrido de la tubería. La tubería debe ser excavada en aquellos sitios en donde celdas de corrosión activa sean ubicadas, con el fin de determinar la extensión del daño por corrosión. Un del perfil de potencial continuo o un estudio de potencial de intervalo cercano se puede requerir para ubicar las celdas de corrosión activa.

i. Estudio de Discontinuidades en el Revestimiento - Holiday Survey

El estudio de discontinuidades del revestimiento se basa usualmente en el conocimiento de que otras formas de control de corrosión no son efectivas. Por ejemplo en una tubería revestida en donde gradualmente se ha perdido el potencial de protección catódica o ha ocurrido una fuga en un sitio con defectos en el revestimiento, un estudio de discontinuidades puede ser utilizado para evaluar el revestimiento.

j. Corrosividad del Suelo

Para tuberías enterradas con longitudes superiores a 100 m y que no estén protegidas catódicamente, las evaluaciones de la corrosividad del suelo pueden efectuarse a intervalos de 5 años. la resistividad del suelo puede ser usada para clasificar relativamente la corrosividad del suelo.

5.3.4. Valoración de Integridad de Tuberías de Diámetro Pequeño, Tuberías Auxiliares y Conexiones Roscadas

Las uniones roscadas en maquinaria y equipos sujetas a daños por fatiga deberán ser periódicamente inspeccionadas y valoradas. Así mismo, se deberá considerar el reemplazo de estas uniones por tubería soldada o por tubería de un espesor mayor. La programación de estas modificaciones depende de diferentes factores, dentro de los que se encuentran:

- Clasificación de la tubería
- Magnitud y frecuencia de la vibración
- Magnitud del peso sin soporte
- Espesor de pared actual
- Si el sistema tiene que ser mantenido en línea o no
- Tasa de Corrosión
- Servicio intermitente

5.3.5. Intervalos de Inspección Interna y Externa

Si se espera corrosión interna basado en los resultados de la inspección de la misma sección de tubería superficial, los intervalos y métodos de inspección de deben ajustar consecuentemente. El inspector debe considerar la posibilidad de tener una corrosión interna acelerada en piernas muertas si las hay.

La condición de la superficie externa de la tubería enterrada que no está catódicamente protegida se puede determinar mediante el uso de herramientas inteligentes de medición de espesores, o mediante excavaciones de acuerdo con los intervalos establecidos en la Tabla 3. Si se detecta mediante alguna forma la presencia de corrosión externa significativa, aún en tuberías protegidas catódicamente, se requiere excavar, inspeccionar y evaluar los resultados.

La tubería que es inspeccionada periódicamente mediante excavaciones debe ser inspeccionada en longitudes mínimas de 2 a 2.5 metros en uno o mas sitios ubicados de tal forma que sean los mas susceptibles a la corrosión. La tubería excavada deberá ser inspeccionada en toda su circunferencia en búsqueda de corrosión por picaduras o generalizada y para evaluar el estado del revestimiento.

Si la tubería se encuentra dentro de casings, se debe inspeccionar la condición del casing para determinar si agua o tierra han entrado en él.

Medidas Preventivas y de Mitigación – la inspección es usualmente un método efectivo para la gestión del riesgo. No obstante, la inspección no siempre suministra una mitigación del riesgo suficiente o puede no ser el método más eficiente en términos de costo/beneficio. El propósito de esta sección es describir otros métodos disponibles de mitigación del riesgo, en sistemas de tuberías de los Terminales, dentro de los que se encuentran:

- Diseño y construcción adecuados, de acuerdo con ASME B31.4 o ASME B31.3
- Contar con sistemas de alivio adecuados
- Revestir y mantener el revestimiento exterior de la tubería
- Uso de protección catódica para tubería enterrada
- Protección de la tubería en contra de colisión o impactos y monitorear a los contratistas que trabajen sobre o cerca de tuberías enterradas

Estos métodos sumados al programa de inspección se concentran en prevenir las fugas de la tubería. Los sistemas de detección de fugas o las pruebas de presión

varían en costos y solo suministran una imagen instantánea de la integridad del sistema y no son predictivos para prevenir fugas futuras; no obstante estos métodos ofrecen algunos beneficios cuando se encuentran integrados adecuadamente con otros programas de inspección y prevención

5.4. Valoración Integridad de Uniones Bridadas

La inspección de las uniones bridadas incluye la verificación de las marcas que sean visibles en los espárragos y empaques utilizados versus las especificaciones y los respectivos códigos ASME y ASTM.

Los espárragos o pernos deben pasar completamente a través de la tuerca. Cualquier espárrago o perno que no lo haga se considera aceptable si el número de hilos en la tuerca que le falta para pasar completamente no es mayor a uno. La inspección de uniones bridadas incluye la revisión de corrosión en los espárragos o en la brida, así como fugas, goteos, manchas a través de los espárragos o de los empaques entre las bridas. Las bridas de conexión de dispositivos de medición e instrumentación están incluidas dentro del alcance de esta inspección

Uno de los principales factores que contribuyen a la integridad de las uniones bridadas es la aplicación de procedimientos específicos de montaje, utilizando materiales (espárragos y empaques) que sigan unas especificaciones y control de calidad rigurosos. La inspección de las uniones bridadas dentro de los Terminales debe considerar la revisión de la información y los registros de montaje de las uniones bridadas realizadas por el personal del Terminal dentro de los trabajos normales de operación, mantenimiento o dentro de los procesos de modificación y reparación de los Terminales.

Los registros a revisar incluyen la documentación de la aplicación de los siguientes procedimientos y especificaciones de operación y mantenimiento:

Procedimientos para el montaje de juntas bridadas y que incluyan los valores de torque necesarios, así como las herramientas para aplicarlos, dependiendo del tipo de unión bridada y empaque a utilizar.

Procedimientos para el montaje de bridas críticas que aseguren una precisa aplicación de tensión en los espárragos mediante técnicas de pre-tensionamiento de los espárragos, medición de la deformación o similares.

Procedimientos específicos para el montaje de juntas de aislamiento diseñados específicamente para el tipo de empaque y junta de aislamiento a utilizar.

Especificaciones escritas para la selección, compra y control de calidad de los empaques y espárragos, así como registros y certificados de los materiales comprados.

Los procedimientos de montaje de uniones bridadas deben incluir apartes específicos para la inspección y revisión de los empaques, tortillería (tuercas y espárragos), superficie de las caras, planitud y alineación de las bridas que vayan a ser instaladas o que hayan sido desconectadas para actividades de mantenimiento, reparación o modificación.

5.5. Valoración Integridad Válvulas

Normalmente la medición rutinaria de espesores no se hace en las válvulas. El cuerpo de la válvula es normalmente más grueso que los otros componentes de las tuberías por consideraciones de diseño. No obstante, cuando las válvulas son retiradas y desarmadas para trabajos de mantenimiento o reparación, la inspección que se realice debe incluir la revisión de cualquier patrón de corrosión atípico o adelgazamiento.

Si se sospecha que las válvulas de compuerta están sometidas a erosión o corrosión, se deben establecer puntos de medición de espesores (TMLs) entre los sellos, al ser esta un área de alta turbulencia y esfuerzos.

Las válvulas de control u otras válvulas de restricción del flujo, particularmente las que prestan un servicio de alta reducción de presión, pueden ser susceptibles a corrosión/erosión localizada en el cuerpo de la válvula aguas abajo del elemento de control o reducción. Si se sospecha de esta pérdida de metal, se debe retirar la válvula de servicio para realizar una inspección interna. El interior de la tubería y de la brida de conexión hacia aguas abajo debe también ser inspeccionada en búsqueda de pérdida de metal.

Cuando se realicen pruebas de sellos o de cuerpo después de una mantenimiento o reparación de las válvulas, este se debe realizar de acuerdo con el API 598 – Valve Inspection and Testing, 2004.

Las válvulas cheque críticas deben ser inspeccionadas visualmente e internamente para asegurar que ellas detendrán una reversa del flujo. Como ejemplo de válvulas cheque críticas se tienen las válvulas cheque ubicadas a la descarga de bombas de múltiples etapas de alta cabeza. La falla en la operación de una de estas válvulas puede ocasionar una sobre-presión en la tubería durante una reversa del flujo. La inspección visual debe incluir:

Revisión de que la compuerta es libre para moverse de acuerdo con lo requerido, sin excesivo juego debido a desgaste.

La superficie donde para la compuerta no debe tener excesivo desgaste. Esto minimizará la posibilidad de que la compuerta se mueva mas allá de su tope superior y permanezca en la posición abierta cuando la válvula este montada en posición vertical.

El mecanismo de sujeción de la compuerta debe estar apretado y en buenas condiciones para evitar que la compuerta se pueda soltar durante la operación normal.

Las pruebas de sello de las válvulas cheque no son generalmente requeridas.

Las uniones pernadas del bonete de las válvulas deben ser revisadas en búsqueda de corrosión o evidencia de fuga como por ejemplo: Goteos, manchas o depósitos. Las fugas a través del bonete pueden ocasionar corrosión o agrietamiento atmosférico.

Dentro de las medidas de mitigación a considerar en la elaboración del plan de prevención para válvulas se encuentran:

- Incluir las dentro de un programa de mantenimiento programado o preventivo, el cual identifica problemas potenciales, aumenta el nivel de conciencia sobre problemas potenciales, reduce actividades de mantenimiento no programado y facilita la administración del presupuesto al presupuestarse anticipadamente. Considerada como medida de Protección.
- Realizar inspecciones visuales periódicas, para detectar problemas potenciales tales como pequeños goteos a través del vástago de la válvula. Considerada como medida de Prevención / Detección
- Monitorear continuamente la presencia de hidrocarburos líquidos o en vapor. Considerada como medida de Detección.
- Utilizar bandejas para goteo como medida de Protección para recolectar pequeños goteos en áreas donde potencialmente pueden ocurrir.
- Sistema de protección de contra fugas que provea una contención secundaria en las válvulas consideradas como críticas y con un potencial de fuga alto. Considerada como medida de Protección.

5.6. Valoración integridad Tanques Sumidero

La inspección de los tanques sumidero se realizará siguiendo los mismos intervalos de inspección que para las tuberías superficiales. Se seleccionarán TLMs en el cuerpo del tanque, dándole prelación a la parte inferior de los tanques.

Las inspecciones visuales buscarán indicios de corrosión en el cuerpo de los tanques, soportes y tuberías de conexión. Esta inspección debe incluir la revisión de los búnkeres en busca de grietas o separaciones que pongan en duda su estanqueidad.

La inspección debe incluir la revisión de los registros periódicos de mantenimiento de la instrumentación del tanque, con énfasis en los interruptores e indicadores de nivel del tanque y la revisión de cualquier evento de sobre llenado o rebose.

Dentro de las medidas de mitigación a considerar en la elaboración del plan de prevención para tanques sumidero se encuentran:

- Incluirlos dentro de un programa de mantenimiento programado o preventivo, o modificar los intervalos de inspección y mantenimiento establecidos, los cuales cual identifican problemas potenciales, aumentan el nivel de conciencia sobre problemas potenciales, reducen actividades de mantenimiento no programado y facilitan la administración del presupuesto. Considerada como medida de Protección.
- Realizar inspecciones visuales periódicas, para detectar problemas potenciales. Considerada como medida de Prevención / Detección
- Monitorear continuamente la presencia de hidrocarburos líquidos o en vapor. Considerada como medida de Detección.
- Revisión / Adecuación del bunker como medida de contención secundaria en caso de fuga. Considerada como medida de Protección.

5.7. Valoración Integridad Boyas y PLEM (Pipeline End Manifold) Submarinos

Anualmente mediante personal aprobado por entes como ABS (American Bureau of Shipping) se debe determinar y certificar anualmente la apropiada operación y servicio de la monoboya. Con esta actividad se busca adquirir datos cuantitativos utilizando buzos técnicamente calificados para detectar y evaluar daños.

Esta inspección debe comprender como mínimo:

- Inspección visual general de la, boya y PLEM (Incluyendo tuberías, válvulas, espárragos y soldaduras)
- Medición de espesores mediante ultrasonido SCAN B y C en tuberías, codos, cámaras de flotación, y otros accesorios de la boya como la torreta, PLEM
- Inspección y evaluación del recubrimiento de la boya y el PLEM
- Evaluación del crecimiento de la vida marina
- Revisión y certificación por parte de ABS del reporte de inspección
- Fotografías y video de la inspección

a. Inspección Visual en Superficie Estructuras Costa Afuera

Diariamente, es importante realizar recorridos muelle-boya-muelle, inspeccionando el trayecto de los ductos, atentos a cualquier indicio de fuga de crudo sobre la superficie del mar.

b. Inspección Visual Mantenimiento de Rutina en Mangueras

De acuerdo con los lineamientos y recomendaciones de OCIMF (Oil Companies Internacional Marine Forum) se realizarán inspecciones y mantenimientos de rutina para garantizar la seguridad de la operación. Específicamente inspecciones visuales de mangueras (submarinas y flotantes), conexiones, válvulas y demás accesorios, así como también mantenimientos mensuales de los diferentes equipos y sistemas de la monoboya y pruebas de presión del sistema.

c. Monitoreo de Corrosión Interna Oleoducto Costa Afuera

Un plan para corrosión interna para un Terminal y sus ductos costa afuera estará basado en las siguientes actividades:

- Modelo de crecimiento de anomalías por corrosión interna.
- Análisis fisicoquímicos y microbiológicos del agua contenida en el crudo.
- Monitoreo de Inyección de inhibidores y biocidas.
- Resultados de las inspecciones internas con herramientas inteligentes.
- Investigación y evaluación directa de anomalías.

d. Mantenimiento y Remoción de Microorganismos

Moluscos y microorganismos que se adhieren a las estructuras costa afuera deberán ser permanentemente removidos mecánicamente para evitar daños en la integridad de las estructuras. Un plan anual para estas actividades deberá ser realizado durante todo el año.

e. Mantenimiento y Reparación de Pinturas y Recubrimientos

Realizar el mantenimiento de pintura identificados en la boya, plem, válvulas, bridas, bajo las normas estipuladas con el objeto de dar una vida útil más larga a los recubrimientos de pintura y detener el avance de la corrosión en dichos puntos. El mantenimiento a la pintura deberá ser realizado anualmente.

f. Inspección Zona Splash

Se denomina zona splash al área que cubre la interfase agua-aire donde los efectos por corrosión y acción de las olas pueden causar daños mecánicos sobre las estructuras. Especial atención deberá darse a las Inspecciones y mantenimientos anuales en esta zona como remoción de organismos y reparación de recubrimientos deberá ser realizado anualmente. Igualmente medidas de espesores deberán ser tomadas en estas áreas.

La zona de splash deberá ser inspeccionada anualmente para determinar si las medidas de control de corrosión y adherencia de organismos marinos tomadas son efectivas. Debido a la agresividad del ambiente marino, la pintura de la boya sufre bastante y constantemente.

Es importante realizar limpieza mecánica de las superficies que sufren de adherencia de organismos, lecturas de espesores de lámina, cálculos la rata de corrosión y reparación y mantenimiento de recubrimientos es estas áreas anualmente.

g. Inspección Visual Submarina

La inspección visual submarina es efectuada para la verificación externa de la integridad de la tubería, del PLEM, mangueras submarinas, sus conexiones y demás accesorios. Este tipo de inspecciones debe ser realizada por buzos equipados con herramientas e instrumentos y quedar registrados en videocintas y formatos escritos.

En esta inspección, los buzos recorrerán el oleoducto, inspeccionando el cuerpo de la tubería, e investigando sus alrededores, en busca de la eventual presencia de deformaciones, ó averías en el revestimiento de concreto, presencia de socavaciones, ó hundimientos causados por el efecto de la erosión, debida a la dinámica de las corrientes submarinas.

La inspección visual submarina se realizará con una frecuencia mínima de cada dos (2) años en época de verano para permitir una mayor visibilidad de las condiciones externas del tubo. Esta inspección visual externa submarina será realizada buzos entrenados y certificados para ejecutar esta labor. Elementos como cámaras de video y fotografías deberán ser utilizados durante estas inspecciones.

h. Inspección con Herramientas Inteligentes Línea Costa Afuera

Mediante un análisis cualitativo y con la ayuda de modelos probabilísticos y determinísticos se determinó la fecha de inspección con herramienta inteligente Costa Afuera. Se hicieron varias simulaciones utilizando el criterio de probabilidad de excedencia de acuerdo a las regulaciones y códigos existentes para corrosión externa y para corrosión interna. Correlación de datos e información de la totalidad de inspecciones costa afuera fueron utilizadas en el estudio al igual que sus ratas de corrosión.

Los intervalos de inspección definidos con herramientas inteligentes están basados en los siguientes parámetros:

- Ratas de crecimiento de defectos medidas y calculadas
- Tipo, número y severidad de los defectos
- Cambio en las condiciones de operación
- Calidad y tipo de datos anteriores
- Características del producto transportado
- Sensibilidad ambiental y población.
- Códigos y regulaciones

Aunque DOT 195 establece que los intervalos de evaluación de la integridad de la línea no deben exceder los cinco (5) años, el área de integridad puede justificar la modificación de estos intervalos mediante una evaluación de ingeniería. Los intervalos de inspección con herramienta inteligentes, han sido definidos bajo el criterio de las ratas de corrosión y simulaciones realizadas en el modelo de crecimiento de defectos. Los intervalos de reinspección son el resultado de un análisis probabilístico y determinístico de cada una de las anomalías encontradas durante la inspección interna bajos diferentes escenarios incluyendo el momento donde pueda ocurrir una fuga o una ruptura. Estos intervalos oscilan entre los 2 a los 5 años. Se deben determinar las fechas y frecuencias de las inspecciones basadas en los resultados obtenidos de inspecciones anteriores, la evaluación de las condiciones de la línea, modelos de crecimiento de corrosión y el análisis de defectos basado en riesgos.

i. Pruebas y reemplazos de mangueras marinas

Las pruebas y reemplazos de mangueras marinas se realizarán de acuerdo a los parámetros OCIMF, especificaciones técnicas de los fabricantes.

Además de realizar inspecciones generales sobre la apariencia de las mangueras y conexiones, anualmente se realizarán pruebas sobre ellas para determinar su condición actual y tendencia en desempeño. Específicamente se realizarán pruebas hidrostáticas de elongación, presión y pruebas de vacío para encontrar posibles defectos internos y evaluación de continuidad/discontinuidad eléctrica.

6. PLANES DE OPTIMIZACION Y MEJORAMIENTO

6.1. Plan integridad para gestión del cambio en el Terminal

Una vez establecido el Programa de Gestión de Integridad para el Terminal, es muy importante monitorearlo y mejorarlo. Los cambios de la instalación que se realizan y los que afectan a su entorno podrían alterar las prioridades del programa y las medidas de control de riesgos empleadas. El propósito del Plan para la Gestión del Cambio es asegurar la continuidad de la validez del programa, al:

- Advertir los cambios antes o poco después de que ocurran.
- Asegurar que estos cambios no incrementan de forma innecesaria los riesgos.

La gestión del cambio garantiza que el proceso de gestión de la integridad permanece viable y efectivo a medida que ocurren los cambios en el sistema y/o que se dispone de datos nuevos, revisados o corregidos. Cualquier cambio en los equipos o procedimientos tiene el potencial de afectar la integridad de una estación. La mayoría de los cambios, aunque sean pequeños, tendrán un efecto consecuente sobre otro aspecto del sistema. Típicamente todos los cambios se identifican y se revisan antes de su implementación. Un procedimiento de gestión del cambio proporciona un medio de mantener el orden durante los periodos de cambios en el sistema y ayuda a mantener la confianza en la integridad del programa.

La gestión del cambio implica transmitir cualquier cambio susceptible de producir un impacto en otros departamentos, posiciones o procesos dentro de la organización. La gestión del cambio también implica el desarrollo de estrategias y acciones para manejar el impacto debido a los procesos de revisión, aprobación, comunicación y documentación. La gestión del cambio es uno de los distintos planes de soporte al Programa de Integridad para Terminales. Las fallas que se presenten en la implementación eficaz de cualquiera de estos planes puede afectar adversamente el programa.

6.1.1. Requisitos Mínimos

Todo Programa de Gestión de Integridad de Terminales debe tener un Plan para la Gestión del Cambio que sea aplicado a los cambios temporales o permanentes, de tecnología, organizacionales, de procedimientos, de equipos, de productos, de materiales y de especificaciones. El Plan debe incluir:

- Procedimiento documentado con definiciones claras.
- Los roles y responsabilidades para cada paso dentro del procedimiento.
- La autoridad que revisa y aprueba los cambios.

Como parte del Plan para la Gestión del Cambio se incluyen los siguientes requisitos:

- Una valoración de riesgos del cambio propuesto, realizada por personal idóneo
- Un proceso para el establecimiento de las medidas de mitigación requeridas para mitigar los riesgos identificados.
- Identificar claramente el período del tiempo en que ocurrirá el cambio y si este es temporal o permanente.
- Revisar el impacto del cambio a los planes de respuesta a emergencias.
- Revisar la necesidad de efectuar una revisión que incluya pruebas de pre - arranque al sistema (pre-comisionamiento) antes de realizar el comisionamiento y colocarlo en línea.

La efectividad del Plan para la Gestión del Cambio se debe asegurar mediante procesos que:

- Confirman que los cambios cumplen su intención original.
- Confirman que los cambios son correctamente ejecutados.
- Confirman que las actividades requeridas para el cierre de las actividades relacionadas con el cambio se hayan ejecutado adecuadamente.
- Realicen auditorías anuales al Plan.

6.2. Plan para las medidas de desempeño

El propósito de este capítulo es el de establecer las especificaciones para el desarrollo de la metodología para evaluar la efectividad del Programa de Gestión de Integridad para Terminales. El objeto de cualquier Terminal Marítimo Petrolero es operar las instalaciones de forma que no haya efectos adversos sobre los empleados, sobre el medio ambiente, sobre el público o sobre sus clientes como

resultado de sus operaciones. Se realizarán evaluaciones periódicas para revisar la efectividad del programa de integridad.

Para evaluar el funcionamiento del programa de Terminal es necesario recopilar información y valorar periódicamente la efectividad de los métodos de evaluación de riesgos y de las actividades preventivas, de mitigación y de control de riesgos, incluyendo el plan de reparaciones, el plan de inspección, los programas de formación, los procedimientos y la gestión del cambio. En la instalación también se puede evaluar la efectividad de sus sistemas de gestión y sus procesos a la hora de servir de apoyo a las decisiones de gestión de riesgos. Se empleará una combinación de medición del desempeño y de auditorías al sistema para evaluar la efectividad global del Programa de Integridad para Terminales.

6.2.1. Características del plan de medición de desempeño

Periódicamente se debe reunir la información acerca de los resultados del programa con el fin de evaluar la efectividad de la valoración de riesgos, de los métodos utilizados en la valoración de la integridad (incluyendo reparación) y de las medidas de prevención y mitigación implementadas. Así mismo se debe evaluar la efectividad del sistema y de los procesos para la toma de decisiones relacionadas con la gestión de integridad.

Estas medidas pueden utilizarse para demostrar si el programa es adecuado o si por el contrario se tiene la necesidad de mejorarlo a través de la medición y documentación de aspectos tales como:

- La reducción del volumen total de fugas no intencionadas.
- La reducción del número total de fugas no intencionadas.
- El seguimiento y la evaluación de la efectividad de la implementación de las actividades de planificación y respuesta ante emergencias llevadas a cabo durante una fuga no intencionada.
- La evaluación de si las medidas de mitigación, una vez implementadas, son efectivas .

6.2.2. Análisis y Evaluación de los Resultados

El Programa de Gestión de Integridad para Terminales debe ser dinámico en el tiempo por lo que produce y acumula información a medida que se desarrolla. Dado que los detalles del programa de gestión de riesgos de una instalación se modificarán, así también debe hacerlo el conjunto de los componentes del programa a monitorear. Por lo tanto y complementando el programa se deberán

utilizar auditorías internas y externas como fuentes adicionales de información para determinar la efectividad del Programa. Se desarrollarán recomendaciones para mejorar los programas a partir de los resultados de las evaluaciones y auditorías de resultados.

Los resultados del Plan de Medición del Desempeño, incluyendo las auditorías y las recomendaciones de seguimiento se comunicarán a aquellas personas responsables dentro de la empresa y de la operación y mantenimiento de las instalaciones. Los resultados se evaluarán anualmente, de forma que los problemas detectados en esta revisión puedan tratarse en el sistema de forma oportuna.

6.2.3. Propósito Plan de Control de Calidad

El Plan de Control de Calidad es el sistema para garantizar la implementación y mantenimiento de los programas o normas corporativas a través de una inspección periódica aleatoria del sistema. En un Programa de Gestión de Integridad para Terminales , el control de calidad significa el desarrollo de un plan para realizar auditorías periódicas al programa, para asegurar que está actualizado, que la documentación requerida se mantiene, que se realizan las acciones de seguimiento y que el plan está implementado por personal con la formación y conocimientos suficientes.

6.2.4. Características del Plan de Control de Calidad

El Plan de Control de Calidad consiste en la documentación, implementación y mantenimiento del Programa de Gestión de Integridad para Terminales. Se requiere realizar las seis actividades siguientes, como parte fundamental del Plan:

- Identificar los procesos que se incluirán en el programa.
- Determinar la secuencia e interacción de estos procesos.
- Determinar los criterios y métodos necesarios para asegurar que tanto las operaciones como el control de estos procesos son efectivos.
- Proporcionar los recursos e información necesarios para servir de apoyo a la operación y monitoreo de estos procesos.
- Monitorear, medir y analizar estos procesos.
- Implementar las actuaciones necesarias para conseguir resultados de los programas y la mejora continua de estos procesos.

Específicamente, los procesos a ser incluidos en el programa de control de calidad son los relacionados con:

- Documentación: Los documentos deben estar controlados y mantenidos en un lugar adecuado durante la duración del programa. Los ejemplos de actividades documentadas incluyen las evaluaciones de riesgos, el plan de gestión de riesgos, los informes de gestión de la integridad y los documentos con datos
- Las responsabilidades y la autoridad del staff del operador del Terminal con respecto al Programa de Gestión de Integridad deben estar clara y formalmente definidas.
- El personal involucrado en el programa, quienes deben tener las competencias necesarias y está familiarizado con el programa y con todas sus actividades. La documentación de su competencia, implicación, calificación y el proceso para conseguirlas es parte del programa de control de calidad.
- El seguimiento y monitoreo del programa, para mostrar que se está implementando de acuerdo a lo planeado y la documentación de estos pasos. Se definen hitos de control, criterios y/o medición de resultados.
- Auditorías internas y/o externas periódicas del programa y de su plan de calidad.
- Documentación de las acciones correctivas para mejorar el programa o su plan de calidad, y el monitoreo de la efectividad de su implementación.
- Documentación y registros de los trabajos de reparación y mantenimiento que afecten la calidad o la integridad del Terminal, para asegurar que los procedimientos y especificaciones se cumplen.

6.2.5. Plan de Auditorias

Complementando las actividades de monitoreo y evaluación del Programa de Gestión de Integridad para Terminales, se elabora el Plan de Auditorías con el fin de evaluar la efectividad del programa e identificar áreas de mejora. Las auditorías se deben llevar a cabo por auditores externos al Terminal o por personal interno (auto-evaluaciones).

6.2.6. Plan de Comunicación

El Plan de Comunicación es el sistema que se debe generar para mantener efectivamente informado al personal de la compañía acerca del programa, sus objetivos, su implementación y los resultados obtenidos.

Así mismo establece los lineamientos a seguir cuando por alguna circunstancia la compañía necesite efectuar comunicaciones externas.

6.2.7. Comunicaciones internas

Las comunicaciones internas incluyen las comunicaciones entre las diferentes áreas como el área de integridad, la gerencia, el departamento de operaciones y cualquier otro personal de la compañía que se encuentre involucrado en la implementación y/o seguimiento del programa de gestión de integridad.

- Tipo de comunicación, verbal, escrita (copia dura), electrónica.
- Código del documento si aplica.
- Quién lo origina.
- Quién o quienes lo reciben.
- Qué acción se requiere.

Los asuntos a comunicar incluyen, pero no se limitan a, los siguientes:

- Revisión y/o actualización del Programa.
- Gestión del cambio: En situaciones programadas, incidentes y proyectos.
- Valoraciones de riesgos.
- Planes de inspección.
- Valoraciones de integridad.
- Reparaciones.
- Planes de prevención y mitigación.
- Reportes de goteos, fugas o rupturas.
- Resultados de mediciones del desempeño.
- Resultado de las revisiones y auditorías de control de calidad.
- Planes de mejoramiento al Programa del Terminal.
- Inquietudes respecto a la seguridad en procesos o equipos.

Modificaciones en el entorno del Terminal, tales como nuevas construcciones, asentamientos, etc. que puedan verse afectados ante un eventual incidente en la estación.

6.2.8. Comunicaciones Externas

Las comunicaciones externas relacionadas con aspectos del Programa de Gestión de Integridad de Terminales incluyen 4 tipos principales de audiencias:

- Público afectado.
- Bomberos o fuerza pública.
- Entidades gubernamentales.
- Prensa.

Se deben mantener unos lineamientos definidos respecto a quien(es) está autorizado para efectuar estas comunicación y cuales serían los canales apropiados.

CONCLUSIONES

Para un Terminal Marítimo Petrolero la protección a las personas, del medio ambiente y la integridad de su sistema son de la más alta prioridad. Todo Programa de Gestión de Integridad debe fundamentarse en este principio. Todo Terminal debería tener definida y firmada la política y compromiso de mantener y mejorar continuamente la integridad, para la protección del público en general, sus empleados y el ambiente

El diseño y estructuración de un Programa de Gestión de Integridad para Terminales Marítimos Petroleros es un proceso dinámico y flexible, el cual se debe actualizar y revisar permanentemente, de acuerdo con los requerimientos operacionales. Esta evaluación continua permitirá un mejoramiento constante del programa, el cual debe contemplar el uso de nuevas estrategias, planes, procedimientos y tecnologías.

Las amenazas a la integridad de un Terminal tales como corrosión interna y externa, operaciones incorrectas, construcción, materiales/manufactura, interferencia externa y agrietamiento, deben ser valoradas individual e integralmente con una periodicidad acorde con los cambios internos (i.e. operación, proyectos tasas de crecimiento) y externos (e.g. incremento poblacional o áreas ambientales tipos de crudos).

BIBLIOGRAFIA

American Society of Mechanical Engineers (ASME): ASME B31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids – 2006.

API Standard 1160 – Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines – 2001

API 340 – Liquid Release Prevention and Detection Measures for Aboveground Storage Facilities – 1997

API 2610 – Design, Construction, Operation, Maintenance and Inspection of Terminal and Tanks Facilities,

API 2610 – Design, Construction, Operation, Maintenance and Inspection of Terminal and Tanks Facilities, 2005.

API 570 – Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems, 1998, AD 2006.

API 574 – Inspection Practices for Piping Systems Components, 1998.

API 650 – Welded Tanks for Oil Storage, 2008.

API 651 – Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks, 2007.

API 652 – Linings of Aboveground Petroleum Storage Tanks Bottoms, 2005.

API 653 – Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2001.

API Publication 353 – Managing Systems Integrity of Terminal and Tank Facilities, Managing the Risk of Liquid Petroleum Releases – 2006

AIRMIC, ALARM, IRM, 2002. A Risk Management Standard. London. IRM, AIRMIC and ALARM.

Canadian Standards Association (CSA): CSA Z662-07, Oil and Gas Pipeline Systems - 2007.

Code of Federal Regulations (CFR): Part 195 – Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline, October 2007.

M. Mohitpour, A. Murray, M. McManus & I. Colquhoun, Pipeline Integrity Assurance: A Practical Approach. ASME, 2010.

National Energy Board (NBE): NBE SOR/99-294, Onshore Pipeline Regulations – 1999