

MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA  
RBI (INSPECCION BASADO EN RIESGO) PARA EQUIPOS CRITICOS DE UNA  
ESTACION DE CARGADERO DE NAFTA.

EDGAR DUVAN MORENO ESCUDERO  
JAIRO IVAN RUBIANO SANCHEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER ASEDUIS BOGOTA  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2010

MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA  
RBI (INSPECCION BASADO EN RIESGO) PARA EQUIPOS CRITICOS DE UNA  
ESTACION DE CARGADERO DE NAFTA.

EDGAR DUVAN MORENO ESCUDERO  
JAIRO IVAN RUBIANO SANCHEZ

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

Director: DANIEL ORTIZ PLATA  
Ingeniero Mecánico  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER ASEDUIS BOGOTA  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2010

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores quieren agradecer a sus familias por el apoyo y compañía en este ciclo de vida; durante el cual les restamos tiempo de dedicación debido al compromiso y la entrega para con el documento que ahora estamos presentando.

# Contenido

<b>INTRODUCCION</b>	<b>17</b>
<b>1. MARCO TEORICO</b>	<b>18</b>
1.1 HERRAMIENTAS DE CONFIABILIDAD DE EQUIPOS	18
1.2 RBI (INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO)	20
1.3 MATRIZ PARA EVALUAR EL RIESGO	21
1.4. RIESGO	23
1.5 CONCEPTO DE CALIDAD TOTAL Y CICLO DE CONTROL DE DEMING.	23
1.6 ANALISIS DE CRITICIDAD	24
1.7 FMEA Y FMECA	24
1.8 RPN (NUMERO RIESGO PRIORITARIO)	25
<b>2. MARCO CONTEXTUAL</b>	<b>27</b>
2.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO	27
2.1.1 Extraccion del petroleo.	28
2.1.2 Proceso de refinación.	29
2.1.3 Estructura de cargadero de nafta.	30
2.2 EQUIPOS	31
2.2.1 Bombas.	31
2.2.3 Sistema de aguas aceitosas.	34
2.2.4 Sistema de espuma..	35
2.2.5 Bombas de inyeccion de crudo.	36
2.2.6 Brazos de cargue.	37
2.2.7 Sistema contraincendio.	38
2.2.8 Zona de Descagadero.	39
<b>3. MARCO NORMATIVO SEGÚN LA NORMA API 580 (RISK BASED INSPECTION).</b>	<b>41</b>
3.1 RECOLECCION DE DATOS E INFORMACION	42
3.2 DETERMINACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLA	44
3.2.1 Tipo de analisis de probabilidad de falla.	45
3.2.2 Criterios para determinar la probabilidad de falla.	46
3.3 DETERMINACION DE LA CONSECUENCIAS DE LA FALLA	50
3.3.1 Categorías de consecuencias y efectos.	53
3.4 DETERMINACION, EVALUACION Y GESTION DEL RIESGO	55
3.4.1 Determinación de la probabilidad de una consecuencia especifica.	56
3.4.2 Calculo de riesgo.	57
3.5 GESTION DEL RIESGO Y NIVELES DE ACEPTACION	57
3.5.1 Riesgo aceptable.	57
3.5.2 Uso de la evaluación del riesgo en la inspección y planeación del mantenimiento..	57
3.6 PRESENTACION DEL RIESGO	58
3.6.1 Matriz de Riesgo.	58
3.6.2 Grafico de Riesgo.	59
3.7 ADMINISTRACION DEL RIESGO CON ACTIVIDADES DE INSPECCIÓN	60
3.7.1 Reducción de la incertidumbre a través de la inspección.	61
3.7.2 Identificando oportunidades con RBI.	61
3.7.3 Estableciendo la estrategia de inspeccion basada en la administracion del riesgo.	61
3.8 CICLO DINAMICO DE RBI.	62

3.8.1 Mitigacion / Reevaluacion del riesgo. ....	63
3.8.2 Buenas practicas para administrar el riesgo. ....	63
3.9 MANEJANDO LOS COSTOS DE INSPECCION CON RBI .....	63
3.10 DOCUMENTACIÓN DE RBI.....	64
3.11 MITIGACIÓN Y CONTINUACIÓN .....	64
<b>4. MODELO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA API 580 (RISK BASED INSPECTION) PARA LOS EQUIPOS CRITICOS PARA UN CARGADERO DE NAFTA. ....</b>	<b>65</b>
4.1 EQUIPO DE TRABAJO PARA EL MODELO RBI .....	65
4.1.1 MIEMBROS DEL EQUIPO, PAPELES Y RESPONSABILIDADES. <b>SE DESCRIBEN A CONTINUACIÓN:</b> .....	65
4.1.1.1 Líder del equipo. ....	65
4.2 DEFINICION DE OBJETIVOS .....	68
4.3 ESTABLECER LIMITES DE ESTUDIO RBI. ....	69
4.3.1 Definicion de limites fisicos de evaluacion. ....	69
4.3.2 Establecer los limites de funcionamiento. ....	69
4.4 ANALISIS DEL CARGADERO .....	71
4.4.1 UNIDAD DE PROCESO. ....	71
4.4.2 SISTEMA. ....	71
4.4.3 Subsistema. ....	71
4.4.4 Equipos. ....	71
4.4.5 Componente. ....	71
4.4 SELECCION DE EQUIPOS A ANALIZAR .....	72
4.5 METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DEL RBI. ....	76
4.5.1 Fase 1. ....	76
4.5.2 Fase 2. ....	76
4.5.2 Fase 3. ....	76
4.6 DESARROLLO DEL PROGRAMA .....	77
4.6.1 Función. ....	78
4.6.2 Modos de falla. ....	78
4.6.3 Causas de falla. ....	78
4.6.4 Efectos de falla. ....	78
4.6.5 Deteccion / Sintoma de la falla. ....	78
4.6.6 Valoración FMECA. ....	80
4.6.7 Determinación del plan de inspección. ....	83
4.6.8 Representación grafica del riesgo. ....	84
4.6.9 Evaluación y control de la mitigación del riesgo. ....	85
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>88</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>90</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ejemplo de calculo de criticidad	73
Tabla 2. Listado de equipos criticos del cargadero de Nafta	75
Tabla 3. Ejemplo de elaboracion del FMECA del tanque	79
Tabla 4. Matriz de frecuencia	80
Tabla 5. Matriz de deteccion	81
Tabla 6. Matriz de severidad	81
Tabla 7. Jerarquizacion de aceptabilidad	82
Tabla 8. Control del FMECA del tanque, mediante evaluación de la mitigación del nivel de riesgo.	86

## LISTA DE FÍGURAS

	pág.
Figura 1 Herramientas de confiabilidad de equipos	19
Figura 2 Matriz de riesgos	21
Figura 3 Ciclo de control de deming	23
Figura 4 Proceso de refinación	29
Figura 5 Esquema del cargadero	30
Figura 6 Corte Esquemático de una Bomba Centrífuga	31
Figura 7 Fases de Implementación RBI	41
Figura 8 Fase recolección de datos e información	42
Figura 9 Fase determinación de la probabilidad de la falla	44
Figura 10 Ejemplo de posibles modos de falla	45
Figura 11 Pasos para determinar modos de fallo	47
Figura 12 Ejemplos de Modos de Fallo	48
Figura 13 Fase determinación de la consecuencia de la falla	50
Figura 14 Ejemplo de los escenarios para evaluar la consecuencia	51
Figura 15 Categorización de las consecuencias y efectos	53
Figura 16 Fase determinación, evaluación y gestión del riesgo	55
Figura 17 Ejemplo de una Matriz de Riesgo	59
Figura 18 Ejemplo de una Matriz de Riesgo con valores numéricos	60
Figura 19 Fases planes de inspección y mitigación	60
Figura 20 Delimitación física de estudio	70
Figura 21 Ejemplo de Jerarquización de la planta	73
Figura 22 Ejemplo de identificación de modos y causas de falla	72
Figura 23 Ejemplo de representación del riesgo según el método iso line risk	77

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	pág.
Fotografía 1 Bomba de Inyeccion de Crudo	32
Fotografía 2 Bomba de Tanque de Sumidero	33
Fotografía 3 Tanque de Almacenamiento de Crudo	34
Fotografía 4 Sistema de Aguas Aceitosas	35
Fotografía 5 Sistema Espuma	36
Fotografía 6 Bombas de Inyeccion de Crudo	37
Fotografía 7 Brazos de cargue	38
Fotografía 8 Sistema Contra incendio	39
Fotografía 9 Zona de Descargadero	40

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Tabla de determinacion de la criticidad de equipos bajo una evaluacion de parametros mas detallados.	90
Anexo B. Ejemplo de lista de inspeccion de tanques	94

## GLOSARIO

**Aspecto Ambiental:** Elementos de las actividades, productos o servicios de una organización que pueden interactuar con el medio ambiente.

**Aspecto Ambiental Significativo:** Un aspecto ambiental de alta significancia es aquel que tiene o puede tener un impacto ambiental significativo.

**Causas de falla:** Factor que originó una falla o avería.

**Componentes:** Materiales o repuestos necesarios en una operación de mantenimiento.

**Disponibilidad:** Indicador de mantenimiento, que corresponde al porcentaje del tiempo que un equipo o ubicación técnica está disponible para operación.

**Equipo:** Medio físico utilizado para prestar un servicio a la materia prima y/o un requerimiento.

**Equipo de Control Ambiental:** Equipo o sistema de control ambiental destinado a minimizar o mitigar los impactos ambientales que generen o puedan generar los aspectos ambientales significativos.

**Inspección:** Examinar, verificar y / o establecer condiciones y estados de un equipo.

**MTBF:** Tiempo medio entre fallas.

**MTTR:** Tiempo medio para reparar.

**Panorama de Riesgos:** Proceso para reconocer la existencia de un peligro y definir sus características.

**Prioridad:** Es el código por medio del cual se informa la urgencia que tiene el equipo para que se realice el trabajo.

**Procedimiento:** Una manera especificada de efectuar una actividad.

**Proceso:** Un conjunto de recursos y actividades interrelacionados que transforma entradas en salidas.

**Riesgo:** Combinación de la probabilidad y la(s) consecuencia(s) de que ocurra un evento peligroso específico.

## RESUMEN

TITULO: MODELO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA R B I (INSPECCION BASADO EN RIESGO) PARA EQUIPOS CRITICOS DE UNA ESTACION DE CARGADERO DE NAFTA.

AUTORES: EDGAR DUVAN MORENO ESCUDERO, JAIRO IVAN RUBIANO SANCHEZ.

PALABRAS CLAVE: MANTENIMIENTO, CONFIABILIDAD, R B I, MODOS DE FALLA.

DESCRIPCION: El presente trabajo brinda al lector conocimientos básicos acerca de cómo implementar un programa de mantenimiento basado en el riesgo para evitar las consecuencias de las fallas y minimizar reducir o evitar su impacto.

Surge como respuesta a la necesidad de establecer una metodología apropiada de un plan de mantenimiento en una estación cargadero de nafta, y exponer conceptos como el R B I, sus fundamentos, su uso, las ventajas de su implementación y sus orígenes.

La guía es de uso práctico tanto para personal administrativo, como para el personal de operación y mantenimiento logrando hacer más seguro y rentable la ingeniería de fábricas.

Finalmente el lector encontrara la información resumida y útil sobre las normas API 580 y N O Z O R K Z-0 0 8 con el objeto de que pueda documentar y referenciar correctamente su modelo particular de R B I.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento,

Director: Daniel Ortiz Plata

## SUMMARY

TITLE: MODEL OF A MAINTENANCE PLAN BASED IN THE METHODOLOGY R B I (RISK BASED INSPECTION), FOR CRITICAL EQUIPMENTS OF A STATION CARGADERO OF NAFTA.

AUTHORS: EDGAR DUVAN MORENO ESCUDERO, JAIRO IVAN RUBIANO SANCHEZ.

PRINCIPAL THERMS: MAINTENANCE, RELIABILITY, R B I, FAILURE MODES, FAILURE CONSEQUENCE, CRITICALITY ANALISIS.

The present guide offers to the r e a d e r basic k n o w l e d g e about how to implement a maintenance p r o g r a m based on the risk to avoid the consequences of the failures and to minimize or to avoid it is impact.

This document was created as answer to the n e c e s s i t y of establishing an appropriate methodology of a m a i n t e n a n c e plan in a station cargadero de nafta, and it e x p o s e s concepts like R B I, their basics, their use, the advantages of their implementation and their origins.

The guide is of use practical for administrative personnel, as the operation and maintenance personnel a c h i e v i n g sure and p r o f i t a b l e the engineering of factories.

Finally the reader found summarized information and useful on the norms A P I 580 and N O Z O R K Z-0 0 8 in order to that it document and to index his model particular of R B I correctly.

---

\* Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Daniel Ortiz Plata

## INTRODUCCION

Este trabajo tiene como objeto mostrar una metodología muy aplicada para la gestión del mantenimiento en los últimos años en el sector petrolero e hidrocarburos, se trata de el **RBI (Riesgo Basado Inspección)**, el propósito de este trabajo es dar a conocer un modelamiento hacia una estación de cargadero de nafta; esta metodología permite definir máximos intervalos entre inspecciones, y las técnicas de inspección apropiadas para el conjunto de equipos definidos para analizar en la modelación para la unidad del cargadero de nafta.

Teniendo en cuenta que en la actualidad, las principales preocupaciones para el departamento de mantenimiento se centran en la necesidad de aumentar la seguridad tanto del individuo como del medio ambiente, además de brindar un índice de confiabilidad de las instalaciones y reducir los costes asociados al fallo de los equipos, surgen diversas metodologías para satisfacer dichas necesidades. Una de la más demandada en la actualidad, es la conocida como **RBI (Risk Based Inspection)**. Esta metodología permite la evaluación y desarrollo de planes de inspección y mantenimiento de instalaciones, con base a los resultados obtenidos de un estudio exhaustivo de los riesgos asociados a cada uno de sus equipos.

El propósito general de este documento es ilustrar los lineamientos básicos que establece la norma RP-580, para implementar un programa de mantenimiento para una planta de cargadero de nafta, bajo una metodología de riesgo basado en inspección. Además se muestra un método de selección de equipos críticos de una planta, la caracterización de los planes de inspección para dichos equipos, con base a los modos de falla que se puedan presentar evaluados contra las probabilidades de ocurrencia de dichas fallas y posterior consecuencia tanto a la integridad del personal, medio ambiente y a los costos de la producción de la planta.

## 1. MARCO TEORICO

Las consecuencias de la globalización económica y la competitividad han redireccionado el rumbo del área de mantenimiento en los últimos años alejándola de la imagen de ser un centro de costos para convertirla en un proceso vital que contribuye a la generación de utilidades y catalogarla como área fundamental en la sobrevivencia de las empresas.

En gran medida este cambio de imagen ha sido posible gracias a la Ingeniería de Confiabilidad la cual es el marco teórico de las metodologías y técnicas modernas (uso de herramientas de diagnóstico, procesos de mejora continua, metodologías de análisis) para la optimización de los activos.

La presente monografía se fundamenta en una de dichas herramientas de la Ingeniería de Confiabilidad la cual es la **Inspección Basada en Riesgo (RBI)**.

### 1.1 HERRAMIENTAS DE CONFIABILIDAD DE EQUIPOS

La confiabilidad como metodología de análisis debe soportarse en una serie de herramientas que permitan evaluar el comportamiento del activo de una forma sistemática a fin de poder determinar el nivel de operatividad, la cuantía del riesgo y las demás acciones de mitigación y de mantenimiento que requiere, para asegurar su integridad y continuidad operacional.

Son múltiples las herramientas de que se sirve la confiabilidad con el fin de formular planes estratégicos para alcanzar la excelencia en las actividades de mantenimiento. Algunas de las más utilizadas industrialmente se ilustran en la Figura 1.

Figura 1. Herramientas de confiabilidad de equipos.



Fuente: Los Autores.

- **Análisis de Criticidad (CA):** Es una técnica que permite jerarquizar sistemas, equipos e instalaciones, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones.
- **Análisis de los Modos y Efectos de Falla (FMEA):** Es una metodología que permite determinar los modos de falla de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan.
- **Análisis Causa Raíz (RCFA):** Es una técnica sistemática que se aplica con el objetivo de determinar las causas que originan las fallas, sus impactos y frecuencias de aparición, para poder mitigarlas o eliminarlas.
- **Inspección Basada en Riesgo (RBI):** Es una técnica que permite definir la probabilidad de falla de un equipo o sistema, y la consecuencia que las fallas pueden generar sobre la gente, el ambiente y los procesos.

- **Análisis Costo-Riesgo-Beneficio (BRCA):** Es una metodología que permite establecer una combinación óptima entre los costos de hacer una actividad y los logros o beneficios que la actividad genera, considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal acción.
- **Costo del Ciclo de Vida (LCC):** El análisis LCC es una metodología que permite elegir entre opciones de inversión o acciones de incremento de la confiabilidad con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.<sup>1</sup>

## 1.2 RBI (INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO)

Metodología que evalúa mediante un exhaustivo estudio, los riesgos asociados a cada uno de los equipos, desarrollando con base en ello, nuevos planes de inspección y mantenimiento de todas las instalaciones.<sup>2</sup>

Las acciones de inspección y mantenimiento deben asegurar que todos los requisitos de seguridad sean mantenidos dentro de límites aceptables, mientras los costos totales debidos a inspecciones, reparaciones, fallas y pérdidas de producción sean minimizados. Por lo tanto, los esfuerzos de la inspección serán focalizados consistentemente alrededor de los elementos importantes y sus procesos de deterioro, los cuales contribuyen a la seguridad y al riesgo económico de la instalación.

A nivel mundial varios grupos de compañías petroleras lideradas por API, realizaron estudios para minimizar los impactos en costos de inspección y mantenimiento de equipos, mediante la optimización de las frecuencias de inspección. Generando la practica recomendada API-RP-581, Inspección Basada en Riesgo (RBI).

---

<sup>1</sup> GARCIA PALENCIA, Oliverio. Principios de mantenimiento. Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2009.

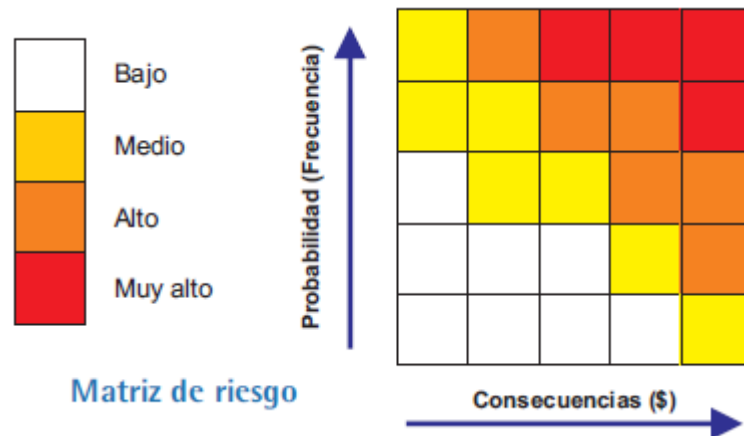
<sup>2</sup> <http://www.industriaaldia.com/articulos/65-2.pdf>

La inspección Basada en Riesgo es la tecnica que combina la probabilidad de ocurrencia de las fallas con sus consecuencias. Como logro se puede elaborar un programa de inspección destinado a definir, cuantificar y controlar los riesgos debidos a las fallas en los equipos, con prioridades y frecuencias de inspección.

### 1.3 MATRIZ PARA EVALUAR EL RIESGO

El riesgo de falla es calculado como el producto de la probabilidad de falla por la consecuencia de la falla. La estimación de las consecuencias de las fallas es una parte vital en los procesos de priorización para un analisis posterior más detallado. La evaluación de la probabilidad de falla tambien se calcula de forma cuantitativa en un rango del 1 al 5, como lo muestra la matriz de riesgos de la figura 2.

Figura 2. Matriz de Riesgos.



Fuente: <http://www.industriaaldia.com/articulos/65-2.pdf>

Los metodos y estrategias basados en riesgo focalizan los programas de inspección y las acciones de mantenimiento sobre las areas de mayor efecto

economico, cumpliendo normas de seguridad, medioambientales, junto con los criterios del usuario en cuanto a confiabilidad, disponibilidad, y limitaciones presupuestarias.

El riesgo no puede reducirse a cero solo por esfuerzos de inspección y mitigación; los otros factores que originan riesgos son: Errores humanos, Desastres naturales, Eventos externos (colisiones), Efectos secundarios de otras unidades, Actos deliberados (sabotaje), Limitaciones de los metodos de inspección, Errores de diseño, Mecanismos de degradación desconocidos, Inspección excesiva, que puede aumentar los riesgos.<sup>3</sup>

Un sistema de “control de riesgos” debe ser una excelente aproximación a la gestión de los sistemas industriales, basada en el registro y control de aquellos eventos peligrosos, que tienen el potencial de desencadenar cambios no deseados con consecuencias catastróficas.

En síntesis la Inspección Basada en Riesgo permite:

- Desarrollar un plan de inspección efectivo en costos, fundamental en mantenimiento.
- Tomar las decisiones correctas, con datos inciertos o insuficientes.
- Priorizar las acciones correctivas.
- Reducir el mantenimiento reactivo.
- Optimizar las necesidades y los costos de inspección y mantenimiento.
- Extender la vida de la planta.

---

<sup>3</sup> GARCIA PALENCIA, Oliverio. Principios de mantenimiento. Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2009.

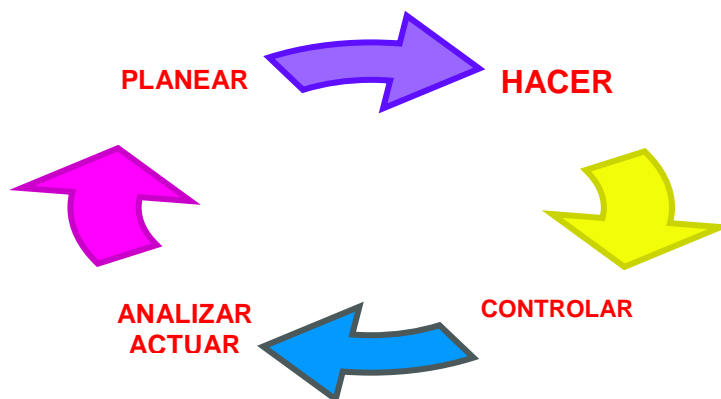
#### 1.4. RIESGO

Se puede definir al **riesgo** como la combinación entre la probabilidad de que ocurra un determinado evento y la consecuencia (generalmente negativa) asociada con ese evento. En términos matemáticos, el riesgo puede definirse como el producto entre la probabilidad y la consecuencia de un dado evento.

#### 1.5 CONCEPTO DE CALIDAD TOTAL Y CICLO DE CONTROL DE DEMING.

La **Calidad Total** es un concepto administrativo que busca de manera sistemática y con la participación organizada de todos los miembros de una empresa o una organización, elevar consistentemente e integralmente la calidad de sus procesos, productos y servicios, previendo el error y haciendo un hábito de la mejora constante con el proposito central de satisfacer las necesidades y expectativas del cliente.<sup>4</sup>

Figura 3. Ciclo de control de deming.



Fuente: Los Autores.

<sup>4</sup> GOMEZ CUBILLOS, Rafael Augusto. Administración y estilos gerenciales. Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2009.

**Planear:** Proyectar un producto con base en una necesidad de mercado, señalando especificaciones en el proceso productivo.

**Hacer:** Es ejecutar el proyecto.

**Controlar:** Verificar o controlar el producto conforme a identificadores de calidad durante las fases del proceso de producción y comercialización.

**Analizar y Actuar:** Interpretar reportes, registros, para actuar a través de cambios en el diseño del producto y de los procesos de producción y comercialización para lograr la mejora continua.

Este ciclo rompe la vieja filosofía de producir y vender, vender, y vender hasta agotar el producto sin tomar en cuenta la aceptación del consumidor.<sup>5</sup>

## 1.6 ANALISIS DE CRITICIDAD

Metodología que permite jerarquizar en función de su impacto global a los sistemas, instalaciones y equipos, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. Además ayuda a identificar las áreas que requieren mayor atención de mantenimiento en función del proceso que realizan. Su utilidad es muy diversa pero entre otras es apropiada para diseñar políticas de mantenimiento y/o dirigir tales políticas hacia los sistemas o áreas más críticas.

$$\text{CRITICIDAD} = \text{FRECUENCIA DE FALLA} * \text{CONSECUENCIA}^6$$

## 1.7 FMEA Y FMECA

El FMEA es un método de modelación de fiabilidad, basado en una aproximación cualitativa, en tanto que el FMECA (que es una extensión del FMEA) realiza además una aproximación cuantitativa y asigna criticidad y probabilidad de

---

<sup>5</sup> Ibid.

<sup>6</sup> GARCIA PALENCIA, Oliverio. Principios de mantenimiento. Bogotá. Universidad Industrial de Santander, 2009.

ocurrencia para cada modo de fallo dado. El FMECA es un procedimiento que se implementa durante la fase de diseño, con el objetivo de identificar puntos débiles y desventajas potenciales en el diseño (modos de fallo) del sistema, clasificándolos de acuerdo a su probabilidad y la severidad de sus consecuencias. Los principales objetivos del FMECA son mejorar el diseño del sistema, de tal manera que se elimine la mayor cantidad posible de fallas y peligros del sistema, aumentar la probabilidad de una operación a prueba de fallas y reducir el riesgo y la tasa de fallo de los daños causados por las consecuencias de las fallas. FMECA es un análisis en el cual el diseñador asigna para cada componente una lista de modos de fallo y los efectos de los mismos sobre el comportamiento del sistema.<sup>7</sup>

#### 1.8 RPN (Numero Riesgo Prioritario)

El RPN (por sus siglas en Ingles es el “Numero de Jerarquización de Riesgo”, es una evaluación semi-cuantitativa, de juicio de expertos y está compuesto por:

$$\text{RPN} = F \times C \times D$$

- *La probabilidad de ocurrencia (Frecuencia)*. Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 probabilidad muy baja y 10 probabilidad muy alta.
- *Factor de severidad (Consecuencia)* Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 severidad muy baja y 10 severidad muy alta.
- *Detectabilidad*. Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 alta Detectabilidad y 10 Detectabilidad muy baja.

Como se puede observar los dos primeros factores Frecuencia y Ocurrencia definen lo que normalmente se conoce como *Riesgo*, así pues el **RPN** no es más

---

<sup>7</sup> <http://www.bqr.com/content/view/52/69/lang.sp/>

que el Riesgo por la Detectabilidad de ocurrencia de un evento *antes de que el mismo ocurra*.

La Detectabilidad es un factor que define que tan bien se puede *detectar o anticipar* un evento antes de que ocurra y por ende reducir consecuencias indeseables.

Así pues con el RPN se pueden jerarquizar las estrategias de cuidado de activos que poseen un RPN alto, medio o bajo y optimarlas. Para obtener resultados satisfactorios durante el estudio es necesario que las escalas de RPN y sus definiciones se empleen de manera consistente.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> <http://www.aciem.org/bancoconocimiento/G/Gerenciaestrategicadeactivos/Gerencia%20estrategica.Antonio%20Alvarez.doc>

## 2. MARCO CONTEXTUAL

En este capítulo se describe el proceso de explotación, extracción y transporte de petróleo para mostrar un marco más claro de la producción de hidrocarburos; además de mostrar los instrumentos y equipos que hacen parte de una estación de cargadero de nafta.

### 2.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO

Desde la antigüedad el petróleo aparecía de forma natural en ciertas regiones terrestres como son los países de Oriente Medio. Hace 6.000 años en Asiria y en Babilonia se usaba para pegar ladrillos y piedras, en medicina y en el calafateo de embarcaciones; en Egipto, para engrasar pieles; las tribus precolombinas de México pintaron esculturas con él; y los chinos ya lo utilizaban como combustible.

La primera destilación de petróleo se atribuye al sabio árabe de origen persa Al-Razi en el siglo IX, inventor del alambique, con el cual obtenía queroseno y otros destilados, para usos médicos y militares. Los árabes a través del Califato de Córdoba, actual España, difundieron estas técnicas por toda Europa..

En el siglo XVIII y gracias a los trabajos de G. A. Hirn, empiezan a perfeccionarse los métodos de refinado, obteniéndose productos derivados que se utilizarán principalmente para el engrasado de máquinas.

En el siglo XIX se logran obtener aceites fluidos que empezaran pronto a usarse para el alumbrado. En 1846 el canadiense A. Gesnerse obtuvo queroseno, lo que incrementó la importancia del petróleo aplicado al alumbrado.<sup>9</sup>

La aparición de los motores de combustión interna abrió nuevas e importantes perspectivas en la utilización del petróleo, sobre todo en uno de los productos

---

<sup>9</sup> <http://gustato.com/petroleo/historia.html>

derivados, la gasolina, que hasta entonces había sido desechada por completo al no encontrarle ninguna aplicación práctica.

El 14 de septiembre de 1960 en Bagdad, (Iraq) se constituye la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), fundada por el Ministro de Energías venezolano Juan Pablo Pérez Alfonso, junto con un grupo de ministros árabes.

Las principales empresas estatales son Aramco (Arabia Saudita), National Iranian Oil Company (Irán), Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima PDVSA (Venezuela), China National Petroleum Corporation, Kuwait Petroleum Company, Sonatrach, Nigerian National Petroleum Corporation, Libya National Oil Co, Petróleos Mexicanos (PEMEX) (México) y Abu Dhabi National Oil Co. En el caso de la mayor empresa rusa, Lukoil, la propiedad gubernamental es parcial.<sup>10</sup>

**2.1.1 Extracción del petróleo. El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzarán la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata y estabiliza eliminando los compuestos más volátiles. Posteriormente se transporta a refinerías o plantas de mejoramiento. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras. La medida técnica y financiera del petróleo es el barril que corresponde a la capacidad de 42 galones estadounidenses (un galón tiene 3,78541178 litros, por lo que un barril equivale a 158,98729476 litros).**

Los componentes químicos del petróleo se separan y obtienen por destilación mediante un proceso de refinamiento. De él se extraen diferentes productos, entre otros: propano, butano, gasolina, keroseno, gasóleo, aceites lubricantes, asfaltos,

---

<sup>10</sup> Ibíd.

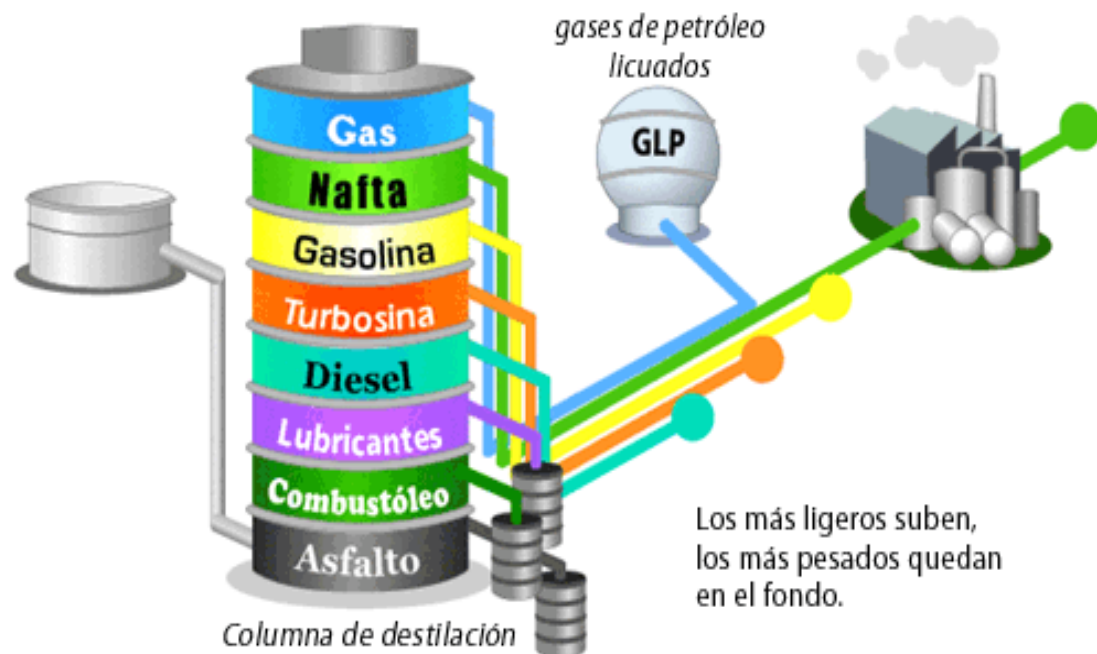
carbón de coque, etc. Todos estos productos, de baja solubilidad, se obtienen en el orden indicado, de arriba abajo, en las torres de fraccionamiento.

Debido a la importancia fundamental para la industria manufacturera y el transporte, el incremento del precio del petróleo puede ser responsable de grandes variaciones en las economías locales y provoca un fuerte impacto en la economía global.

2.1.2 Proceso de refinación. **Los procesos de refino dentro de una refinería se pueden clasificar en destilación, conversión y tratamiento.**

Antes de empezar este proceso se hacen análisis de laboratorio al petróleo, ya que no todos lo petróleos son idénticos, ni de todos se puede extraer las mismas sustancias.

Figura 4. Proceso de Refinación.

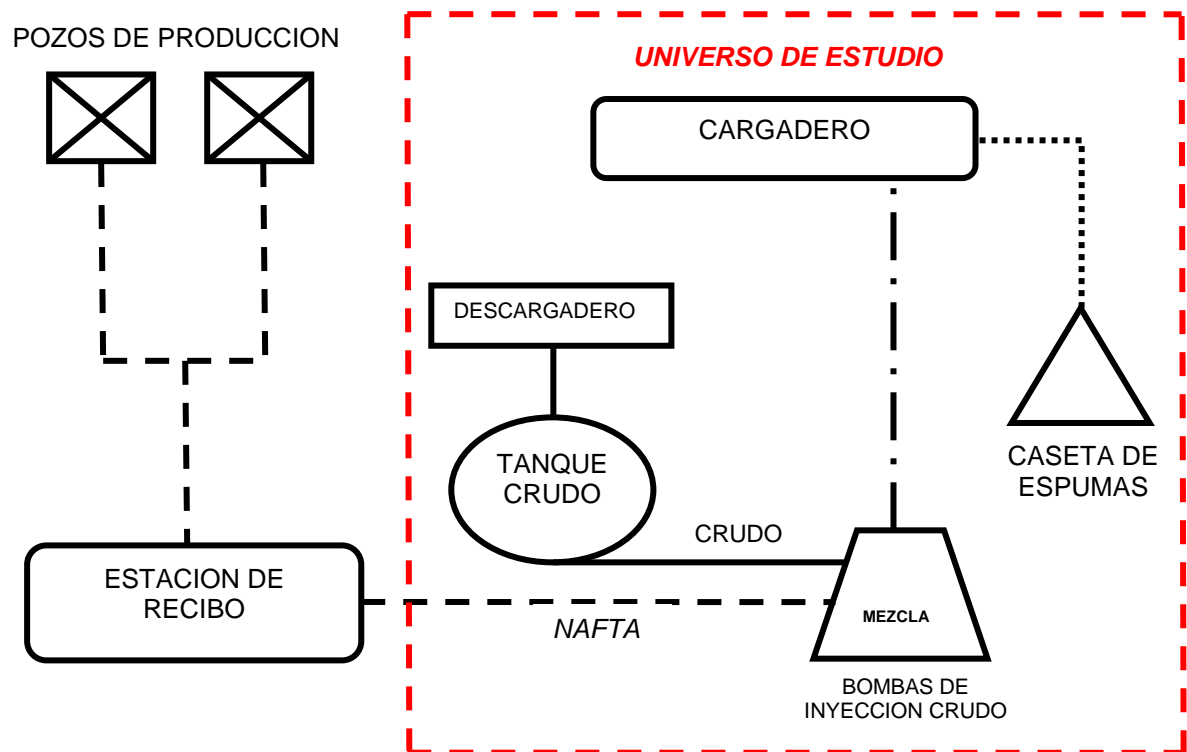


Fuente:<http://www.google.com.co/imgres?imgurl=http://cuentame.inegi.gob.mx/economia/petroleo/imagenes/entrada/refinacion.gif&imgrefurl>

La operación de destilación es fundamental para el refinado del petróleo. separa los diversos componentes del crudo mediante calor inicialmente el petróleo pasa por un calentador que llega a una temperatura de 370°C y a continuación es introducido en una torre, donde empieza a circular y a evaporarse. Con esto se logrará la separación de los productos ligeros y los residuos.

2.1.3 Estructura de cargadero de nafta. **A continuación se muestra un esquema de cómo esta constituido un cargadero de nafta, ilustrando los sistemas y equipos que hacen parte del mismo. Además se describe la función de cada uno de estos para el óptimo desempeño del cargadero.**

Figura 5. Esquema del Cargadero



Fuente: Los Autores.

## 2.2 EQUIPOS

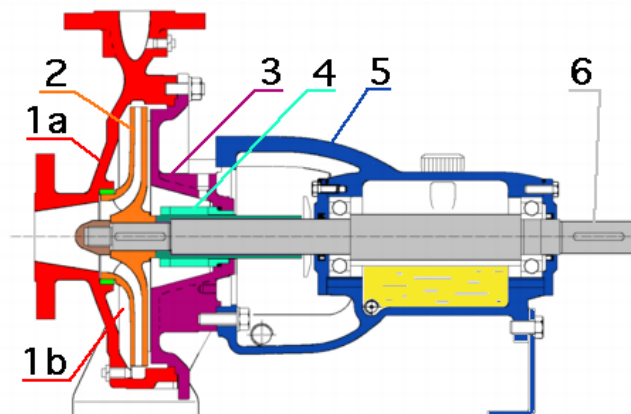
A continuación se realiza una descripción de los equipos que hacen parte de un cargadero y que cumplen un papel primordial en el funcionamiento del mismo.

2.2.1 Bombas. **El uso de bombas es primordial en el cualquier estación de hidrocarburos, ya que sin importar el tipo de actividad que se realice se necesita bombear cualquier tipo de fluido (derivados del petróleo).**

Para la muestra de nuestro universo se utilizaran dos tipos de bombas:

**Bombas Centrifugas:** Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio llamado rodete en energía cinética y potencial requeridas. El fluido entra por el centro del rodete, que dispone de unos álabes para conducir el fluido, y por efecto de la fuerza centrífuga es impulsado hacia el exterior, donde es recogido por la carcasa o cuerpo de la bomba, que por el contorno su forma lo conduce hacia las tubuladuras de salida o hacia el siguiente rodete (siguiente etapa).

Figura 6. Corte Esquemático de una Bomba Centrifuga



Fuente: [www.wikipedia.org/wiki/Bomba\\_centric%C3%ADfuga](http://www.wikipedia.org/wiki/Bomba_centric%C3%ADfuga)

**Bomba Vertical:** La bomba montada directamente sobre el tanque de aguas aceitosas, en una brida soportando la carga de descarga donde esta conectada la tubería de salida.

En el extremo inferior de una tubería pesada que se extiende al tanque están montados impulsores múltiples en serie. El impulsor inferior lleva fluido a la boquilla de succión y lo mueve hacia arriba del impulsor siguiente. Cada etapa incrementa la capacidad de la carga de la bomba. Los impulsores se mueven por medio de un eje conectado a un motor eléctrico que se halla sobre la unidad. Rodamientos guían al eje en cada impulsor, a la carga de descarga y a puntos intermedios para ejes largos.

Si es necesario se emplea acero inoxidable o hierro fundido, para permitir el manejo de una variedad amplia de fluidos, desde agua hasta combustibles, productos alimenticios, aguarrás, acetona, glicerina, barniz, etc.<sup>11</sup>

Fotografía 1. Bomba de descargue de Crudo



*Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa).*

---

<sup>11</sup> Mecánica de Fluidos, sexta edición, Robert Mott, Página 3

Fotografía 2. Bomba de Tanque de Sumidero.



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa)

2.2.2 Tanque de almacenamiento de crudo. **Es el recipiente donde se almacena el crudo que se descargan de los carrotanque que llegan al cargadero, este tanque tiene una capacidad de 1200 bls, este tipo de tanques se fabrica con un techo interno (membrana) flotante que por medio de un desplazamiento sobre un plano horizontal minimizando perdidas por evaporacion al exterior y reduciendo el riesgo de mezclas explosivas generadas por vapores emitidos por el crudo.**

Del tanque se extraer el crudo para realizar la mezcla de 98% Nafta 2% de crudo para los carrotanque que arriban al cargadero para el transporte de la mezcla para la regiones aledañas al departamento de Cundinamarca y Meta.

Fotografía 3. Tanque de Almacenamiento de Crudo



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa)

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque. Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- Es un techo autoportante, es decir, no necesita columnas que lo sostenga. Esto evita el tener que perforar la membrana.
- Se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano.
- Se construyen en el suelo y se montan armados mediante una grúa, evitando trabajos riesgosos en altura.

2.2.3 Sistema de aguas aceitosas. **Todas las aguas residuales resultantes de los carrotanque cuando tanquean y se presenten algunos derrames se reúnen en sistema de recolección que los lleva a un tanque de sumidero en el cual es bombeado hacia una estación alterna al cargadero para ser depositadas en la piscina API donde se separan los sólidos, el agua y el**

aceite por decantación. El agua y el aceite se separan por diferencia de densidades el agua queda en el fondo y el aceite se recupera para ser separado y almacenado.

El sistema está provisto por dos bombas verticales las cuales trabajan alternadas para desocupar el tanque cuando alcanza el nivel máximo.

Fotografía 4. Sistema de Aguas Aceitosas



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa)

2.2.4 Sistema de espuma. **Se cuenta con un sistema de agua espuma para que en caso de emergencia de incendio un sistema de detección y alarmas active dicho sistema para la zona del cargadero que es el sitio más crítico de inicio de un incendio. Cuenta con un tanque tipo vejiga y válvulas de diluvio al cuales se activan por medio de un sistema de detección y alarma de emergencia y activan los rociadores ubicados en la zona de cargadero de nafta y el tanque de crudo.**

Fotografía 5. Sistema Espuma.



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa)

2.2.5 Bombas de inyeccion de crudo. **La caseta de las bombas de inyeccion de crudo tiene como objeto realizar la mezcla del crudo que extrae del tanque para aplicarlo a la linea de transporte de nafta (98 % nafta – 2% crudo) que llega a los brazos del cargadero.**

Cuenta con dos bombas que son movidas por un motorreductor que baja la velocidad de 1750 rpm a 225 rpm y proporciona un flujo volumetrico de 25 gls/min.

Fotografía 6. Bombas de Inyección de Crudo.



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa)

2.2.6 Brazos de cargue. **Para la transferencia del producto liquido a los carrotanques se realiza por medio de dos brazos de cargue, la proporcion de cargue se programa por medio un sistema computarizado (sistema scada) en donde se controla las presiones, temperaturas, capacidad de flujo de nafta necesarias para realizar el cargue.**

Los brazos presenta una versatilidad en la movilidad tanto horizontal como vertical, para facilitar la maniobrabilidad del operador cuando lo este manipulando.

Fotografía 7. Brazos de cargue.



Fuente: Cargadero de Carrotaques- Estacion (Tocancipa)

2.2.7 Sistema contraincendio. **Es el sistema de funcionamiento automatico remoto desde la estacion del Ecopetrol hacia el cargadero; el caudal opera de acuerdo a la necesidad por algun tipo de emergencia, el sistema es un ramal paralelo del sistema que hace parte la estacion de Ecopetrol aledaña. En caso de una eventual emergencia se activa desde un panel de control principal de la estacion activan las bombas de agua de acuerdo al area de cobertura para contrarestar la emergencia que se presente.**

Fotografía 8. Sistema Contraincendio.



Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa).

2.2.8 Zona de Descagadero. **Es el sitio donde se descaga el crudo transportado a la estacion para ser almacenado en el tanque (TK 108), que luego va ser mezclado con nafta para el cargue de los carrotanques. Cuenta con una bomba centrifuga la cual implusa el crudo directamente al tanque, un desgasificador, filtros y un medidor de colioris. Todo esto para monitorear el crudo que se succiona de los carrotanques.**

Fotografía 9. Zona de Descargadero.



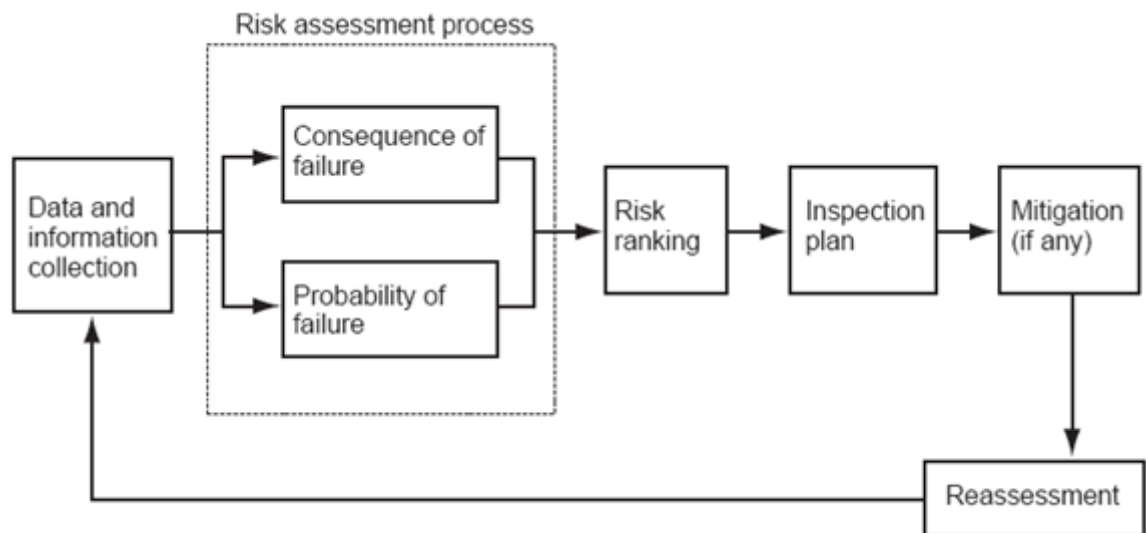
Fuente: Cargadero de Carrotanques- Estacion (Tocancipa).

### 3. MARCO NORMATIVO SEGÚN LA NORMA API 580 (RISK BASED INSPECTION).

El modelo propuesto de este trabajo tiene como objeto mostrar un método de análisis para la ejecución de plan de mantenimiento con un programa de riesgo basado en inspección bajo los lineamientos que establece la norma API 580 (*Risk Based Inspection*) que permita definir los intervalos apropiados entre inspecciones y las técnicas de inspección acertadas para los activos críticos de una planta de cargadero de nafta. De esta forma, es posible detectar el deterioro de los equipos en servicio antes de que ocurra la falla, y por consiguiente plantear y ejecutar acciones proactivas para evitarla.

Para la siguiente parte del trabajo presentaremos los aspectos primordiales del modelo sugerido por la API 580 que se basa en una metodología fundamentada en varias fases para su implementación, en la figura 7 se expresa esquemáticamente el orden sugerido para su desarrollo.

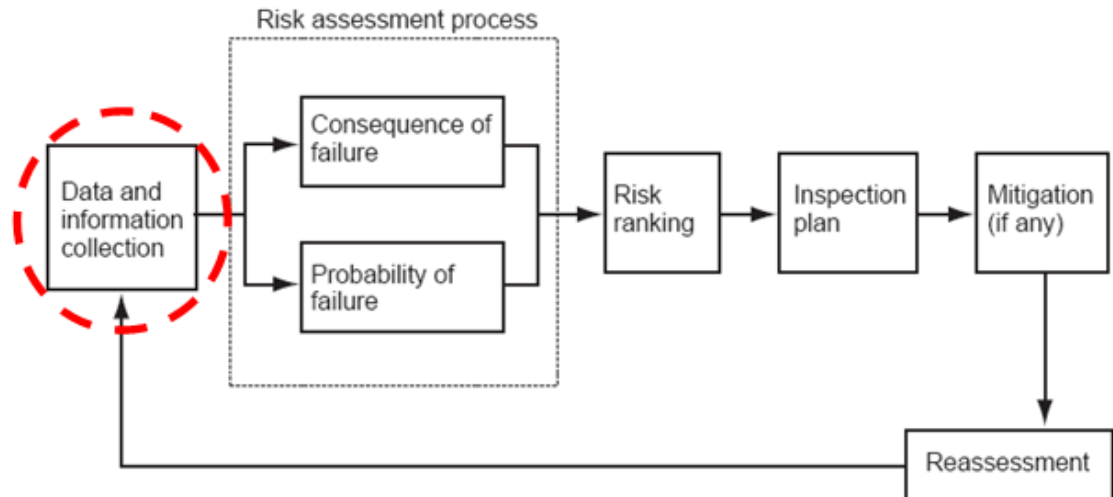
Figura 7. Fases de Implementación RBI.



Fuente: Norma API 580.

### 3.1 RECOLECCION DE DATOS E INFORMACION

Figura 8. Fase recolección de datos e información.



Fuente: Norma API 580.

Para la propuesta de estudio RBI se puede usar un enfoque cualitativo, semi-cuantitativo y/o cuantitativo. La diferencia puntual radica es en el enfoque de calidad y detalle de los datos de entrada. Para iniciar con la metodología RBI es importante recolectar toda la información de bases de datos, procedimientos, manuales catálogos, etc; de los equipos e instalaciones que fueron seleccionados como objeto del estudio, ya que con son un punto de partida para iniciar un nivel de estudio específico. Los datos típicos para un análisis RBI pueden ser:

- Tipo de equipo. (Fabricante, Modelo, y Características Técnicas).
- Materiales de Construcción.
- Registros de inspecciones y reemplazo de piezas. (Historial).
- Composición del líquido que se transporta.
- Condiciones óptimas de funcionamiento.

- Los mecanismos de seguridad con los que cuenta.
- Tipo de recubrimiento de la tubería.
- El costo del equipo.
- Inventario de repuestos.

La calidad de los datos tiene una relación directa con la precisión del análisis que se va a realizar para el programa de inspección, la validación de estos datos es importante, una de las razones es que se debe tener información actualizada para evitar el uso de datos obsoletos (planos, procedimientos, protocolos, etc) que pueden generar errores en las actividades que se tengan proyectadas realizar.

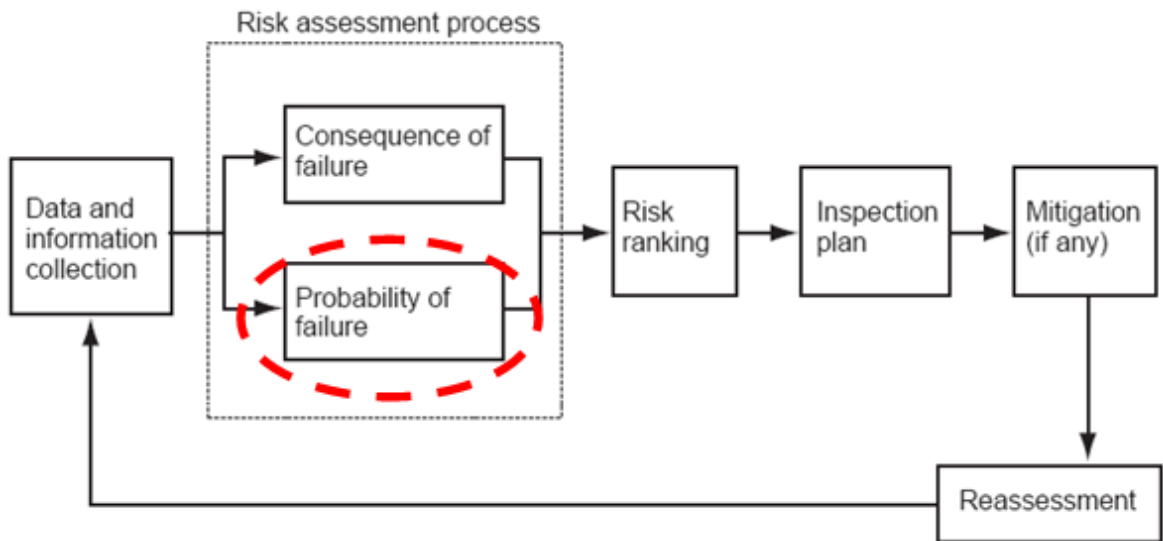
La fuente de información se puede encontrar en varios lugares, es importante destacar que la precisión de los datos debe coincidir con la complejidad del método utilizado para el RBI; el equipo de trabajo debe entender la sensibilidad de los datos necesarios para el programa antes de recogerlos, puede ser ventajoso combinar los datos con otros análisis de riesgos como HAZOP, QRA, PHA, entre otros.

Las fuentes de información incluye varias categorías entre otros:

- Diseño y construcción.
- Registros de inspección.
- Datos de proceso.
- Registros de gestión de cambios.

### 3.2 DETERMINACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLA

Figura 9. Fase determinación de la probabilidad de la falla.



Fuente: Norma API 580.

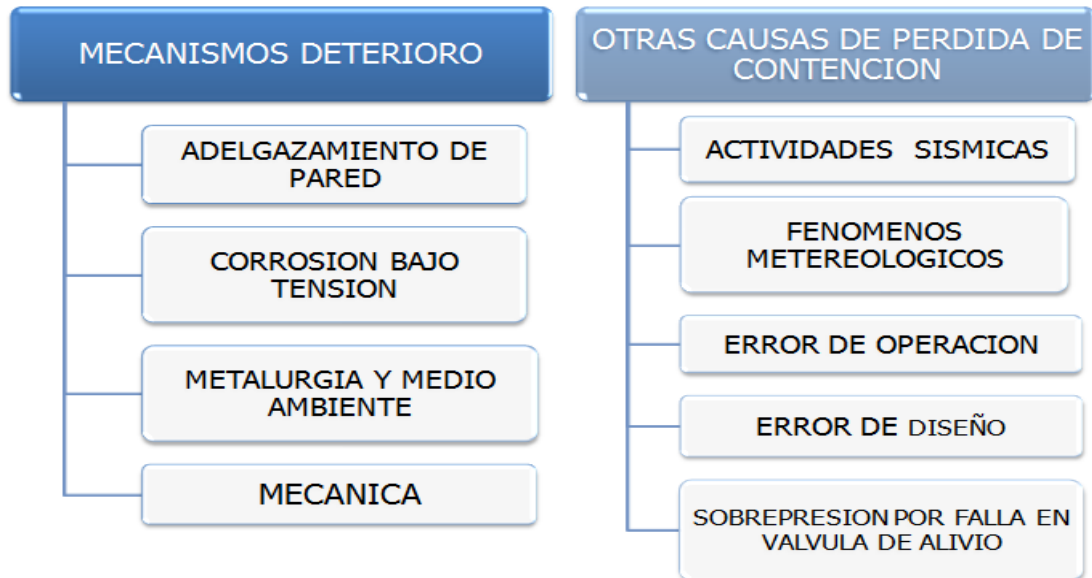
El análisis de probabilidad de falla en un programa de riesgo basado en inspección se realiza para estimar la probabilidad de la ocurrencia que genere una consecuencia adversa.

La probabilidad de que una consecuencia específica va a ocurrir es el producto de la probabilidad de falla y la probabilidad de la hipótesis que se examina suponiendo que la falla ha ocurrido.

La probabilidad de análisis de falla debe centrarse en todos los modos de falla de mecanismos susceptibles para que el equipo que se está estudiando. Además, se debería abordar la situación en la que el equipo es susceptible de múltiples mecanismos de deterioro (por ejemplo, el adelgazamiento de pared y esfuerzos de fluencia) el análisis debe ser creíble, repetible y bien documentado. Cabe señalar que los mecanismos de deterioro no son las únicas causas de pérdida de

contención se presentan otras causas de pérdida de contención como se puede apreciar en la siguiente figura:

Figura 10. Ejemplo de posibles modos de falla.



Fuente: Los autores, tomado de la norma API 580.

Estas y otras causas de pérdida de contención pueden tener un impacto en la probabilidad de falla y puede ser incluido en la probabilidad de análisis de fallas.

3.2.1 Tipo de análisis de probabilidad de falla. **Se debe determinar el tipo de enfoque de la probabilidad, estos enfoques sean categorizado como: cualitativos y cuantitativos.**

- *Cualitativos*: Este método supone la identificación de las unidades, los sistemas, los equipos, los materiales de construcción y los componentes corrosivos de los procesos. Sobre la base de conocimiento de la historia de desempeño, la inspección, el futuro plan de mantenimiento y el posible deterioro de los materiales; la probabilidad de falla se puede evaluar por

separado para cada unidad, sistema, agrupación de equipos o componente individual del equipo y luego se le puede asignar una probabilidad de falla a cada unidad, sistema, agrupación o componente del equipo. En función de la metodología empleada, las categorías se puede describir con palabras (tales como alta, media o baja) o puede tener numérica descriptores (por ejemplo, 0,1 a 0,01 veces al año).

- *Cuantitativas*: Esta metodología se utiliza para evaluar la aplicabilidad de datos generales. Estos datos de falla deben ser ajustados y ser específicos para el equipo que se está analizando, mediante el aumento o disminución de las frecuencias de falla anunciado sobre la base de los equipos seleccionados. En este los datos generales de falla se utilizan para generar una falla ajustado a la frecuencia que se aplica a los equipos para una aplicación específica.

Tales modificaciones a los valores en general puede hacerse puntual para cada equipo para tener en cuenta el potencial deterioro que pueden producirse en el servicio particular y el tipo de eficacia de la inspección llevado a cabo por personal calificado debe realizar estas modificaciones sobre una base caso por caso.

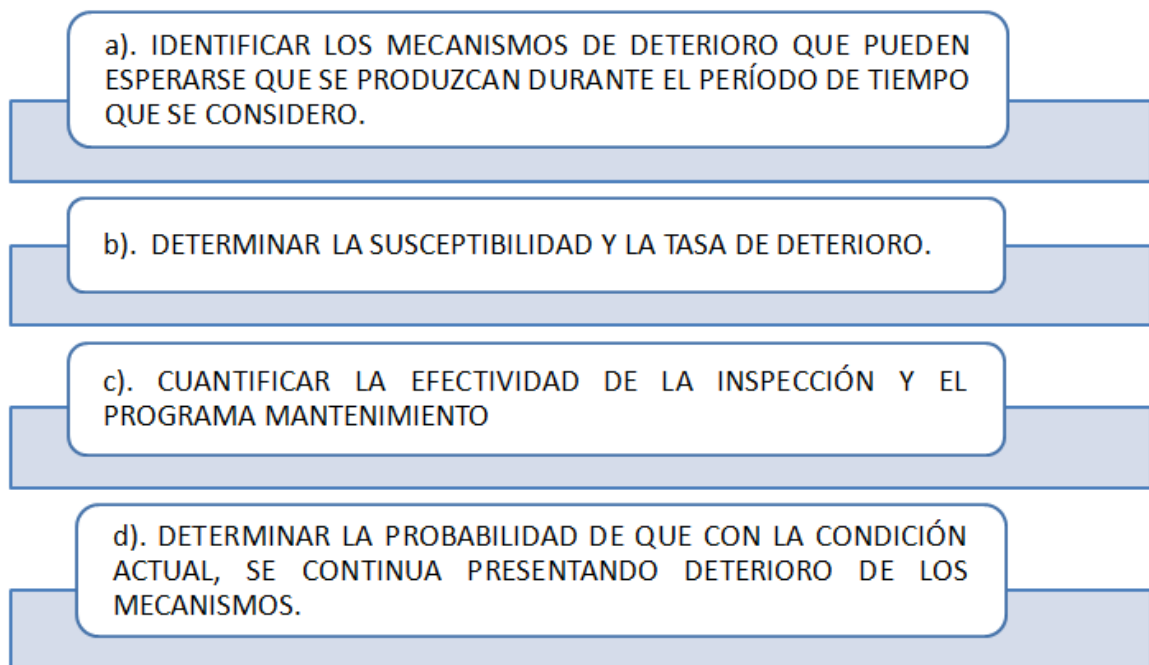
**3.2.2 Criterios para determinar la probabilidad de falla. Independientemente del tipo de analisis que se seleccione, la probabilidad de falla se debe determinar por dos consideraciones principales:**

- a. Las tasas de deterioro de los mecanismos de los componentes y materiales de construcción de los equipos, derivados de su funcionamiento en condiciones del medio ambiente.
- b. La eficacia de los programas de inspección para identificar y supervisar los mecanismos de deterioro para que el equipo pueda ser reparado reemplazado antes de fallar.

Analizar el efecto del deterioro en el servicio y la inspección sobre la probabilidad de falla implica los siguientes pasos:

- a) *Determinar los modos de fallo*: La probabilidad de análisis de fallas se utiliza para evaluar el modo fallo (por ejemplo, pequeño agujero, grieta, la ruptura catastrófica) y la probabilidad de que cada modo de falla se producirá. Es importante para vincular el mecanismo de deterioro a la que resulta más probable el modo de falla.

Figura 11. Pasos para determinar modos de falla.

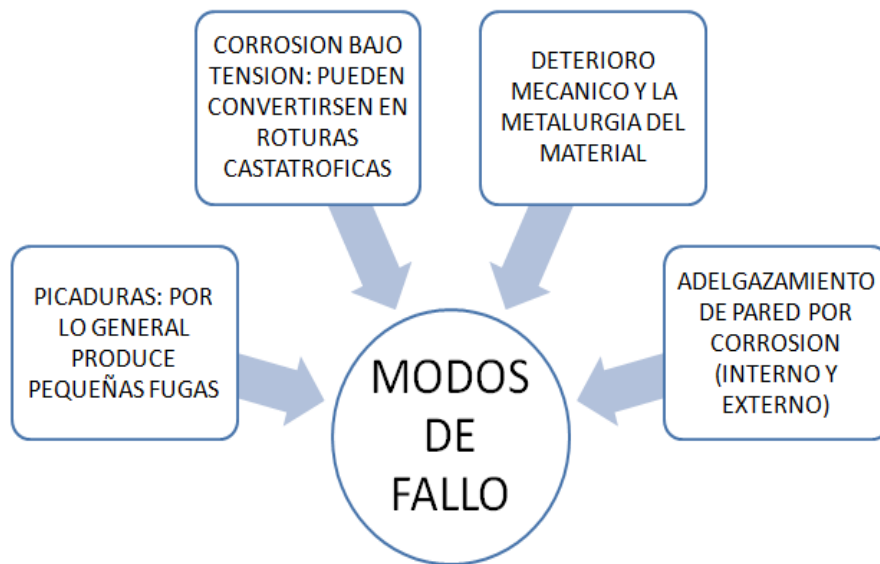


Fuente: Los autores, tomado de la norma API 580.

- b) *Determinar la susceptibilidad de deterioro*: Las combinaciones de condiciones de proceso y materiales de construcción para cada componente del equipo deberían ser evaluados para identificar mecanismos de deterioro progresivo y creíble. Un método de determinación de estos mecanismos y la susceptibilidad es a los componentes del grupo

que tengan el mismo material de construcción y están expuestos a los mismos deterioros internos y externos del medio ambiente. La inspección de los resultados de una partida en el grupo puede relacionarse con los otros equipos del grupo.

Figura 12. Ejemplos de Modos de Falla.



Fuente: Los autores, tomado de la norma API 580.

- c) *Cuantificar la eficacia de los programas de inspeccion del pasado:* Los programas de inspección (la combinación de procedimientos de evaluación como visual, ultrasonidos, radiografías, etc., la frecuencia y cobertura o ubicación de las inspecciones) varían en su eficacia para la localización y el tamaño de deterioro, y por lo tanto para determinar las tasas de deterioro. Después de que los mecanismos de deterioro han sido identificados, el programa de inspección debe ser evaluado para determinar la eficacia en la búsqueda de identificación del deterioro de mecanismos. Las limitaciones de la eficacia de un programa de inspección pueden debe ser a:

- Falta de cobertura de una zona sometida a deterioro.
- Limitaciones inherentes de algunos métodos de inspección para detectar y cuantificar ciertos tipos de deterioros.
- Selección de métodos de inspección y herramientas inadecuados.
- Divulgación de métodos de formación inadecuados al personal.
- Inadecuados procedimientos de inspección.
- Tasas de deterioro muy altas por condiciones extremas que no se pueden contrarrestar en un plazo muy corto.

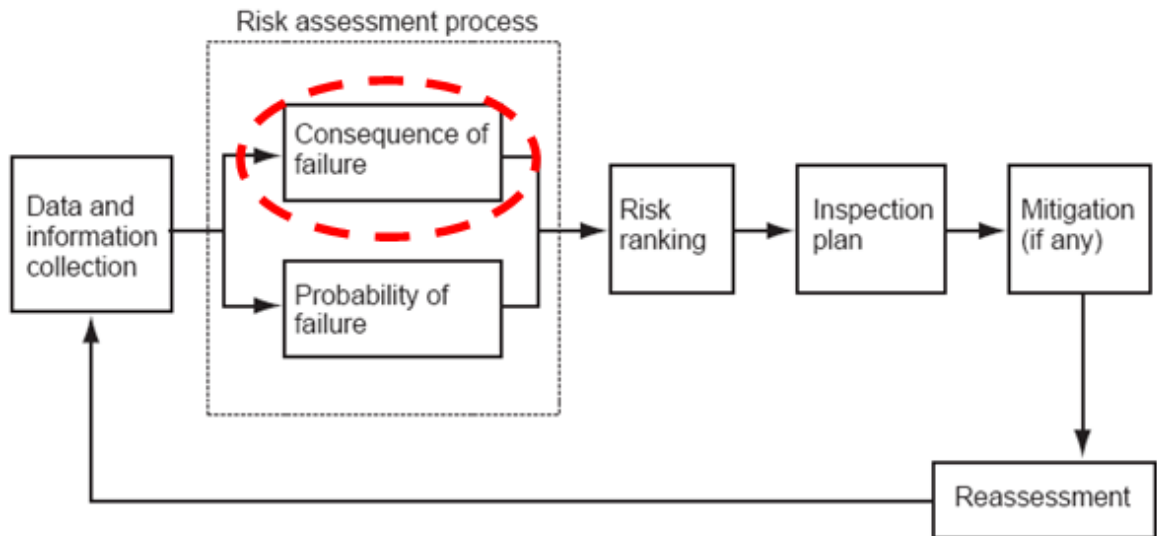
La eficacia de las futuras inspecciones se puede optimizar utilizando los procedimientos de evaluación más adecuados para la participación activa de los mecanismos de deterioro, ajustando la cobertura de inspección y la frecuencia de inspección o una combinación de ambas.

d) *Calcular la probabilidad de falla por el tipo de deterioro:* Al combinar el mecanismo de deterioro esperado, la tasa de sensibilidad, los datos de inspección y la eficacia del programa, una probabilidad de falla puede ser determinada para cada tipo de deterioro y modo de falla. La probabilidad de fallo podrá determinarse para periodos futuros o condiciones como las actuales.

Es importante que los usuarios deben validar que el método utilizado para calcular la probabilidad de falla sea completo y adecuado para las necesidades de la planta.

### 3.3 DETERMINACION DE LA CONSECUENCIAS DE LA FALLA

Figura 13. Fase determinación de la consecuencia de la falla.



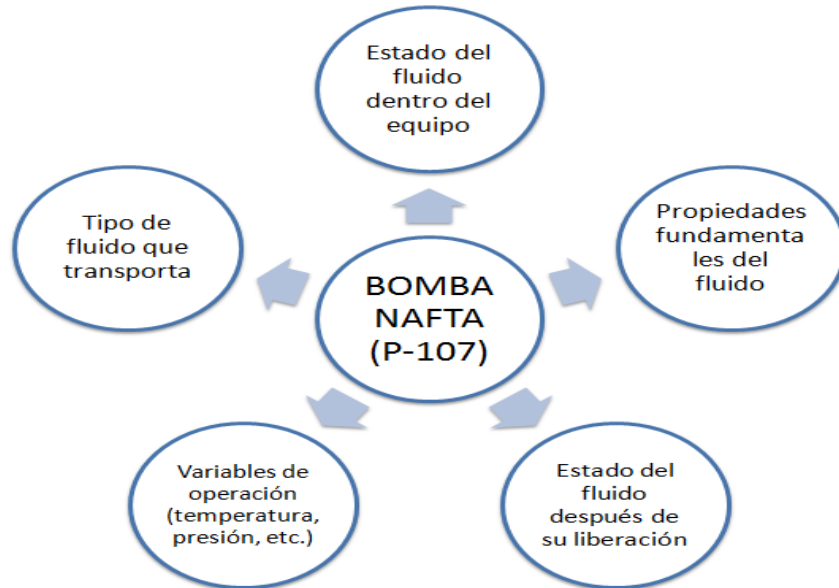
Fuente: Norma API 580.

En el análisis de un programa de inspección basado en riesgo para una planta de cargadero se debe iniciar por discriminar entre los equipos seleccionados los componentes que por su funcionalidad e importancia dentro de la operación de la planta un posible evento pueda generar un efecto a: la seguridad, medio ambiente, producción y costos.

En general un programa de RBI será gestionado por el personal responsable de la ejecución y planeación del mantenimiento, que normalmente son los que gestionan el riesgo mediante la probabilidad de la ocurrencia de una falla con base de las inspecciones y mantenimiento planeado.

Se debe evaluar para la planta la consecuencia que podría ocurrir si se materializara el evento desafortunado, estas se pueden evaluar por un enfoque “cualitativo” o “cuantitativo”.

Figura 14. Ejemplo de los escenarios para evaluar la consecuencia.



Fuente: Autores, tomado de la norma API 580.

Seguridad: Las consecuencias en seguridad se expresan a menudo como un valor numerico o se categorizan por una categoría asociada a la gravedad de las lesiones potenciales que pueden resultar de un acontecimiento indeseable.

Por ejemplo, las consecuencias de seguridad pueden ser expresadas basándose en la gravedad de una lesión (e.j. mortalidad, lesiones graves, tratamiento médico, primeros auxilios).

Costos: Este es un indicador de uso general de posibles consecuencias para asignar costos a cualquier tipo de consecuencia se puede expresar teniendo en cuenta:

- a. Producción debido a la reducción de la tasa o el tiempo de inactividad pérdida.
- b. El despliegue de los equipos de emergencia y respuesta de personal.
- c. La degradación de la calidad del producto.
- d. Sustitución o reparación de equipos dañados.
- e. Derrames en sitio o de limpieza fuera del sitio.

- f. Costos de producción interrumpida (lucro cesante).
- g. Las lesiones o muertes.
- h. Recuperación de tierras.

Esta lista puede servir de base, pero en la practica algunos de estos costos no son praticos ni necesarios para la evaluacion del RBI; los costos por lo general exigen una informacion muy detallada para una eevaluacion completa.

La informacion como valor del componente, costos del equipo, cotos de reparacion, los recursos de personal y los daños ambientales pueden ser dificiles de obtener, sin embargo el costo tiene la ventaja de permitir una directa comparacion de diversos tipos de perdidas sobre una base común.

Area Afectada: Representa la cantidad de superficie que experimenta un efecto (emisiones toxicas, radiacion termica, explosion, sobrepresion, etc.) superior al valor predefinido sobre la bases de los limites. Con el fin de clasificar las consecuencias de acuerdo al area afectada normalmente se supone que los equipos y personal en situacion de riesgo son distribuidos uniformemente por el area seleccionada. Las unidades de consecuencia de las zonas afectadas (pies cuadrados o metros cuadrados) no fácilmente se traducen en nuestra vida cotidiana y por lo tanto hay una cierta reticencia a utilizar esta medida.

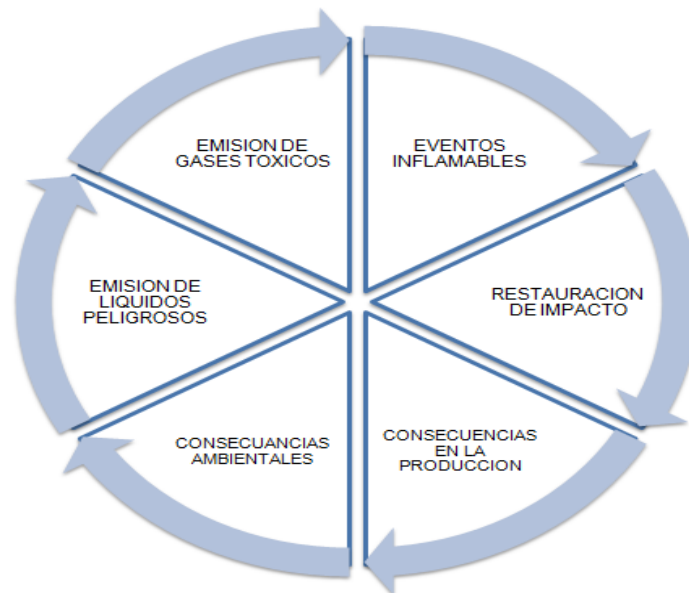
El enfoque de área afectada tiene la característica de poder comparar y relacionar las consecuencias tóxicas inflamables con el espacio físico afectado por un lanzamiento.

Daños ambientales Las medidas ambientales en los últimos años han tomado una mayor relevancia y priorización para el análisis de consecuencias y mas para el sector de hidrocarburos y petroquímico que es nuestro objeto de estudio. Una unidad común de medida por un daño ambiental no está disponible en la actual tecnología, haciendo difícil la cuantificación de las consecuencias ambientales.

La descripción de los daños ambientales casi siempre conduce a la utilización de los costos, en términos de costos por año, por la pérdida y restauración de los recursos impactados.

3.3.1 Categorías de consecuencias y efectos. **Los principales factores para la evaluación de las consecuencias de falla se pueden apreciar en la siguiente figura:**

Figura 15. Categorización de las consecuencias y efectos.



Fuente: Los autores, tomado de la norma API 580.

- a) *Eventos inflamables*: Se producen cuando se presenta un fuga y dependiendo del tipo de fluido se genera una alta probabilidad de encendido que puede ser a través de una fuente de ignición o de autoignición; estos eventos pueden producir daños de dos formas: la radiación térmica y la sobrepresión por la explosión. La mayoría de daños causados por los efectos térmicos tiende a ocurrir a corta distancia, pero

los efectos de la onda explosiva puede causar daños en radio de acción a una larga distancia del centro de la explosión.

- b) *Emisiones Tóxicas:* Las emisiones de gases tóxicos se dirigen únicamente cuando afectan personal, estas emisiones pueden causar efectos a largas distancias, a diferencia de los eventos inflamables las emisiones no requieren un evento adicional que genere lesiones al personal. Para el caso del cargadero se debe centrar los esfuerzos en analizar posibles emisiones tóxicas de los fluidos de nafta y crudo que crean un peligro inmediato.
- c) *Emisiones de líquidos peligrosos:* Otro tipo de emisión puede ser líquidos peligrosos al tener contacto con la persona, estos materiales pueden causar quemaduras térmicas o químicas. Cuando una persona entra en contacto con vapor, agua caliente, ácidos caústicos, pueden tener consecuencias a la salud y debe ser considerado como parte del análisis del programa de inspección basado en riesgo.
- d) *Daños ambientales:* Las consecuencias ambientales son un componente importante de consideración de riesgo para cualquier planta de procesamiento, el programa de inspección basado en riesgo se centra en analizar las posibles consecuencias y riesgos que tengan afectación al medio ambiente. Las emisiones de líquidos pueden resultar en contaminación al suelo, aguas subterráneas y/o aguas abiertas, las emisiones de gases son igualmente importantes pero más difíciles de evaluar pues las consecuencias son normalmente gubernamentales, algún tipo de incumplimiento legal puede acarrear multas.
- e) *Consecuencias a la producción:* Las consecuencias en la producción suelen presentarse con cualquier pérdida de contención del fluido de proceso (nafta o crudo), estas consecuencias de producción pueden ser de carácter complementario o independiente. Pero las principales consecuencias de producción son de tipo económico.

Las consecuencias financieras podrian incluir el valor de la perdida del fluido derramado y la interrupcion del negocio; el calculo para la primera es facil al multiplicar el volumen liberado por el valor del fluido, pero la segunda es mas compleja de calcular un metodo simple para estimar la interrupcion del negocio es:

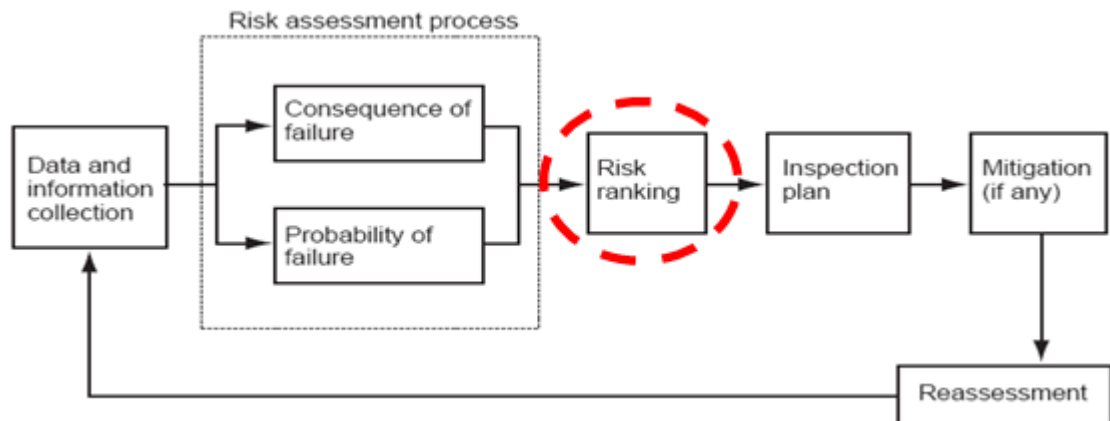
$$\underline{\text{Perdidas de Beneficios}} = \text{Unidad de proceso de valor diario} \times \text{Tiempo de inactividad (días)}.$$

La Unidad de Valor diario podría estar en una base de ingresos o ganancias la estimación de tiempo de inactividad representaría el tiempo necesario para volver a la producción.

- e) *Mantenimiento y reconstrucción de impacto*: Se refiere al esfuerzo requerido para corregir el error y para reparar o reemplazar el equipo dañado en los acontecimientos, el mantenimiento y reconstrucción del impacto debe tenerse en cuenta en el programa RBI y generalmente se mide en terminos monetarios.

### 3.4 DETERMINACION, EVALUACION Y GESTION DEL RIESGO

Figura 16. Fase determinación, evaluación y gestion del riesgo.



Fuente: Norma API 580.

En esta sección de la norma se describe el proceso para determinar el riesgo, por la combinación del resultado del trabajo como se describe en la sección 3.2 y 3.3, también se proporcionan los lineamientos para establecer prioridades y evaluar la aceptabilidad del riesgo con respecto a los criterios del riesgo.

**3.4.1 Determinación de la probabilidad de una consecuencia específica. Una vez que las probabilidades de falla y modos de falla se han determinado, los mecanismos de deterioro pertinentes y la probabilidad de cada consecuencia debe ser determinada. La falta de contención solo puede ser el primer evento en una serie de eventos que llevan a una consecuencia específica.**

Para determinar la probabilidad de un evento que condujo a la consecuencia específica debe tenerse en cuenta la probabilidad de que la consecuencia específica está ocurriendo. El segundo evento puede ser la dispersión, disolución o la acumulación del líquido. El tercer evento puede ser el inicio de no haber iniciado una acción preventiva (cierre de las inmediaciones fuentes de ignición, neutralizando el líquido, etc.) y así sucesivamente hasta el evento consecuencia específica (fuego, liberar gases tóxicos, el perjuicio, el medio ambiente liberación, etc.).

Es importante comprender esta relación entre la probabilidad de la falla y la probabilidad de incidentes que puedan resultar. La probabilidad de una consecuencia específica está vinculada a la gravedad de la consecuencia y pueden diferir considerablemente de la probabilidad de falla en el equipo en sí. Las probabilidades de incidentes suelen disminuir con la gravedad del incidente. Por ejemplo, la probabilidad de un evento que resulta en una fatalidad generalmente será menor que la probabilidad de que el evento resulta en una lesión de primeros auxilios o tratamiento médico. Es importante comprender esta relación.

3.4.2 Calculo de riesgo. **Con base a la ecuacion del riesgo:**

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

Ahora es posible calcular el riesgo para cada consecuencia especifica. La ecuacion de riesgo ahora se puede planear como:

$$\text{Riesgo de una consecuencia especifica} = (\text{probabilidad de una consecuencia especifica}) \times (\text{Consecuencia especifica}).$$

El riesgo total es la suma de los riesgos individuales de cada consecuencia especifica.

Si la probabilidad y la consecuencia no se expresan como valores numéricos, el riesgo se determina generalmente mediante el trazado de la probabilidad y la consecuencia de una matriz de riesgo.

### 3.5 GESTION DEL RIESGO Y NIVELES DE ACEPTACION

3.5.1 Riesgo aceptable. **Inspección basada en riesgo es una herramienta para facilitar el análisis de los riesgos de un equipo. Muchas compañías tienen la definición de riesgo aceptable y prudente dentro de los criterios de la seguridad, los riesgos ambientales y financieros. Estos criterios del riesgo se deben emplear para realizar la inspección del riesgo en función de decisiones. Debido a que cada empresa puede diferir los términos de los niveles de riesgo aceptables, las decisiones de gestión del riesgo pueden variar entre las empresas. El análisis costo-beneficio es una potente herramienta que se utiliza por muchas compañías como un método de aceptación del riesgo.**

3.5.2 Uso de la evaluación del riesgo en la inspección y planeación del mantenimiento. **La evaluación del riesgo en materia de inspección y planeación del manteneiminto es el único medio con información**

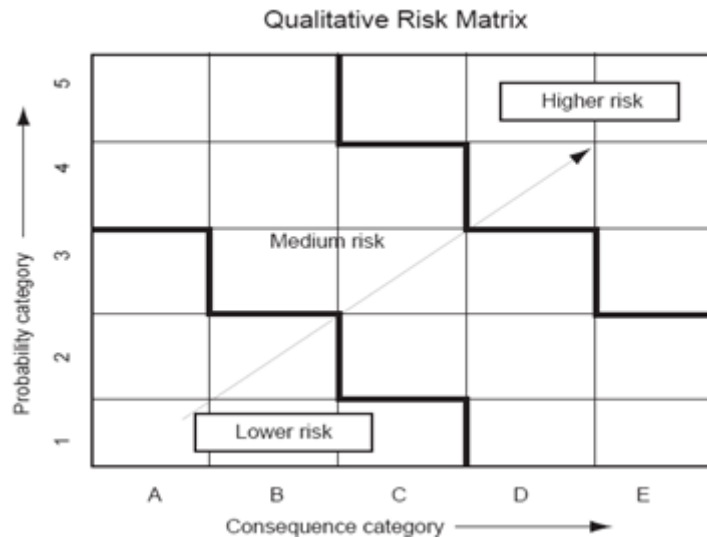
**consecuente para priorizar los equipos, para determinar las frecuencias optimas y los metodos adecuados de intervenci3n.**

### 3.6 PRESENTACION DEL RIESGO

Una vez que se desarrollan valores de riesgo, entonces se puede presentar una variedad de maneras de comunicar los resultados del an3lisis a los responsables del proceso y los planificadores de inspecci3n. Uno de los objetivos del an3lisis de riesgos es el de comunicar los resultados en un formato com3n que una variedad de personas puedan comprender.

**3.6.1 Matriz de Riesgo. La presentaci3n de los resultados en una matriz de riesgo es una manera muy eficaz de comunicar la distribuci3n de riesgos en una planta o unidad de proceso sin valores num3ricos. Un ejemplo de matriz de riesgo se muestra en la F3gura 14. En este f3gura, la consecuencia y categor3as de probabilidad estan dispuestos de tal forma que la clasificaci3n de mayor riesgo es hacia el esquina superior derecha.**

Figura 17. Ejemplo de una Matriz de Riesgo.



Fuente: Norma API 580.

3.6.2 Grafico de Riesgo. Cuando los datos de la consecuencia y la probabilidad se están utilizando, y donde muestra los valores numéricos de riesgo más significativos para los interesados un grafico de riesgo es el mas utilizado (Ver figura 15). Este gráfico se construye de manera similar a la matriz de riesgo en que el mayor riesgo se traza hacia la parte superior derecha. A menudo, una grafico de riesgo se dibuja con escala para una mejor comprensión de los riesgos relativos de los ítems evaluados. En el ejemplo del grafico de la figura 15, diez piezas de un equipo se muestran, así como una línea de iso-riesgo (línea de constante riesgo). Si esta línea es el umbral de riesgo aceptable en este ejemplo, a continuación, las piezas 1, 2 y 3 del equipo se debe mitigar el riesgo de modo que sus niveles de riesgo resultante caigan por debajo de la línea.

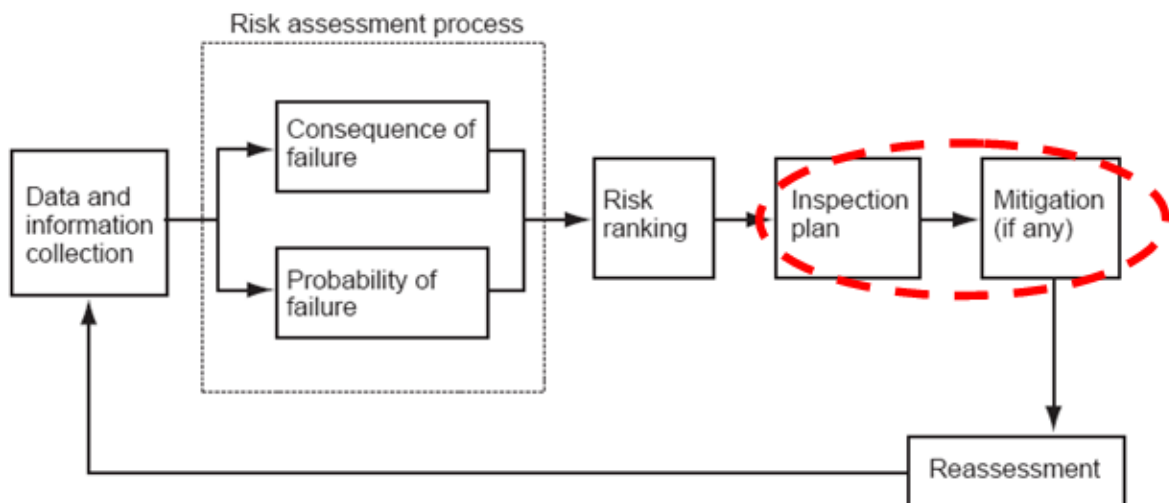
Figura 18. Ejemplo de una Matriz de Riesgo con valores numericos.



Fuente: Norma API 580.

### 3.7 ADMINISTRACION DEL RIESGO CON ACTIVIDADES DE INSPECCIÓN

Figura 19. Fases planes de inspección y mitigación.



Fuente: Norma API 580.

3.7.1 Reducción de la incertidumbre a través de la inspección. **El riesgo puede ser manejado por inspección. La inspección no mitiga el deterioro. La inspección sirve para identificar, supervisar y medir el deterioro. También sirve para predecir cuándo va a fallar. La reducción de la incertidumbre y el aumento en la previsibilidad a través de la inspección se traduce directamente en una reducción en la probabilidad de un fracaso y por consiguiente en una reducción del riesgo.**

Los Métodos de inspección apropiados y el análisis de los datos son las herramientas críticas porque si los datos no son bien tomados en primer lugar y en segundo lugar si no son analizados no se lograra la mitigación del riesgo pretendida.

3.7.2 Identificando oportunidades con RBI.

El punto de partida para obtener que inspeccionar es crear una lista del ranking del riesgo. Los activos o equipos con mayor nivel de riesgo serán los administrados a través de la inspección.

Si las inspecciones son eficaces o no dependerá de otras circunstancias como pueden ser: Tipo de equipo, vida restante del equipo, Métodos de la inspección, alcance y frecuencia, Accesibilidad a las áreas de deterioración expectantes. Lo anterior puede generar que la dirección del riesgo a través de la inspección sea nula o no tenga ningún efecto positivo.

3.7.3 Estableciendo la estrategia de inspeccion basada en la administracion del riesgo.

El producto esperado de un estudio RBI es una adecuada administración del riesgo, que es usado como base para desarrollar la estrategia de Inspección adecuada para el universo seleccionado.

La estrategia de inspección sólo es eficaz si las técnicas de inspección escogidas son suficientes para descubrir el mecanismo de deterioro y su severidad.

El nivel de reducción de riesgo logrado por la técnica de inspección dependerá de: Modo de falla del mecanismo, la velocidad de deterioro, capacidad de

descubrimiento de la técnica de inspección, alcance de inspección, frecuencia de inspección.

Sin embargo, dicha estrategia de inspección se debe apoyar con otros planes para cubrir también a los equipos que se clasificaron como riesgo medio y bajo. Y no únicamente por esto, también porque pueden haber algunos métodos más costo-efectivos que realizar ciertas inspecciones.

Como ideas de estos métodos se citan:

Es posible reducir la magnitud de la consecuencia, reducir la probabilidad de falla si es viable, reemplazo del equipo, modificación o rediseño de equipos/instalaciones, aislamiento en caso de emergencia, modifique el proceso, construcciones explosion proof, instrumentación (enclavamientos, sistemas del cierre, alarmas), ventilación de edificios y las estructuras adjuntas, evacuación de emergencia, entrenamiento mejorado y procedimientos, etc.

### 3.8 CICLO DINAMICO DE RBI.

El tiempo pasa y los cambios en los procesos son inevitables, los procesos son dinámicos por lo tanto los riesgos se comportan igual. Esto obliga a que RBI sea dinámico y vigile muy de cerca los cambios de los riesgos para ofrecer nuevas barreras a los nuevos riesgos y todo esto no es posible si no tenemos toda la información referente a las inspecciones, y a los métodos de apoyo a las inspecciones debidamente organizada y almacenada. Mecanismos dependientes del tiempo para su deterioro. Mecanismos dependientes del proceso, ej. Cambio de Hardware.

### 3.8.1 Mitigacion / Reevaluacion del riesgo.

Cuando lleve a cabo estrategias de mitigación, revise los riesgos nuevamente seguramente cambian, esto se denomina reevaluación del riesgo y es apropiado realizarlo. La forma de hacerlo es tener al día la documentación.

### 3.8.2 Buenas practicas para administrar el riesgo. **Se citan las siguientes:**

- Frecuencia de inspección. Ajustar dinámicamente la frecuencia de las inspecciones puede servir para definir mejor, identificar mecanismos de deterioro y por consiguiente reducir el riesgo.
- Herramientas y técnicas. La selección y uso apropiado de herramientas y técnicas de inspección seguramente reducirán el riesgo. En la selección de herramientas y técnicas de inspección, se debe tener en cuenta que la combinación de más de una tecnología puede lograr una mayor mitigación del riesgo.
- Procedimientos y prácticas. Los procedimientos y las prácticas de la inspección pueden impactar la medida a los mecanismos de deterioro. Si las actividades de la inspección se ejecutan eficazmente por inspectores bien-especializados y calificados, la dirección de riesgo esperada debe obtenerse.

### 3.9 MANEJANDO LOS COSTOS DE INSPECCION CON RBI

Otra gran ventaja del estudio RBI es que permite una rápida, directa e intuitiva oportunidad de optimizar los costos de un programa de mantenimiento debido a que los recursos pueden aplicarse o cambiarse a las areas a equipos que obtuvieron un nivel mayor de riesgo, por lo mismo el numero de actividades y de recursos se optimiza automáticamente. Esto permite aplicar los recursos oportunamente y así controlar los costos.

### 3.10 DOCUMENTACIÓN DE RBI

Es importante que la información se capture totalmente y se documente la valoración de RBI. Normalmente, esta documentación debe incluir los siguientes datos:

- El tipo de valoración y el marco de tiempo.
- Miembros del equipo que realizan la valoración.
- Las entradas y fuentes que determinaron el riesgo.
- La valoración de riesgo resultante incluso información en probabilidad y consecuencia.
- Estrategia de mitigación, si es aplicable manejar riesgo.
- Los niveles de riesgo mitigados.
- Referencias a códigos o normas que tienen la jurisdicción encima de magnitud o frecuencia de inspección.

Con suerte, deben capturarse datos suficientes y deben mantenerse de tal forma que la valoración pueda recrearse o ponerse al día aun después por otros que no estuvieron envueltos en la valoración original. Para facilitar esto, es preferible guardar la información en una base de datos computarizada. Esto mejorará el análisis, recuperación y la estadística. La utilidad de la base de datos será particularmente importante.

### 3.11 MITIGACIÓN Y CONTINUACIÓN

Uno de los aspectos más importantes de manejar el riesgo a través de RBI es el desarrollo y uso de estrategias de mitigación. Por consiguiente, la mitigación de riesgo que reduzca la probabilidad o la consecuencia debe documentarse en la valoración. La metodología, proceso y personas responsables para la aplicación de cualquier mitigación también debe ser documentado.

#### 4. MODELO DE IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA API 580 (RISK BASED INSPECTION) PARA LOS EQUIPOS CRITICOS PARA UN CARGADERO DE NAFTA.

En la siguiente parte del trabajo, se sugiere un modelo de mantenimiento basado en la metodología de la norma internacional API 580 (*Risk Based Inspection*), para los equipos críticos de un cargadero de nafta.

Además de los conceptos básicos descritos en el capítulo 3, se enumeran algunos otros pasos a seguir para la implementación del programa de mantenimiento basado en la norma RBI.

##### 4.1 EQUIPO DE TRABAJO PARA EL MODELO RBI

Un individuo por sí solo no tiene las habilidades para dirigir un estudio completo de RBI porque sus entradas o datos provienen de muchas fuentes y requieren análisis especializado, por lo tanto es adecuado que un equipo de personas con las habilidades necesarias sea el encargado de dirigir una valoración de RBI para que el programa de mantenimiento para la planta de cargadero de nafta sea eficaz.

##### 4.1.1 Miembros del equipo, papeles y responsabilidades. **Se describen a continuación:**

##### 4.1.1.1 Líder del equipo. **El líder puede ser cualquier miembro del equipo, debe estar disponible tiempo completo y es el responsable de:**

- Formación del equipo y verificar que los miembros tengan las habilidades y el conocimiento necesarios.
- Asegurando que el estudio se dirige propiamente.
- Preparar informes sobre el estudio RBI y distribuirlos al personal responsable para llevar a cabo acciones para mitigar los riesgos.

**4.1.1.2 Inspector / especialista.** Es el responsable de recoger los datos sobre la condición y volverlos la historia de los equipos en el estudio. Generalmente, esta información se localizará en la inspección del equipo y los archivos de mantenimiento. Si los datos de la condición no están disponibles, el inspector / especialista, junto con el especialista de corrosión, debe proporcionar predicciones de la condición.

El inspector / especialista también es responsable para evaluar la efectividad de inspecciones pasadas.

El inspector / especialista es normalmente el responsable para llevar a cabo el plan recomendado de la inspección derivado del estudio RBI.

**4.1.1.3 Especialista de corrosión.** El especialista de corrosión es el responsable de evaluar los tipos de mecanismos de deterioro y su pertinencia y severidad considerando las condiciones del proceso, ambiente, metalurgia, edad, etc., de los equipos.

Este especialista debe comparar esta valoración con la condición real del equipo, y determinar la razón de las diferencias entre la condición real y la valoración y entonces proporcionar la guía en mecanismos de deterioro, pertinencia y severidad usada en el estudio de RBI.

Este especialista también debe proporcionar las recomendaciones en los métodos de mitigación de probabilidad de falla y los métodos de supervisar el proceso para posibles cambios en proporciones de deterioración.

**4.1.1.4 Especialista de proceso.** Es el responsable de la provisión de la información de las condiciones del proceso. El especialista del proceso es responsable de documentar las variaciones en el proceso tanto las ocurrencias normales como las ocurrencias anormales. También es responsable para describir la composición y variabilidad de todo los proceso fluidos / gases así como su

potencial toxicidad y flamabilidad. El especialista del proceso debe evaluar/recomendar métodos de mitigación de riesgo (probabilidad o consecuencia) a través de los cambios en condiciones del proceso.

**4.1.1.5 Personal de mantenimiento.** Estas personas son responsables de verificar que la facilidad se opera dentro de los parámetros. Son responsables de proporcionar datos de las ocurrencias cuando el proceso se desvía de los límites del proceso. También son responsables de verificar reparaciones, reemplazos. Mantenimiento es responsable de llevar a cabo las recomendaciones sugeridas por el equipo RBI.

**4.1.1.6 Personal de gerencia.** El personal directivo debe proporcionar el patrocinio y los recursos para el estudio RBI. Son responsables de tomar las decisiones sobre la dirección del riesgo o proporcionar el mecanismo para que otros puedan tomar estas decisiones basados en los resultados del estudio RBI. Finalmente, la gerencia es la responsable de proporcionar los recursos para llevar a cabo las decisiones de mitigación de riesgo.

**4.1.1.7 Personal de valoración del riesgo.** Estas personas son responsables de integrar todos los datos y llevar a cabo el análisis de RBI. Estas personas normalmente son responsables de:

Definir los datos requeridos de otros miembros del equipo.

Definir los niveles de exactitud de los datos.

Digitalizar los datos.

Calcular los niveles de riesgo.

Desplegar los resultados de forma entendible y preparar informes apropiados para el análisis de RBI.

Deben ser apoyo al equipo para dirigir el análisis de riesgo / beneficio cuando se crea pertinente.

Estas personas deben tener una comprensión completa del análisis de riesgos por educación, entrenamiento o experiencia. Deben haber recibido entrenamiento detallado en la metodología RBI y en los procedimientos usados para el estudio RBI para que él/ella entienda cómo el programa opera y los problemas vitales que afectan los resultados finales. Las calificaciones y entrenamiento del personal de la valoración de riesgo deben documentarse.

**4.1.1.8 Personal de CSMS.** Son los responsables de proporcionar los datos del medioambiente y sistemas de seguridad y regulaciones. También es responsable de evaluar / recomendar maneras de mitigar las consecuencia de las fallas.

**4.1.1.9 Personal de finanzas.** Este personas son responsables de proporcionar los datos de los costos de la facilidad / equipo analizado y el impacto financiero de tener un equipo averiado. También debe recomendar los métodos para mitigar la consecuencia financiera de fracaso.

## 4.2 DEFINICION DE OBJETIVOS

Uno de los primeros pasos en un proceso de implementacion de RBI es establecer los objetivos y metas que sean plenamente comprendidos por el equipo de trabajo. Tales objetivos y metas deben ser comunes para cualquier tipo de planta de cargadero de hidrocarburo y deben estar orientados a:

- Cargar la mayor cantidad de barriles/día de nafta.
- Optimizar los recursos asignados para la operación de la planta de tal forma que vea reflejado en una reducción del presupuesto.
- Resguardar la integridad y la seguridad de todo el personal y de la planta.
- Evitar y/o mitigar los impactos negativos al medio ambiente generados a razón de la propia actividad de cargue.

#### 4.3 ESTABLECER LIMITES DE ESTUDIO RBI.

4.3.1 Definición de límites físicos de evaluación. **El propósito de la definición de los límites es para establecer una idea clara de los activos que serán objeto de estudio para implementación del proceso RBI para una planta de cargadero de nafta. También permite identificar los recursos disponibles para cumplir con los objetivos propuestos además del nivel de datos para ser revisados para complementar el estudio.**

La figura 20 ilustra la delimitación física que será parte del programa de riesgo basado en inspección (RBI), para una planta de cargadero de nafta.

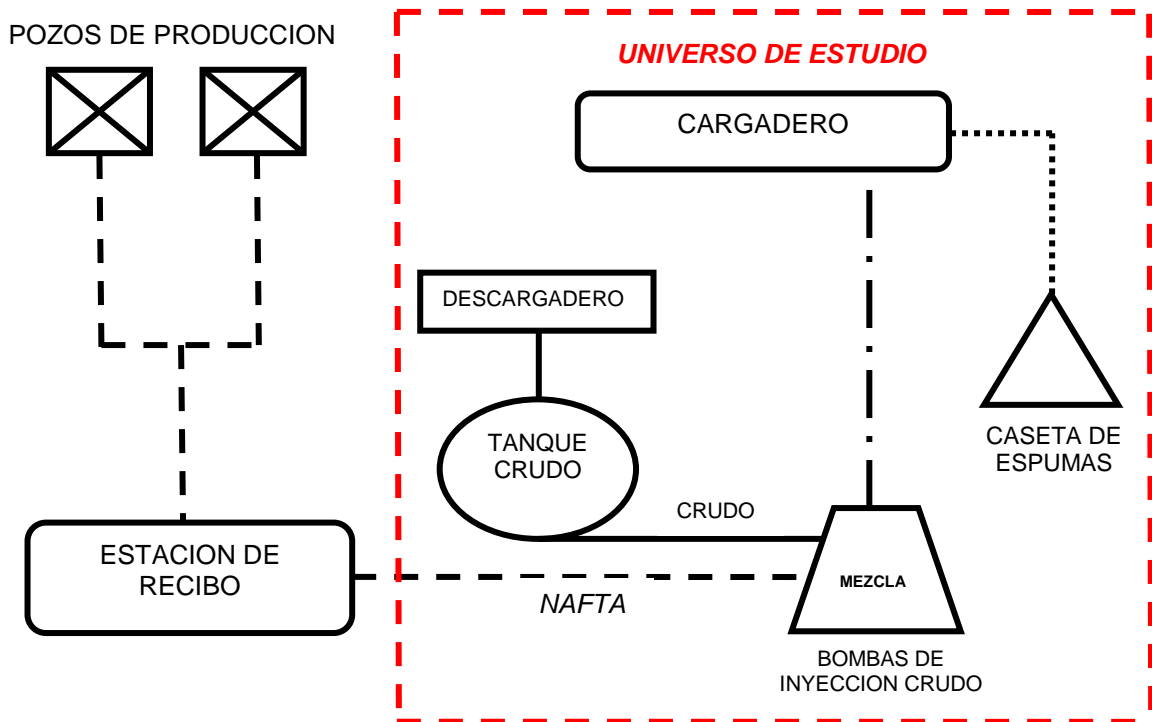
4.3.2 Establecer los límites de funcionamiento. **Los límites de funcionamiento de estudio para el RBI los cuales se definen con base a los objetivos propuestos, nivel de datos para ser revisados y recursos utilizados. El propósito del establecimiento de límites operativos es identificar procesos claves que puedan afectar la evaluación normal en donde se incluye tanto el análisis de la probabilidad de ocurrencia y la consecuencia de la falla para el normal funcionamiento del sistema definido.**

Se debe establecer las condiciones óptimas de puesta en marcha y paradas del sistema definido así como las emergencias que puedan presentar; como también

las actividades no rutinarias evaluando su potencial de efecto sobre la probabilidad de ocurrencia y consecuencia de una posible falla.

El funcionamiento dentro de los límites es esencial para la validez del estudio, así como la práctica de buen funcionamiento sirve para el seguimiento de parámetros clave del proceso para determinar si las operaciones se mantienen dentro de límites.

Figura 20. Delimitacion fisica de estudio.



Fuente: Los Autores.

## 4.4 ANALISIS DEL CARGADERO

El universo de estudio determinado para este trabajo es un cargadero de nafta, que aunque no es un sistema muy complejo de igual manera se debe desfragmentar para un analisis mas detallado dependiendo de la composicion operativa de la planta. Para el analisis de la planta se sugiere la siguiente subdivision:

### 4.4.1 Unidad de proceso.

Son las principales unidades de subdivision dentro del complejo. Como ejemplo de aplicaci3n, en las plantas las unidades de copresion, unidades de bombeo.

### 4.4.2 Sistema.

Son las principales divisiones dentro de las unidades de proceso, y ejecutan una funcion especifica dentro el proceso. Como el sistema de aire o de instrumentacion.

### 4.4.3 Subsistema.

Unidades de subdivision de sistemas muy complejos. Por ejemplo los motores del sistema de generacion o de instrumentacion.

### 4.4.4 Equipos.

Elementos fisicos que normalmente realiza una sola funcion principal, que permite la operaci3n de los sistemas, ejemplo bombas, filtros, valvulas, etc.

### 4.4.5 Componente.

Elementos de menor nivel y normalmente responsables de las fallas y hacia donde estan dirigidas las tareas de mantenimiento. Ejemplo alabes de turbinas, sellos mecanicos, engranajes, rodamientos, etc.

Figura 22. Ejemplo de Jerarquización de la planta.



Fuente: Autores.

#### 4.4 SELECCION DE EQUIPOS A ANALIZAR

Se define el sistema o conjunto de equipos a analizar así como sus funciones y localización. Durante esta etapa inicial se diseña un ranking de criticidad basado en los riesgos de los equipos que componen el sistema utilizando algún tipo de método de análisis de criticidad.

Por su elevado costo, no es recomendable realizar una inspección para caracterizar la presencia de todos los tipos de daño posibles en un equipo, por lo que surge como necesidad un análisis previo a la inspección de cuáles modos de falla son posibles en un determinado equipo. Y luego determinar cuáles son los modos de falla más probables y que tipos de daño pueden causar en el equipo.

Para inspeccionar los equipos identificados como de bajo riesgo se generan planes de inspección genéricos que contemplan un nivel de inspección satisfactorio que considera fundamentalmente el modo de falla por la pérdida de

material por corrosión, y se decide la aplicación a intervalos fijos en forma similar a la requerida por la normativa legal.

A continuación se encuentra un modelo simple para la evaluación de la criticidad de equipos para una planta de cargadero.

Se inicia definiendo los pasos para clasificar los equipos que van a ser objeto del análisis teniendo en cuenta los siguientes factores que afectan una planta y sistema de equipos:

- Personal
- Medio Ambiente
- Perdidas de Produccion
- Costos economicos directos

Segun la complejidad de la planta cuando es necesario calcular la criticidad de los equipos se pueden tener en cuenta factores adicionales como tambien se pueden suprimir; esto es un consenso determinado por el equipo de trabajo. Estos factores se muestran con detalle en el anexo A.

Una vez identificados todos los equipos de la planta se procede a realizar una tabla para evaluar la criticidad como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 1. Ejemplo de calculo de criticidad.

<b>AREA</b>	<b>TAG</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>CALIF.</b>			<b>CALIFICACION</b>	<b>CRITICIDAD</b>
			<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>CE</b>	
AA101	P-109	Bomba Centrifuga					
BB201	TK-108	Tanque Crudo					

Fuente: Los Autores.

Después se debe evaluar y calificar el impacto que genera cada uno hacia los factores (personal, medio ambiente, pérdidas de producción y costos directos) definidos que afectan una planta de cargadero.

**Tipo A:** En caso de presentar una falla que pueda generar una situación de peligro se debe evaluar su incidencia en la integridad del personal que manipula o interactúa con dicho equipo además del impacto negativo que genere hacia el medio ambiente.

**Tipo B:** Se evalúa teniendo en cuenta el impacto en la producción que puede generar la no operatividad de dicho equipo para el desarrollo de las actividades de la planta.

**Tipo C:** Se evalúa para los equipos que su no funcionalidad generen pérdidas económicas que impacten al presupuesto asignado para la operación de la planta.

El tipo de impacto se califica bajo cinco categorías cualitativas de evaluación que son:

1	Muy Bajo
2	Bajo
3	Medio
4	Alto
5	Muy Alto

Una vez definidos los dígitos de cada uno de los factores se procede a realizar la cuantificación sumando los tres valores consignados en las columnas (A, B y C), para determinar la jerarquización de la criticidad de cada uno de los equipos de la siguiente manera:

<b>Sumatoria (CE)</b>	<b>Criticidad</b>
3 a 6	Baja
7 a 11	Media
12 a 15	Alta

Una vez clasificados todos los equipos se realiza un filtro por parte del personal encargado tanto de operación como de mantenimiento, para analizar si se tendrán en cuenta las categorías de criticidad alta y media o únicamente alta dependiendo de la planeación que tenga establecida la planta para la intervención de equipos. *(la selección de los equipos que serán objeto de programa de inspección basado en riesgo dependerá de los responsables de la planeación del mantenimiento de la planta).*

En la siguiente tabla se muestra el listado de los equipos críticos seleccionados para el cargadero de nafta.

Tabla 2. Listado de equipos críticos del cargadero de nafta.

ITEM	EQUIPO	CANT.	TAG	SERVICIO
<b>Sistema NAFTA</b>				
1	Brazos de Llenado	6	---	Cargar los carrotanques de NAFTA
2	Medidores de desplazamiento positivo	6	FQI (del 001 al 006)	Controlar la cantidad de nafta programada para el cargue.
<b>Sistema de Crudo</b>				
3	Bomba de Descarga de Crudo	1	P-109	Descargar el Crudo
4	Bomba Mezcla crudo	2	P-110 A/B	Despachar del tanque de crudo la cantidad programada para la mezcla con la línea de nafta.
5	Tanque de almacenamiento techo domo geodésico membrana flotante	1	TK-108	Almacenamiento de crudo
<b>Sistema de Aguas Aceitosas</b>				
6	Bomba Sumidero	1	P-112	Desocupar el tanque de aguas aceitosa.
<b>Sistema Electrico</b>				
7	Motogenerador de Emergencia	1	MG-001	Generación de respaldo a la planta.

Fuentes: Autores.

#### 4.5 METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DEL RBI.

Por fines didácticos el alcance de la presente monografía se limita a un ejemplo completo de solo equipo del listado obtenido de equipos críticos (tabla 2). Para lo cual los autores decidieron seleccionar un tanque con una capacidad de 1000 barriles de almacenamiento de crudo el cual es utilizado para inyectarlo (teñir) al nafta que va a ser cargado a los carrotanques .

A continuacion se establecen las fases para el desarrollo del analisis del metodo implmentado para el programa d einspeccion basado en riesgo:

##### 4.5.1 Fase 1.

Consiste en hacer un filtro a los equipos, para diferenciarlos en tres niveles de Riesgo: Bajo, Medio y Alto.

Para inspeccionar los equipos identificados como riesgo bajo y riesgo medio se generan planes de inspección genéricos que contemplan un nivel de inspección satisfactorio que considera fundamentalmente el modo de falla de la función, y se decide la aplicación de planes de inspección a intervalos fijos.

##### 4.5.2 Fase 2.

Consiste en el desarrollo de planes de inspección específicos para cada equipo clasificado como riesgo alto. El propósito de generar planes de inspección es mantener el nivel de riesgo dentro de valores admisibles.

Adicionalmente en esta fase se deben filtrar los modos de falla para seleccionar los de más alto impacto y los más probables en cada equipo.

##### 4.5.2 Fase 3.

Con los Planes de Inspección definidos, se ingresa en la FASE III, de consolidación de lo actuado, donde se deben realizar las Inspecciones, analizar sus resultados y realizar las acciones correctivas que surjan de las mismas.

#### 4.6 DESARROLLO DEL PROGRAMA

Al realizar el FMECA se debe haber establecido previamente el sistema a analizar, identificar los subsistemas correspondientes, y estos a su vez en los equipos que lo componen, como se vio en el numeral 4.4 .

Luego de haber definido el subsistema y el equipo que se va analizar, se ingresan los subequipos del mismo y se inicia el FMECA ver tabla 3 y el anexo B (tabla completa).

Apoyados en la norma **ISO 14224** se construye un FMECA para cada equipo de riesgo alto, debido a que las fallas parten desde el nivel de componentes, cada componente hace parte de un subsistema predeterminado y por lo tanto podemos clasificar los modos y causas de falla como se muestra en la figura siguiente.

Figura 23. Ejemplo de identificación de modos y causas de falla.

**COMPONENTE: SELLO**

Código	MODO DE FALLA	Nº	MECANISMO DE FALLA	Nº	CAUSA FALLA
FTS	Falla a arrancar según demanda	1	Falla mecánica-general	1	Causas relacionadas con el diseño-general
STP	Falla a detener la marcha según demanda	1.1	Pérdida	1.1	Capacidad inadecuada
SPS	Paro inesperado	1.2	Vibración	1.2	Material inadecuado
BRD	Rotura	1.3	Falla de alineación, huelgo	1.3	Diseño inadecuado
HIO	Salida muy alta	1.4	Deformación	3	Falla relativa a la operación ó / mantenimiento
LOO	Salida muy baja	2	Falla de material-general	3.1	Operación fuera de los parámetros de diseño
ERO	Salida errática	2.1	Cavitación	3.2	Error de operación
ELP	Pérdida de proceso al medio	2.2	Corrosión	3.3	Error de mantenimiento
ELU	Pérdida externa de líquido auxiliar	2.3	Erosión	3.4	Desgaste esperado
INT	Pérdida interna	2.4	Desgaste	4	Falla relacionada con el Gerenciamiento
VIB	Vibración	2.5	Rotura		
NOI	Ruido	2.6	Fatiga		
OHE	Sobrecalentamiento				
PDE	Desviación de algún parámetro				

Fuente: Norma ISO 14224.

#### 4.6.1 Función.

El usuario debe identificar claramente la función del equipo, es decir la razón de ser del mismo, el motivo por el cual fue adquirido para que cumpliera un objetivo. Normalmente se identifica fácilmente con el nombre del mismo equipo, luego de haberla identificado se coloca en la primera columna de la tabla 3.

#### 4.6.2 Modos de falla.

Los modos de falla se describen según la funcionalidad del subsistema/equipo a analizar, normalmente se pueden identificar como el evento que causa una falla funcional. Se coloca en la segunda columna de la tabla 3.

#### 4.6.3 Causas de falla.

La causa de la falla define que pudo haber originado ese tipo de falla, a diferencia del modo que hace referencia al cómo podría fallar, y se describe en la tercera columna de la tabla 3.

#### 4.6.4 Efectos de falla.

Después de haber identificado los modos y causas de falla se pasa a referir los defectos de falla, que describen lo que pasa cuando un modo de falla ocurre, permite analizar la importancia de la falla y qué consecuencia llegaría a ocurrir si se materializa dicho modo de falla.

#### 4.6.5 Detección / Síntoma de la falla.

Es la manera como se puede identificar una falla, si muestra algún síntoma previo que permita identificarla antes de que ocurra. Algunas fallas pueden mostrar síntomas (vibración, sobrecalentamiento, sobrepresión, etc), aunque hay otras que por el contrario pasan desapercibidas hasta el momento que se presenta.

Dentro de la tabla 3 el recuadro número uno (1) muestra el orden sistemático de los parámetros a analizar descritos en los ítems anteriores.

Tabla 3. Ejemplo de elaboracion del FMECA del tanque.

ELABORADO POR: DUVAN MORENO IVAN RUBIANO		SISTEMA:	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO		CONTEXTO OPERACIONAL:				Mantener almacenado el crudo descargado de los carrotaques, que posteriormente sera mezclado con el nafta de la estacion, para que finalmente se cargue a los carrotaques para abastecer la region oriental del pais.		
FECHA:		Oct-10		EQUIPO:	2				Almacenar una capacidad maxima de 1000 barriles de crudo		
REVISADO POR:	Daniel Ortiz.										
COMPONENTE	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	EFFECTOS DE LA FALLA	DETECCION DE LA FALLA / SINTOMA	VALORACION FMECA				TAREA DE MANTENIMIENTO PROPUESTA / SUGERIDA	FRECUENCIA PROPUESTA / SUGERIDA	EJECUTOR SUGERIDO
FUNCION					S	F	D	RPN			
Recipiente (cuerpo del tanque)	Pérdida total o parcial de la contencion de almacenamiento del tanque	Adelgazamiento o de pared	Derrame total o parcial del crudo almacenado	Presencia de fugas del fluido o de gases hacia el exterior	5	4	4	80	Medicion de espesores de pared (interno y externo) del tanque.	Anual	Ing. Especialista de Corrosion
		Agrietamiento por corrosion del medio exterior y el tipo de producto almacenado		Presencia de fugas del fluido o de gases hacia el exterior	3	4	3	36	Monitoreo y análisis de las ratas de corosion, inspeccion visual	Anual	Ing. Especialista de Corrosion
		Perdida de las propiedades mecanicas y metalurgicas de los materiales.		Presencia de fugas, distorsiones del cuerpo	3	4	5	60	Monitoreo y análisis de las ratas de corosion, inspeccion visual	Anual	Ing. Especialista de Corrosion
		Falla en el sistema de proteccion catodica, instalado para el tanque.		Presencia de oxidacion en la parte exterior del fondo del tanque.	4	4	3	48	Inspeccion del estado de las barra anodicas	Semestral	Ing. Especialista Proteccion catodica
		Desplazamiento o el terreno donde esta localizado el tanque		Deformacion en la fundacion del tanque y grietas en la superficie del concreto	5	3	5	75	Verificacion y seguimiento del asentamiento del tanque.	Anual	Ing. Especialista Civil y/o Topografia

#### 4.6.6 Valoración FMECA.

En el recuadro 2 de la tabla 3 se evalúan los parámetros de frecuencia, severidad y detección de cada una de las causas de la falla en donde el producto de los tres da como resultado el RPN (Número de Jerarquización de Riesgo) que es el valor que tiene relevancia para identificar y determinar las actividades de inspección para mitigar el impacto que podría generar al materializarse alguna de estas fallas.

$$RPN = F \times S \times D$$

- *La probabilidad de ocurrencia (Frecuencia).* Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 probabilidad muy baja y 10 probabilidad muy alta.
- *Factor de severidad (Consecuencia)* Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 severidad muy baja y 10 severidad muy alta.
- *Detectabilidad.* Generalmente se denota en una escala numérica del 1 al 10, siendo 1 alta Detectabilidad y 10 Detectabilidad muy baja.

Tabla 4. Matriz de frecuencia.

Ranking	Descripción	
1	Improbable	Menos de 1 caso cada 50 años.
2	Remoto	1 caso entre 20 y 50 años.
3	Ocasional	1 caso entre 5 y 20 años.
4	Moderado	1 caso entre 1 y 5 años.
5	Frecuente	Entre 1 y 10 casos al año.
6	Constante	Más de 10 casos al año.

Fuente: Los Autores.

Tabla 5. Matriz de detección

Ranking	Descripción	
1	Siempre ó casi siempre	Siempre hay probabilidad de que el defecto se detecte. Por medio de verificación y / o controles es seguro que se detecta la existencia de una deficiencia o un defecto.
2	Muy alto	Muy alta probabilidad de que el defecto se detecte. Por medio de verificación y/o controles es casi seguro que se detecta la existencia de una deficiencia o un defecto.
3	Alto	Alta probabilidad de que el defecto que se detecte. Por medio de verificación y/o controles tienen una buena posibilidad de detectar la existencia de una deficiencia / defecto.
4	Moderado	Probabilidad moderada de que el defecto se detecte por medio de verificación y / o controles es probable detectar la existencia de una deficiencia o defecto.
5	Bajo	Baja probabilidad de que el defecto se detecte. Por medio de verificación y / o control no es probable para detectar la existencia de una deficiencia o defecto.
6	Muy bajo	Muy baja (o nula) probabilidad de que el defecto se detecte. Por medio de verificación y / o controles no se podrá o no se puede detectar la existencia de una deficiencia / defecto.

Fuente: Los Autores

Tabla 6. Matriz de Severidad

Ranking	Descripción	
1	Insignificante	No afecta la capacidad física, No afecta el medio ambiente, no tiene impacto operacional, MTTR no mayor a 8 horas, costos de reparación menores a US\$ 5.000.
2	Marginal	Afecta a una o mas personas causando incapacidad temporal no mayor a 8 días, provoca daños menores (accidentes e incidentes), impacto en el contexto operacional de la unidad funcional, MTTR entre 8 y 24 horas, costos de reparación entre US\$ 5.000 y \$ 10.999.
3	Grave	Afecta a una o mas personas causando incapacidad temporal entre 9 y 30 días, Afecta la disponibilidad de recursos comunitarios o ecosistemas reversible en 6 meses, impacto en el contexto operacional, MTTR entre 1 y 7 días, costos de reparación entre US\$ 11.000 y \$ 22.999.
4	Crítico	Afecta a una o más personas causando incapacidad temporal entre 31 y 90 días, Afecta la disponibilidad de recursos comunitarios o ecosistemas, reversible en 1 ó 3 años, impacto en el contexto operacional, MTTR no mayor a 30 días, costos de reparación entre US\$ 23.000 y \$ 46.999.

5	Desastroso	Afecta a una o más personas causando incapacidad temporal mayor a 90 días ó permanente, Afecta la disponibilidad de recursos comunitarios o ecosistemas, irreversible en más de 3 años, impacto en el contexto operacional, MTTR entre 30 y 90 días, costos de reparación entre a US\$ 47.000 y \$ 94.999.
6	Catastrófico	Afecta a una o más personas causando la muerte, Afecta la disponibilidad de recursos comunitarios o ecosistemas, irreversible en más de 5 años, impacto en el contexto operacional, MTTR mayor a 90 días, costos de reparación mayores a US\$ 95.000.

Fuente: Los Autores.

Después de haber evaluado cada uno de los parámetros de severidad, detección y frecuencia se determina la criticidad que a su vez se evalúa la aceptabilidad de su impacto al funcionamiento del equipo.

A continuación se muestra una tabla donde especifica los niveles de aceptabilidad según el valor obtenido durante el análisis.

Tabla 7. Tabla de Jerarquización de la aceptabilidad.

Ranking	Descripción	
1	Aceptable	Hasta el 25% (0 @ 12.90)
2	Tolerable	Entre el 26% y 50% (12.91 @ 33.92)
3	Inaceptable	Entre el 51% y 75% (33.93 @ 72.70)
4	Inadmisible	Mayor al 75% (72.71 @ 216)

Fuente: Los Autores

#### 4.6.7 Determinación del plan de inspección.

Después de haber evaluado los parámetros de severidad, detección y frecuencia de las causas determinadas para cada modo fallo, y de haber determinado la aceptabilidad de cada una de estas en caso de presentarse y afectar el sistema de respaldo eléctrico, para la planta del cargadero de nafta.

Se determinan las actividades de inspección en el recuadro 3 de la tabla 3 teniendo en cuenta las características expuestas por la norma API 580 en donde como mínimo debe contemplar los siguientes criterios:

**4.6.7.1 Frecuencia de inspección.** El aumento de la frecuencia de las inspecciones puede servir para identificar y definir mejor el control de los mecanismos de deterioro y por lo tanto el riesgo. Aunque un aumento desproporcionado podría generar un efecto contrario y aumentar los tiempos medios entre fallas (MTBF).

**4.6.7.2 Cobertura de la inspección.** La cobertura de la inspección define el tipo de alcance que se va a realizar, para determinar exactamente los componentes del equipo que se van a intervenir durante las actividades de inspección.

**4.6.7.3 Herramientas, técnicas y personal.** La selección y el uso de las herramientas adecuadas y la técnica de control se puede optimizar de manera rentable y segura para la reducción del riesgo. La selección del personal también es una variable importante ya que son el recurso directo encargado de la ejecución de un trabajo efectivo.

En la tabla 3 se muestran las actividades de inspección determinadas para cada una de las causas de falla del tanque en donde contempla la actividad de inspección, la frecuencia y el ejecutor de la misma.

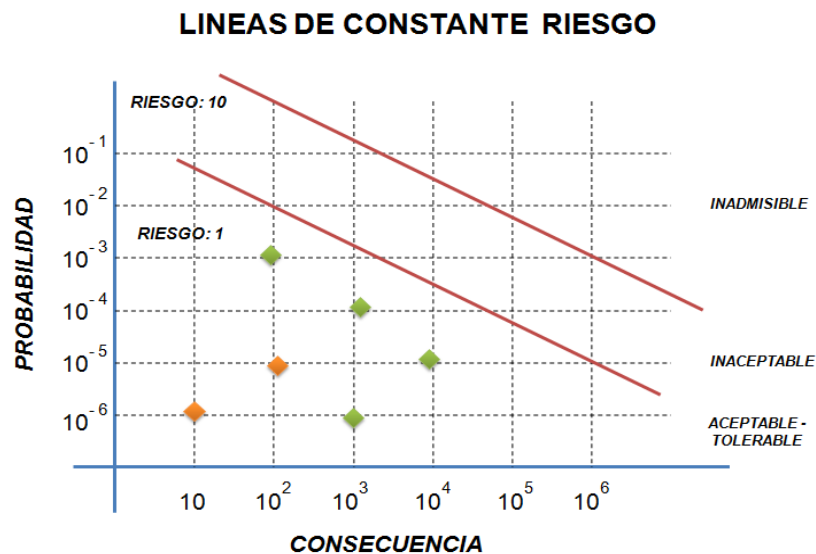
#### 4.6.8 Representación grafica del riesgo.

Como se mostró en el capítulo 3 según la norma API 580 establece unos parametros basicos para determinar el riesgo y presenta metodos de representacion grafica de los mismos, en donde se tuvieron en cuenta las consecuencias tanto de seguridad, medio ambiente, imagen corporativa y costos.

**4.6.8.1 Iso Line Risk (línea de constante riesgo):** Este metodo grafico se utiliza para evaluar el riesgo basado con valores cuantitativos.

En la figura 23 se muestra la representacion grafica del riesgo para el tanque bajo el metodo (iso-line risk), con los valores nuevos de riesgo obtenidos despues de aplicar los planes de mantenimiento de la tabla 3 y tomados de la tabla 8.

Figura 24. ejemplo de representacion del riesgo según el metodo iso line risk.



Fuente: los autores, tomado de la norma API 580.

#### 4.6.9 Evaluación y control de la mitigación del riesgo.

Con los planes de inspección definidos, entramos a la consolidación, donde se deben realizar las Inspecciones, analizar sus resultados y realizar las acciones correctivas que surjan de las mismas.

En este punto se debe aplicar el ciclo de mejoramiento continuo para verificar si el plan es efectivo mediante el monitoreo constante del valor de la criticidad el cual debemos mantener en niveles como mínimo tolerable y aceptable de ser posible.

Se ilustra el producto esperado del presente trabajo en la Tabla 8 y en el anexo C (tabla completa).

Tabla 8. Control del FMECA del tanque, mediante evaluación de la mitigación del nivel de riesgo.

ELABORADO POR: DUVAN MORENO IVAN RUBIANO		SISTEMA:	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO		CONTEXTO OPERACIONAL:		Almacenar una capacidad maxima de 1000 barriles de crudo		
FECHA: Oct-10		EQUIPO:	CUERPO DEL TANQUE				Mantener almacenado el crudo descargado de los carrotanques, que posteriormente sera mezclado con el nafta de la estacion, para que finalmente se cargue a los carrotanques para abastecer la region oriental del pais.		
REVISADO POR:	Daniel Ortiz.				COMPONENTE	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	EFFECTOS DE LA FALLA	DETECCION DE LA FALLA / SINTOMA
FUNCION					S	D	F	CRITICIDAD	ACEPTIBILIDAD
Recipiente (cuerpo del tanque)	Pérdida total o parcial de la contencion de almacenamiento del tanque	Adelgazamiento de pared		Presencia de fugas del fluido o de gases hacia el exterior	5	2	3	30	Tolerable
Almacenar una capacidad maxima de 1000 barriles de crudo para mezclar posteriormente con Nafta		Agrietamiento por corrosion del medio exterior y el tipo de producto almacenado		Presencia de fugas del fluido o de gases hacia el exterior	3	1	3	9	Aceptable
		Perdida de las propiedades mecanicas y metalurgicas de los materiales.		Presencia de fugas, distorsiones del cuerpo	3	1	4	12	Aceptable
		Falla en el sistema de proteccion catodica, instalado para el tanque.		Presencia de oxidacion en la parte exterior del fondo del tanque.	4	2	2	16	Tolerable
		Desplazamiento el terreno donde esta localizado el tanque		Deformacion en la fundacion del tanque y grietas en la superficie del concreto	5	2	3	30	Tolerable

Fuente: Los autores.

## 5. CONCLUSIONES

Despues del desarrollo del presente trabajo se pueden establecer las sigüentes conclusiones:

- Se dio a conocer un metodo para compañías del sector de petroquímica e hidrocarburos como lo es el RBI (Risk Based Inpection), para mitigar riesgos catastroficos para llevarlos a un nivel tolerable en cuanto su ocurrencia y consecuencia, demostrando a su vez los grandes beneficios que ofrece para una planta de cargadero de nafta.
- Se identifican los equipos criticos para una planta de cargadero de nafta, se identifica la función principal, los modos de falla, las causas y los efectos que podría generar para uno de ellos; además se establece un plan de inspección específico acorde a las causas determinadas con base al análisis de riesgo determinado por la norma API 580.
- Se describe un análisis de la norma API 580 de donde se extraen algunos apartes que son importantes para implementar este tipo de metodología para la industria de hidrocarburos.
- Se establecen técnicas de apoyo, para la implemetación del programa de mantenimiento bajo los lineamientos RBI, como lo es el metodo de selección de equipos criticos y el análisis FMECA para la identificación de modos, causas y efectos de falla que se podrían presentar para establecer las actividades de inspección de los equipos criticos.

## BIBLIOGRAFIA

GONZALEZ JAIMES, Isnardo. Seminario I : La investigacion cientifica. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander.1998. 95 p.

NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 1486. Documentacion. Presentacion tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigacion. Julio 2008. Toda

Norma API 580 Metodologia de Risk Basad Inspection. Toda

Norma API 650 Tanques de acero soldados para almacenamiento de crudo, seccion 6-1 Metodos de inspeccion de juntas, edicion 11, junio 2007.

Norma API 653 Inspeccion de tanques, reparacion y reconstruccion. Seccion 4 Inspeccion, tercera edicion, diciembre 2001.

CRITICALITY ANALISIS FOR MANTENANCE PORPUSES, NORSOK STANDARD Z-008 Rev 2, Noviembre de 2001.

GONZÁLES BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

MORA GUTIERRÉZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales ó de servicios. Medellín: AMG. 2005.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Edición en Español. Gran Bretaña: Aladon. 2004.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. Bogota. 2010 CD. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander.

MUÑOZ AGUILAR, Miguel Angel. Artículo: Gestion del Mantenimiento Basado en Riesgo. 13 p.

OSORIO, Jose Luis ; MORALES Rodrigo. Artículo: Inspeccion basada en el Riesgo y su Implementacion en las Mantenciones Mineras.

## ANEXO A

Tabla de determinación de la criticidad de equipos bajo una evaluación de parámetros más detallados.

**FASE DE IMPLEMENTACION: ASPECTOS SUGERIDOS COMO CLAVES  
PARA DETERMINAR EL NIVEL DEL RIESGO** **Versión.01**

Criterio de Evaluación		
<b>1</b>	<b>Seguridad</b>	<b>500</b>
1.1	Dispositivo Critico Para la Seguridad SMS	400
1.1.1	SI	400
1.1.2	NO	0
1.2	Peligro Potencial al Personal	45
1.2.1	ALTO	45
1.2.2	MEDIO	40
1.2.3	BAJO	35
1.2.4	NINGUNO	0
1.3	Severidad Del Peligro al Personal	30
1.3.1	FATALIDAD	30
1.3.2	INCAPACIDAD TOTAL O PARCIAL	25
1.3.3	ACCIDENTE CON TIEMPO PERDIDO	20
1.3.4	TRATAMIENTO MEDICO	15
1.3.5	PRIMEROS AUXILIOS	10
1.3.6	NINGUNO	0
1.4	Requerimientos Regulatorios de Seguridad	15
1.4.1	SI	15
1.4.2	NO	0
1.5	Fuego o posible explosión	10
1.5.1	SI	10
1.5.2	NO	0
<b>2</b>	<b>Ambiental</b>	<b>200</b>
2.1	Fugas / Derrames materiales Peligrosos	100
2.1.1	EXTERNAMENTE REPORTABLE	100
2.1.2	INTERNAMENTE REPORTABLE	80
2.1.3	FUGA NO REPORTABLE	60

2.1.4	NINGUNO	0
2.2	<b>Fugas / Derrames de Crudo</b>	<b>50</b>
2.2.1	FUGA MAYOR (>10 BL)	75
2.2.2	FUGA MEDIANA (1 - 10 BL)	30
2.2.3	FUGA MENOR (<= 1 BL)	20
2.2.4	NINGUNO	0
2.3	<b>Emisión de Gases a la atmosfera</b>	<b>35</b>
2.3.1	ALTO	35
2.3.2	MEDIO	30
2.3.3	BAJO	20
2.3.4	NINGUNO	0
2.4	<b>Requerimientos regulatorios Ambientales</b>	<b>15</b>
2.4.1	SI	15
2.4.2	NO	0
<b>3</b>	<b>Impacto en el proceso</b>	<b>150</b>
3.1	<b>Downtime del sistema</b>	<b>5</b>
3.1.1	>24 HORAS	5
3.1.2	8 - 24 HORAS	4
3.1.3	<8 HORAS	3
3.1.4	0 HORAS	0
3.2	<b>Reducción capacidad de producción</b>	<b>10</b>
3.2.1	100%	10
3.2.2	75%	8
3.2.3	50%	6
3.2.4	25%	4
3.2.5	0%	0
3.3	<b>Reducción capacidad del sistema</b>	<b>35</b>
3.3.1	100%	35
3.3.2	75%	30
3.3.3	50%	25
3.3.4	25%	20
3.3.5	0%	0
3.4	<b>Área Afectada ( Grupos de Sistemas)</b>	<b>100</b>
3.4.1	PARADA TOTAL DE LA PLANTA	100
3.4.2	PARADA MULTIPLES SISTEMAS	80

3.4.3	PARADA SISTEMA AL QUE PERTENECE	70
3.4.4	PARADAS SISTEMAS DE SOPORTE	60
3.4.5	NINGUNO	0
<b>4</b>	<b>Impacto en Mantenimiento</b>	<b>100</b>
4.1	Régimen de Operación del Equipo	50
4.1.1	CONTINUO	50
4.1.2	INTERMITENTE	40
4.1.3	STANDBY	20
4.2	Costos de Mantenimiento	20
4.2.1	> 100.000 USD	20
4.2.2	50.001 - 100.000 USD	15
4.2.3	25.001 - 50.000 USD	12
4.2.4	10.001 - 25.000 USD	10
4.2.5	>2000	8
4.3	Confiabilidad del Equipo	12
4.3.1	>95%	8
4.3.2	80% - 95%	10
4.3.3	<80%	12
4.4	Disponibilidad de Repuestos	10
4.4.1	Mayor de 30 días	10
4.4.2	entre 15 y 30	8
4.4.3	entre 8 y 15	6
4.4.4	menor de 8 días	4
4.4.5	inmediato	0
4.5	Tiempo de reparación MTTR	8
4.5.1	Menor de 1 DIA	2
4.5.2	1-7 días	4
4.5.3	8 - 30 días	6
4.5.4	Mayor de 30	8
<b>5</b>	<b>Calidad / Seguridad del Proceso</b>	<b>50</b>
5.1	Reclamo Posible del Cliente	20
5.1.1	SI	20
5.1.2	NO	0
5.2	Impacto Potencial	15
5.2.1	ALTO	15

5.2.2	MEDIO	10
5.2.3	BAJO	5
5.2.4	NINGUNO	0
5.3	Severidad Potencial	10
5.3.1	ALTO	10
5.3.2	MEDIO	8
5.3.3	BAJO	6
5.3.4	NINGUNO	0
5.4	Punto Critico de Control	5
5.4.1	SI	5
5.4.2	NO	0

**1000**

## ANEXO B

Ejemplo de lista de las actividades de inspeccion para tanques.

ITEM	DESCRIPCION	SI	NO	PEND.	OBSERVACIONES
1	<b>ACTIVIDADES PRELIMINARES</b>				
1.1	Movilización y desmovilización				
1.2	Construcción Campamento y Actividades Generales				
1.3	Apertura y cierre de manholes (techo y cuerpo)				
1.4	Desconexionado y conexionado de tuberías				
1.5	Achique de tanque				
1.6	Desgasificación tanque				
1.7	Manejo y tratamiento de borras				
1.8	Lavado interno de tanque				
1.9	Toma de parámetros topográficos (Verticalidad, Redondez, Asentamiento Fondo y Perimetral)				
1.10	Cargue, transporte y descargue de materiales de las bodegas CLIENTE. hasta el sitio de la obra.				
2	<b>ACTIVIDADES MECANICAS</b>				
	<b>REPARACIÓN METALMECANICA DEL FONDO DEL</b>				
2.1					
2.1.1	<b><i>Instalación del anillo perimetral</i></b>				
2.1.1.1	Aseguramiento, levantamiento, bloqueo y bajada del tanque				
2.1.1.2	Corte y desmantelamiento de anillo perimetral.				
2.1.1.3	Prefabricación e instalación de láminas anillo perimetral				
2.1.1.4	<b><i>Soldaduras y pruebas del anillo perimetral</i></b>				
2.1.1.4.1	Soldadura a tope entre láminas del anillo perimetral más inspección radiográfica 50%				
2.1.1.4.	Soldadura en filete entre anillo perimetral y el cuerpo del tanque más prueba de ACPM 100%				
2.1.1.4.	Soldadura en filete entre anillo perimetral y láminas del fondo mas tintas penetrantes y cámara de vacío 100%.				
2.1.2	<b><i>Instalación de láminas nuevas del fondo</i></b>				
2.1.2.1	Corte y desmantelamiento láminas				
2.1.2.2	Prefabricación e instalación de nuevas láminas				
2.1.2.3	Soldadura láminas nuevas más pruebas (líquidos penetrantes, cámara de vacío 100%)				
2.1.3	Parches de reparación en el fondo del tanque más pruebas (líquidos penetrantes y cámara de vacío 100%)				

2.1.4	Aplicación sello epóxico perimetral				
2.2	<b>PRUEBAS BASE DEL TANQUE</b>				
2.2.1	Ensayos de densidad del terreno o compactación fondo				
2.3	<b>REPARACIÓN METALMECANICA DEL CUERPO DEL</b>				
2.3.1	Reparación de soldaduras en las ventanas del casco				
2.3.2	Apertura de ventana para facilitar los trabajos solo en el				
2.3.4	Cierre de ventana para facilitar los trabajos solo en el tanque 2 incluye rx 100%				
2.4	<b>REPARACIÓN METALMECANICA DEL TECHO DEL</b>				
2.4.1	Reparación de soldaduras en los Pontones y pruebas de tintas penetrantes				
2.4.2	Parches de reparación en el techo (incluye líquidos penetrantes 100%)				
2.4.3	Reconstrucción de ruanas y camisas de los soportes del techo (Longitud Camisa 1.3m.;ø 4", A-53/A-106 Gr-B, SCH 80)				
2.4.4	Reemplazar las patas torcidas del techo (Longitud Pata 3.65 m.; ø 3", A-53/A-106 Gr-B, SCH 80)				
2.4.5	Reemplazo de soportes de escalera rodante sobre el techo (Angulo 4"x4"x1/4")				
2.4.6	Instalación de refuerzos debajo de los soportes de la escalera rodante (Lámina 6"x6"x1/4")				
2.4.7	Reemplazar láminas barrera retenedora de espuma techo y refuerzo pontones				
2.4.8	Cambiar e instalar nuevas mallas en los venteos y drenajes de emergencia (diámetro 6")				
2.4.9	Cambiar empaquetadura de las juntas (chic san) de la tubería de drenaje techo				
2.4.10	Retiro de sello primario existente.				
2.4.11	Instalación de sellos primario y secundario nuevos (costo por metro de ambos sellos instalados)				
2.5	<b>MANTENIMIENTO Y PRUEBAS TUBERÍAS Y VALVULAS</b>				
2.5.1	<i>Mantenimiento y Prueba de Válvulas y Agitadores</i>				
2.5.1.1	Retiro, mantto, prueba hidrostática y montaje válvulas menores de ø 3"				

2.5.1.2	Retiro, mantto,prueba hidrostática y montaje de válvulas entre 4" y 8" ø				
2.5.1.3	Retiro, montaje y alineación con boquilla del tanque de la válvula de 36" (incluye empaques y pernos)				
2.5.1.4	Mantenimiento y prueba hidrostática válvula de 36"				
2.5.1.5	Retiro, mantenimiento y montaje de Agitadores				
2.5.1.6	Mantenimiento y Prueba hidrostática al Sistema de Espuma				
2.5.1.7	Prueba hidrostática de tubería perimetral de enfriamiento y rociadores (Tubería A-53 6" SCH 40)				
2.5.2	<i>Mantenimiento y Calibración de la Instrumentación del</i>				
2.6	<b>REPARACION METALMECANICA DE ESCALERAS Y PLATAFORMAS</b>				
2.6.1	Reparación de la escalera circular y plataforma				
2.6.2	Reemplazo de ángulo de pasamanos por tubería (Tubería de acero al carbono 1 1/2" SCH 40)				
3	<b>LIMPIEZA Y PINTURA</b>				
3.1	<b>LIMPIEZA Y PINTURA EXTERIOR</b>				
3.1.1	Limpieza del techo (incluye accesorios)				
3.1.2	Limpieza primer anillo del cuerpo				
3.1.3	Limpieza a partir del segundo anillo del cuerpo				
3.1.4	Limpieza estructura escaleras perimetral, rodante de techo				
3.1.5	Limpieza tubería del sistema de espuma y de enfriamiento				
3.1.6	Limpieza válvulas				
3.1.7	Pintura del techo (incluye accesorios)				
3.1.8	Pintura del primer anillo del cuerpo				
3.1.9	Pintura a partir del segundo anillo del cuerpo				
3.1.10	Identificación del tanque y logo de seguridad				
3.1.11	Pintura escaleras perimetral, rodante del techo y alerón				
3.1.12	Pintura tubería del sistema de espuma y de enfriamiento				
3.1.13	Pintura válvulas				
3.2	<b>LIMPIEZA Y PINTURA INTERIOR</b>				
3.2.1	Limpieza del Fondo				
3.2.2	Limpieza superficie inferior techo flotante				

3.2.3	Limpieza de Tuberías y accesorios internos				
3.2.4	Limpieza primer anillo del cuerpo				
3.2.5	Limpieza a partir del segundo anillo del cuerpo				
3.2.6	Pintura del fondo				
3.2.7	Pintura superficie inferior techo flotante				
3.2.8	Pintura de Tuberías y accesorios internos				
3.2.9	Pintura del primer anillo del cuerpo				
3.2.10	Pintura a partir del segundo anillo del cuerpo				
<b>4</b>	<b>ACTIVIDADES CIVILES</b>				
4.1	Reparación andén y capa asfáltica del talud alrededor				
4.2	Construcción acceso patio dique hasta la válvula de 36" TK				
4.3	Excavación Manual con retiro				
4.4	Relleno con zahorra compactada				
4.5	Relleno con material seleccionado (arena seleccionada) ultima capa de arena cemento				
4.6	Construcción de rampa de acceso para facilitar los trabajos del tanque 02 y 03				
4.7	Desmantelamiento de rampa de acceso al tanque 02 y acceso a la válvula de 36" tk 02 y 03				
4.8	Suministro e instalación de geotextil para el tanque 02				
4.9	Suministro e instalación de geomembrana para el tanque 02				
4.10	Colocación tubería de detección de fugas mínimo				
<b>5</b>	<b>ACTIVIDADES ELECTRICAS</b>				
<b>5.1</b>	<b>Protección Catódica</b>				
5.1.1	Instalar electrodos de referencia, mínimo cinco				
5.1.2	Diseño, montaje e instalación y pruebas de un sistema de pc tanques con malla de titanio				
5.1.3	Suministro e instalación de un rectificador para el sistema malla de titanio				
5.1.4	Revisar, hacer pruebas y calibrar el sistema de Protección				
5.1.5	Colocar cable de cobre a tierra para cintas de medición				
5.1.6	Suministro, instalación y pruebas de empaques dieléctricos				
5.1.7	Suministro, instalación y pruebas de empaques dieléctricos				
5.1.8	Suministro, instalación y pruebas de empaques dieléctricos				

5.1.9	Suministro, instalación y pruebas de empaques dieléctricos				
5.1.10	Suministro, instalación y pruebas de empaques dieléctricos				
<b>6</b>	<b>PRUEBAS FINALES</b>				
6.1	Prueba hidrostática tanque				
6.2	Aforo Tanque.				
<b>7</b>	<b>OTROS CONCEPTOS</b>				
7.1	Cargue, transporte y descargue de materiales sobrantes a las bodegas de ECOPETROL S.A.				
7.2	Actividades de Promoción y Prevención en Salud Ocupacional				
7.3	Planos As-built tanque				
7.4	Informe Final				
<b>8</b>	<b>ADICIONALES</b>				
8.1	Cambio del ángulo del sello del techo				
8.2	Desmantelamiento y retiro de lamina de techo				
8.4	Prefabricación y montaje de lamina de techo				
8.5	Soldadura de laminas de techo				
8.6	Prefabricación y montaje de tabiques				
8.7	Mantenimiento de las válvulas de presión y vacío				
8.8	Readecuación de drenajes de emergencia				
8.9	Manijas para las escotillas del techo				
8.10	Mantenimiento de los venteos, cambio de las aletas guía				
8.11	Prefabricación y montaje de cartelas para refuerzo de las patas				
8.12	Demolición de capa asfáltica del fondo del tanque				
8.13	Mezclado de materiales seleccionados para relleno del				
8.14	Demolición adicional del anillo para instalación de sistema detector de fugas				
8.15	Suministro de material seleccionado				
8.16	Cambio de soportes de la viga corta viento				
8.17	Readecuación del sistema guía del tubo de medición de 10"				
8.18.	Inspección en el área de los pontones				
8.19	Parches en el área de los pontones				
8.20	Drenaje de la línea de 36" tk 2250002				
8.21	Reparación de la bomba contraincendios				

8.22	Baranda de la viga cortaviento				
8.23	Retiro de rebabas del casco del tanque				
8.24	Limpieza general de los pontones				
8.25	Prueba de ACPM - Cal				
8.26	Prueba de caja de vacío soldadura Unión Casco Fondo				
8.27	Construcción y montaje de cuellos de ganso a escotillas				
9	Reparación de los nipples de tubería de drenaje				
9.1	Relleno con soldadura de las socavaciones del casco				
9.2	Prefabricación, montaje y soldadura de parches en 3/16" del deck inferior del techo				
9.3	Prefabricación y montaje de la plataforma de descanso				
9.4	Parches en lamina de 1/4" para la reparación de la viga cortaviento				
9.5	Válvulas de decantación				
9.6	Suministro de maquinaria y material seleccionado para relleno y mezclado con la arena producto del sandblasting en el patio de chatarra				

