



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA  
EN RIESGO A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL  
DE ESPESORES, APLICADO A TANQUES ATMOSFÉRICOS DE  
ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

**TESIS**  
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**  
**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA**  
**JORGE ALBERTO CORELLA LÓPEZ**



**MÉXICO, D.F.**

**AÑO 2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE:**           **Profesor: Modesto Javier Cruz Gómez**

**VOCAL:**               **Profesor: Joaquín Rodríguez Torreblanca**

**SECRETARIO:**       **Profesor: Manuel Miguel López Ramos**

**1er. SUPLENTE:**      **Profesor: Alfonso Durán Moreno**

**2° SUPLENTE:**       **Profesor: Néstor Noé López Castillo**

## **SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:**

**TORRE DE INGENIERÍA, PISO 4 ALA NORTE**

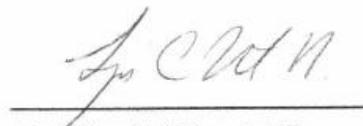
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, C.U.**



**Dr. M. Javier Cruz Gómez**

**Asesor**



**Dr. Néstor Noé López Castillo**

**Supervisor Técnico**



**Jorge Alberto Corella López**

**Sustentante**

# ÍNDICE

## Capítulo I

<b>1.1 Objetivos</b> .....	1
Objetivo General .....	1
Objetivos Particulares .....	1
<b>1.2 Introducción</b> .....	1

## Capítulo II Marco Teórico

<b>2.1 Tanques atmosféricos</b> .....	4
<b>2.1.2 Materiales de construcción</b> .....	5
<b>2.1.3 Riesgos en tanques</b> .....	6
<b>2.1.4 Averías en tanques</b> .....	7
<b>2.2 Inspección Basada en Riesgo (IBR)</b> .....	11
<b>2.2.1 Aplicación de la Inspección Basada en Riesgo</b> .....	13
<b>2.2.2 Mecanismos de deterioro</b> .....	15
<b>2.2.3 Alcance</b> .....	18
<b>2.2.4 Proceso de Inspección Basada en Riesgo</b> .....	19
<b>2.2.5 Inspección Basada en Riesgo: Un enfoque cualitativo y cuantitativo</b> ..	20
<b>2.2.6 Enfoque Cualitativo</b> .....	21
<b>2.2.7 Enfoque Cuantitativo</b> .....	22
<b>2.2.8 Administración de riesgos</b> .....	23

## Capítulo III Metodología

<b>3.1 Sistema de medición y control de espesores</b> .....	25
<b>3.1.2 Análisis estadístico formal</b> .....	25
<b>3.1.3 Velocidad de desgaste puntual</b> .....	25
<b>3.1.4 Velocidad de desgaste promedio</b> .....	26
<b>3.1.5 Velocidad máxima ajustada</b> .....	27
<b>3.1.6 Vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable</b> .....	27
<b>3.1.7 Clasificación de unidades de control</b> .....	29
<b>3.1.8 Elementos a inspeccionar del tanque</b> .....	29
<b>3.2 Análisis de consecuencias</b> .....	40
<b>3.2.1 Determinación del fluido representativo y sus propiedades</b> .....	41
<b>3.2.2 Determinación del número de escenarios</b> .....	44
<b>3.2.3 Estimación de la cantidad total de fluido capaz de ser liberada</b> .....	45
<b>3.2.4 Estimación de la rapidez de descarga</b> .....	45
<b>3.2.5 Determinación del tipo de descarga</b> .....	46
<b>3.2.6 Determinación de la fase del fluido</b> .....	47
<b>3.2.7 Evaluación de la respuesta posterior a la fuga</b> .....	48
<b>3.2.8 Determinación de las consecuencias de la fuga</b> .....	50
<b>3.3 Análisis de Probabilidad</b> .....	53
<b>3.3.1 Frecuencia genérica de falla</b> .....	54
<b>3.3.2 Factor de modificación de equipo</b> .....	55
<b>3.3.3 Factor de modificación de sistemas gerenciales</b> .....	56

## **Capítulo IV Resultados**

<b>4.1 Sistema de medición y control de espesores</b> .....	57
<b>4.1.1 Especificación de circuitos y unidades de control</b> .....	57
<b>4.1.2 Análisis estadístico formal</b> .....	58
<b>4.2 Inspección Basada en Riesgo</b> .....	71
<b>4.2.1 Análisis del enfoque cualitativo</b> .....	71
<b>4.2.2 Análisis del enfoque cuantitativo</b> .....	73

## **Capítulo V Conclusiones**

<b>5. Conclusiones</b> .....	76
<b>6. Bibliografía</b> .....	80
<b>Anexo A</b> .....	82
<b>Anexo B</b> .....	83
<b>Anexo C</b> .....	88
<b>Anexo D</b> .....	102
<b>Anexo E</b> .....	112
<b>Anexo F</b> .....	117
<b>Anexo G</b> .....	118

# Capítulo I

## 1.1 Objetivo General

- Desarrollar una metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR) fundamentada en los principios establecidos en la norma API 581<sup>[12]</sup>, a fin de determinar la frecuencia de inspección que mantenga la confiabilidad operativa de tanques de almacenamiento.

### 1.1.2 Objetivos Particulares

- Establecer la probabilidad y la consecuencia de falla asociada a los tanques de almacenamiento.
- Ubicar a los tanques de almacenamiento en una matriz de riesgos con el fin de determinar la efectividad de los planes de inspección.

## 1.2 Introducción

En la industria de refinación de petróleo la corrosión de líneas y equipos de proceso es común y causa pérdidas económicas importantes, ya sea por el paro de unidades de producción o bien cuando se produce un accidente por la falla de algún sistema a causa de su deterioro, lo que involucra no solo la pérdida de productos, sino se puede comprometer la seguridad del personal, o podrían presentarse daños ambientales; es por esto que constantemente se busca reducir el nivel de riesgos empleando metodologías y herramientas que permitan controlar, optimizar, prevenir y predecir la ocurrencia de alguna falla.

Con el presente trabajo se busca desarrollar una metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) a través del empleo de un sistema de medición y control de espesores (SIMECELE), cuyo cálculo de la velocidad de desgaste y tiempo de vida remanente está fundamentado en las normas internas de Petróleos Mexicanos y en normas internacionales como la API 570<sup>[13]</sup>; esta metodología

permitirá definir y establecer un plan efectivo de inspección definido con una frecuencia de inspección obtenida teóricamente basada en la aplicación de la norma API 581<sup>[12]</sup>.

“La Inspección Basada en Riesgos (IBR) es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales (debido a corrosión y grietas por esfuerzo), los cuales pueden comprometer la integridad del equipo, tanto en un equipo presurizado como en elementos estructurales. La Inspección Basada en Riesgos trata sobre riesgos que pueden ser controlados a través de inspecciones y análisis apropiados”<sup>[7]</sup>.

El SIMECELE es un sistema desarrollado en la Facultad de Química de la UNAM, que tiene como objetivo incrementar la efectividad y eficiencia en los procesos de inspección técnica de líneas y equipos de proceso. Este sistema se basa en el análisis de las mediciones de espesores realizadas por el método de ultrasonido. Las mediciones de espesor por ultrasonido incluyen la colocación de un transductor contra el exterior de la línea o recipiente en cuestión. El transductor genera una señal ultrasónica, esta señal pasa a través de la pared, rebota en la superficie interior y vuelve al transductor. El espesor se calcula utilizando el tiempo que transcurre entre la emisión de la señal y su posterior recepción, junto con la velocidad del sonido en el material. Para obtener una velocidad de corrosión, estas mediciones se deben realizar durante un intervalo de tiempo, de tal manera que la pérdida de metal por unidad de tiempo puede ser determinada.

La metodología IBR se basa en realizar un análisis de riesgos para identificar los componentes que influyen en el riesgo de la instalación, con objeto de focalizar en ellos los esfuerzos de inspección y definir el programa óptimo de inspección, en función de su influencia en el riesgo, determinándose el alcance, la periodicidad y las técnicas de mantenimiento.

Esta metodología será aplicada a tanques atmosféricos de almacenamiento de hidrocarburos con el propósito de poder optimizar la frecuencia de inspección sin que se vea afectada la seguridad de la instalación; de otra manera se puede decir

que se obtendrá un programa de inspección que permita disminuir los costos y el tiempo invertido, principalmente por el vaciado de los tanques para la inspección.

## Capítulo II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Tanques atmosféricos

Una gran parte de las sustancias utilizadas en la industria para la obtención de productos, se encuentran en estado líquido.

El principal problema que se plantea con respecto a los líquidos es el almacenamiento como paso previo o posterior a un proceso de producción.

Normalmente el almacenamiento de estos líquidos se realiza en los denominados tanques de almacenamiento.

Existen varios tipos de tanques atmosféricos, algunos de los más comunes se describen a continuación:

- *Tanque atmosférico*: diseñados para operar a presiones de vapor que no sean mayores a 17,16 kPa (2.5 lb/in<sup>2</sup>), almacenados prácticamente a la presión atmosférica.
- *Tanques atmosféricos de techo fijo*: tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, con techo soldado al cuerpo.
- *Tanques atmosféricos de techo fijo con membrana interna flotante*: tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, que cuentan con una membrana interna flotante para reducir las emisiones de vapor de los productos almacenados.
- *Tanques atmosféricos de techo flotante*: tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, cuyo techo es flotante, para reducir la emisiones de vapor de los productos almacenados, destinados al almacenamiento de productos inflamables clases IA, IB y IC.

### **2.1.2 Materiales de Construcción**

Los tanques son construidos de innumerables materiales basados en el costo, fácil fabricación, resistencia a la corrosión, compatibilidad con el fluido almacenado y disponibilidad del material. Los materiales más comunes se enumeran a continuación:

- Acero al carbón, es el material más común utilizado en la fabricación de tanques y el más recomendado porque es fácil de fabricar, de maquinado y es soldable de bajo costo.
- Acero inoxidable, es otro importante material en la construcción de tanques, usado para almacenar líquidos corrosivos, aunque el acero inoxidable es de mayor costo comparado con el acero al carbón, tiene la misma facilidad de fabricación y disponibilidad que el acero al carbón.
- Los tanques de aluminio, son ideales para un número limitado de productos. Históricamente han sido utilizados en aplicaciones como la criogenia, ya que el aluminio es muy práctico a temperaturas muy bajas. Sin embargo el acero niquelado y el acero inoxidable han sustituido al aluminio como material para construcción de tanques.

La tabla 1 muestra la especificación de algunos materiales utilizados en la industria, así como los casos en los que podrían ser aplicados:

Tabla 1. Especificación de materiales y su aplicación.

Forma	Material	Especificación		Composición	Aplicación
		Número	Grado		
Placa	Acero al carbón	A-285	C	Carbón (C)	Calderas para servicio estacionario y otros recipientes a baja presión.
		A-515	70	Carbón (C) – Silicio (Si)	Para servicios a temperaturas intermedias y altas.
		A-516	70	Carbón (C) – Manganeso (Mn) – Silicio (Si)	Para servicios a temperaturas bajas e intermedias.
	Acero Inoxidable (Martensítico)	A-240	410	Cromo (13 Cr)	Para servicios donde la corrosión es moderada.
Tubería	Acero al carbón	SA-53	B	Carbón (C) – Manganeso (Mn)	Tuberías soldadas y sin costura.
		SA-106	B	Carbón (C) – Manganeso (Mn)	Tuberías sin costura, utilizada para servicios a altas temperaturas.

### 2.1.3 Riesgos en tanques

La causa principal de casi todos los accidentes destructivos en tanques que contienen materiales inflamables, es el incendio. Consecuentemente, los riesgos principales que tratan de eliminarse son aquellos que causan fuego.

Otra causa de accidentes de tanques es lo que se llama falsa operación; que consiste en abrir válvulas equivocadas, derrames, uso impropio de técnicas de limpieza y reparación del tanque.

Otro aspecto a tener en cuenta, es lo concerniente a equipo defectuoso. Los defectos en el equipo incluyen derrames causados por la corrosión, grietas en las soldaduras, válvulas de alivio de presión o de vacío que no funcionan adecuadamente, sistemas de venteo diseñados incorrectamente, y protección inadecuada contra electricidad estática.

La pérdida de material por derrames en tanques y sus tuberías, puede traer consigo riesgos a otras propiedades y al personal, y en el mejor de los casos una continua pérdida económica por el posible escape de materiales valiosos.

La electricidad estática es una carga eléctrica que proviene del contacto y separación entre dos cuerpos siendo al menos uno de ellos aislante. Este tipo de electricidad es importante tenerla en cuenta porque puede producir fuego o explosiones.

Igualmente, se debe de prestar especial atención al manejo de gases comprimidos en cilindros, ya que pueden ser peligrosos debido a la estática. En ocasiones, han existido explosiones al llenar cilindros y cuando se descarga inadecuadamente el gas comprimido de los mismos.

Otros de los riesgos a los que están sometidos los tanques atmosféricos son:

- Colapso de la estructura portante de bancada y caída de un depósito arrastrando a otros en efecto dominó.
- Caída de rayos.
- Operaciones de carga y descarga sin conexión de la pica a tierra, en líquidos combustibles/inflamables.
- Operaciones de corte/soldadura a depósito lleno o vacío (gases).
- Lavado de depósitos con agua u otros materiales que puedan producir reacciones exotérmicas en los restos de líquidos almacenados.
- Uso de equipos o instrumentos electrónicos que causen interferencia o produzcan campos electromagnéticos.

#### **2.1.4. Averías en tanques**

Existen una serie de factores que bien sea actuando aisladamente o combinados provocan alteraciones en las condiciones físicas originales causando en ocasiones averías. Estos factores son:

- Asentamiento.
- Corrosiones internas por decantación de agua en el fondo.

- Corrosión interna por producto almacenado.
- Corrosión interna y externa por factores medioambientales.
- Sobretensiones en los materiales.

Las averías pueden afectar a distintas partes del tanque. Las partes en las que se divide el tanque con el fin de determinar el tipo de avería son:

- Basamento del tanque.
- Fondo del tanque.
- Paredes del tanque.
- Techo fijo del tanque.
- Techo o pantalla flotante.
- Accesorios del tanque.

Según el lugar del tanque al que afecte, las averías se clasifican en:

#### **2.1.4.1 Avería en el fondo del tanque**

##### **2.1.4.1.1 Corrosión interior del fondo**

El fondo del tanque puede verse afectado por la corrosión, ésta se presenta especialmente en su cara superior y de diversas formas:

##### *Corrosión generalizada (Pitting generalizado)*

Su origen se debe a la presencia del agua decantada en el fondo del tanque. Cuando el pitting es profundo, la corrosión es severa y puede originar una disminución de espesor del fondo del tanque de gran importancia.

##### *Corrosión en uniones de placas*

Es un tipo de corrosión que afecta a las soldaduras o los roblones de unión de las placas, provoca grietas por las que se fuga el producto.

### *Perforaciones pasantes*

Las corrosiones localizadas en ciertas áreas se convierten en perforaciones y posteriormente en agujeros pasantes. Estos agujeros provocan la pérdida del producto que existe en el interior del tanque. Este tipo de perforaciones se origina en los puntos de apoyo de las patas de los techos y pantallas flotantes. Lo mismo puede ocurrir en los puntos bajo las bocas de medición si no se dotan de una placa de refuerzo.

#### **2.1.4.2 Corrosión exterior del fondo**

Su origen se debe a la presencia del agua que entra en contacto con la chapa y a la acidez del suelo.

Es una corrosión difícil de medir y controlar ya que no puede verse, una forma de evitarla es instalando un sistema de protección catódica.

#### **2.1.4.3 Avería en paredes de tanques**

Estas averías pueden presentarse debido a fenómenos de corrosión en la parte interior y exterior del tanque.

#### **2.1.4.4 Averías en paredes internas de tanques**

##### *En el anillo inferior*

Su origen se debe a la presencia de agua en decantación no drenada adecuadamente en el fondo del tanque.

Esta corrosión es muy intensa en la parte inferior del primer anillo del tanque y va acompañada de una considerable pérdida de espesor.

##### *En los anillos intermedios*

Su origen se debe a la oxidación originada por condensación del agua ambiental y al arrastre de óxido por la pantalla flotante al oscilar la altura del líquido en el tanque.

En tanques con pantalla flotante y techo flotante se presenta, generalmente, una disminución de espesor en los anillos comprendidos en el tercio superior del tanque.

#### **2.1.4.5 Averías en paredes externas de tanques**

*En el anillo inferior*

Este tipo de avería se debe a una corrosión localizada que provoca pérdidas de espesor, su causa se debe a una acumulación agua-tierra-arena que cubre hasta 20 cm. por encima de la unión fondo-envolvente.

*En los anillos intermedios y superiores*

Las averías no son frecuentes ya que normalmente los tanques están pintados.

#### **2.1.4.6 Averías en techos fijos**

*Asentamientos parciales del techo.*

Su origen está en la cesión de parte de la estructura soporte del techo debido a sobrecargas dinámicas externas, sobretensiones en la estructura o depresiones internas del tanque.

*Corrosión externa de la placa*

Puede presentarse en forma de corrosión localizada provocando posteriormente la perforación de la placa o bien en forma de pitting localizado en un área determinada.

#### **2.1.4.7 Averías en pantallas flotantes**

Puede hundirse la pantalla flotante por perforación del velo o por errores de operación al sobrellenar el tanque y chocar la pantalla con las estructuras portantes del techo sin funcionar las alarmas de detección de sobrellenado. También puede deteriorarse el cierre ocasionándose pérdidas por evaporación.

#### **2.1.4.8 Averías en accesorios**

##### *Corrosión exterior*

Están expuestos a la corrosión escaleras, barandillas y sistemas de ventilación.

##### *Averías en equipos de medida*

Pueden ocasionar averías si no suministran la información necesaria al área de operaciones.

##### *Averías por agentes atmosféricos*

El hielo es el mayor enemigo, afectando principalmente al Sistema de Protección contra incendios.

### **2.2 Inspección Basada en Riesgo (IBR)**

La Inspección Basada en Riesgo (IBR) es un enfoque sustentado en el riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones, principalmente en la industria del petróleo y del gas. Este tipo de inspección analiza la planificación de la probabilidad de fracaso y las consecuencias de la misma con el fin de desarrollar el plan de inspección.

Se utiliza para dar prioridad a la inspección, por lo general, por medio de ensayos no destructivos (END), en las refinerías e instalaciones químicas en todo el mundo. Los resultados del plan de inspección describen el tipo y la frecuencia de la inspección para los activos fijos de una compañía.

Se utiliza para sistemas de proceso, tuberías industriales, estructuras y muchos otros tipos de activos en estos sectores (otros equipos).

Los equipos con alta probabilidad y consecuencias de falla (es decir, de alto riesgo) se les da una mayor prioridad para la inspección que los equipos con baja probabilidad de falla, o sea, que tiene consecuencias bajas. Esta estrategia permite una inversión racional de los recursos de inspección.

Básicamente, los propósitos de una inspección basada en riesgos son los siguientes:

- Realizar un censo de las unidades operativas dentro de una planta, con el fin de identificar áreas de riesgo.
- Identificar el riesgo asociado con la operación de cada equipo en una refinería o en un proceso industrial.
- Evaluar el riesgo asociados.
- Priorizar los equipos con base en el riesgo medido.
- Diseñar un programa de inspección apropiado.
- Gestionar sistemáticamente el riesgo en la falla de los equipos.

Hay que recordar que el riesgo es un peligro cuantificado e involucra dos factores:

- Consecuencia o severidad
- Frecuencia o probabilidad

Al combinar la probabilidad y las consecuencias, se produce un estimado del riesgo asociado a cada elemento del equipo (Ecuación 1). Éstos son clasificados con base al riesgo calculado, tanto la probabilidad, las consecuencias así como el riesgo asociado son analizados de manera separada, de tal forma que se puede identificar aquél elemento que contribuye de manera importante al riesgo.

$$RIESGO = PROBABILIDAD * CONSECUENCIA ... (1)$$

La Inspección Basada en Riesgo incluye un análisis cualitativo, el cual permite de manera rápida darles prioridad a los equipos para un análisis de riesgos futuro (análisis cuantitativo), el cual se pueda basar en el uso de herramientas tecnológicas.

El resultado del análisis cualitativo utiliza un formato muy simple para proporcionar una puntuación al riesgo asociado al equipo de proceso, dentro de una matriz de 5 x 5, (Figura 1).

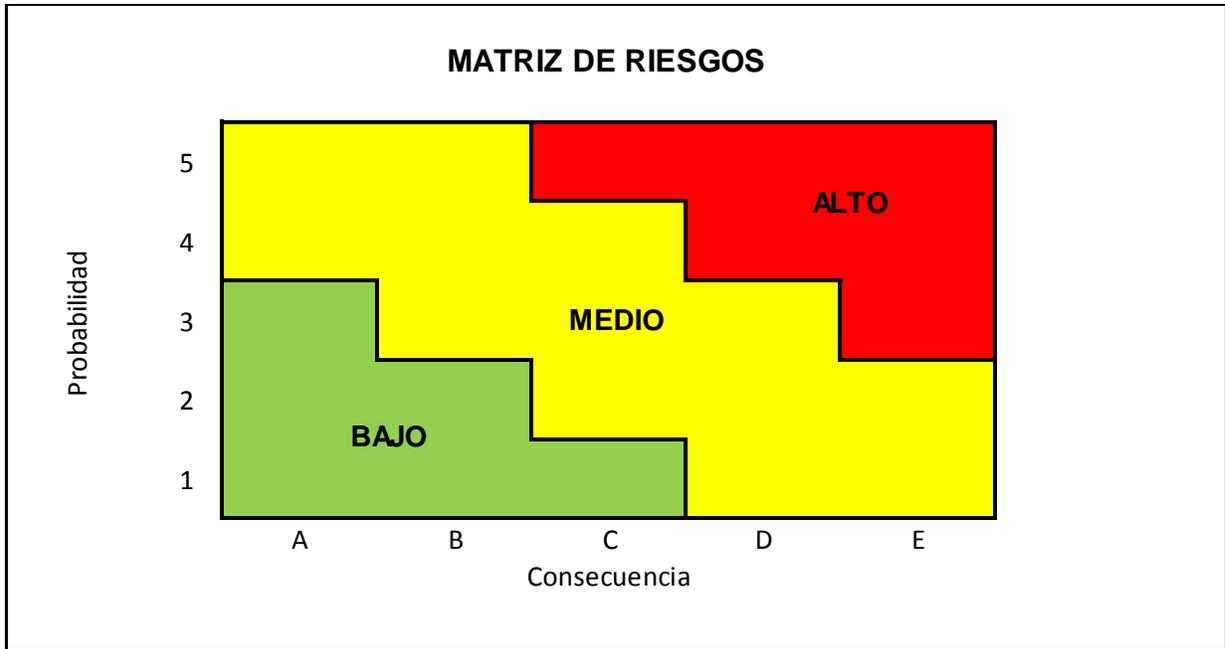


Figura 1. Matriz de Riesgo del Análisis Cualitativo.

A través de la matriz de riesgo, se observa el nivel de riesgo asociado al elemento en cuestión.

### 2.2.1 Aplicación de la Inspección Basada en Riesgo

Una de las ventajas que se tiene de la Inspección Basada en Riesgo con respecto a otros métodos para administrar el riesgo, es la ventaja de optimizar los procedimientos de inspección.

Se ha observado que a través de la Inspección Basada en Riesgo se reduce el riesgo cuando la frecuencia de inspección aumenta, tal y como se muestra en la figura 2.



Figura 2. Administración del riesgo utilizando IBR

Es necesario recalcar el hecho de que no es posible reducir el riesgo en su totalidad, aún si se utiliza la inspección basada en riesgo. Los factores de riesgo residual son los siguientes:

- Errores humanos.
- Desastres naturales.
- Actos deliberados.
- Errores de diseño.
- Limitaciones en el método de inspección.
- Mecanismos de deterioro desconocidos.

La clave para desarrollar una metodología de Inspección Basada en Riesgo, es la habilidad de cuantificar el riesgo asociado y determinar el programa de inspección más adecuado.

## **2.2.2 Mecanismos de Deterioro**

El término mecanismo de deterioro es definido como el tipo de deterioro que podrá provocar una falla de contención. Existen cuatro tipos mayores de mecanismos de deterioro observados en la industria de proceso de hidrocarburos y productos químicos:

- ✓ Adelgazamiento (incluyendo interno y externo).
- ✓ Fracturas por esfuerzos de corrosión.
- ✓ Metalúrgicas y ambientales.
- ✓ Mecánicas.

Entender la operación del equipo y la interacción con los ambientes químicos y mecánicos es la clave para la realización de la identificación de mecanismos de deterioro. Por ejemplo, entendiendo que el adelgazamiento localizado podrá ser causado por el método de inyección de fluidos y la agitación es tan importante como el conocimiento de los mecanismos de corrosión. Los especialistas del proceso podrán proporcionar entradas útiles (tales como el espectro de las condiciones del proceso, puntos de inyección, etc.) para ayudar a los especialistas en materiales en la identificación de índices y mecanismos de deterioro.

### **2.2.2.1 Adelgazamiento**

El adelgazamiento incluye corrosión general, corrosión localizada, picaduras y otros mecanismos que causan pérdida de material de las superficies internas y externas. Los efectos del adelgazamiento podrán ser determinados de la siguiente información:

- a. Espesores – Tanto el espesor original, el histórico y el actual medido.
- b. Edad del equipo – Número de años en el servicio actual y si este ha cambiado.
- c. Tolerancias de corrosión – Tolerancias de diseño para el servicio actual.
- d. Índice de corrosión.
- e. Presión y temperatura de operación.

- f. Presión de diseño.
- g. Número y tipos de inspecciones.

### **2.2.2.2 Fracturas por Esfuerzos de Corrosión**

Las fracturas por esfuerzos de corrosión (Stress Corrosion Cracking, SCC) ocurren cuando el equipo está expuesto al ambiente esto conduce a ciertos mecanismos de fracturas tales como fracturas cáusticas, fracturas por aminas, fracturas por esfuerzos de sulfuros, fracturas por inducción de hidrogeno (Hydrogen-Induced Cracking, HIC), fracturas por esfuerzos orientados por inducción de hidrogeno (Stress-Oriented Hydrogen Induced Cracking, SOHIC), fracturas por carbonatos, fracturas por ácidos polifónicos (Polythionic Acid Cracking, PTA) y fracturas por cloruros (Chloride Stress Corrosion Cracking, CISCC). La literatura, las opiniones expertas y las experiencias a menudo son necesarias para establecer la susceptibilidad del equipo para las fracturas por esfuerzos de corrosión. La susceptibilidad es a menudo designada como alta, media ó baja basada en:

- a. Materiales de construcción.
- b. Mecanismos y susceptibilidad.
- c. Presión y temperatura de operación.
- d. Concentración de claves corrosivas del proceso tales como pH, cloruros, sulfuros, etc.

La determinación de la susceptibilidad no deberá solo considerar la susceptibilidad del equipo/tubería para fracturas (ó la probabilidad de inicio de una fractura), pero también la probabilidad de una fractura que resultará como una fuga ó ruptura.

### **2.2.2.3 Deterioro de las propiedades metalúrgicas y ambientales**

Las causas de fallas metalúrgicas y ambientales son variadas pero típicamente involucran algunas formas de deterioro de las propiedades mecánicas y/ó físicas de los materiales debido a la exposición de ambiente del proceso.

Un ejemplo de esto es el ataque de hidrogeno a altas temperaturas (High Temperature Hydrogen Attack, HTHA). El ataque de hidrogeno a altas temperaturas ocurre en aceros al carbón y de bajas aleaciones que son expuestos a altas presiones parciales de hidrogeno y elevadas temperaturas. Históricamente, la resistencia al ataque de hidrogeno a altas temperaturas ha sido predicho basado en la experiencia industrial que ha sido graficada en una serie de curvas para aceros al carbón y de bajas aleaciones mostrando el régimen de la temperatura y la presión parcial del hidrogeno en el cual estos aceros han sido usados exitosamente sin deterioro debido al ataque de hidrogeno a altas temperaturas (HTHA). Estas curvas, las cuales normalmente están referidas a las curvas de Nelson, son mantenidas basadas en la experiencia industrial en el Código API RP 941 <sup>[14]</sup>.

Las consideraciones para equipos susceptibles al ataque de hidrogeno a altas temperaturas están basadas en:

- a. Materiales de construcción.
- b. Temperaturas de operación.
- c. Presión parcial de hidrogeno.
- d. Tiempo de exposición.

En general, las variables críticas para el deterioro son los materiales de construcción, procesos operativos, condiciones de paros y arranques (especialmente temperaturas) y el conocimiento del deterioro causado por estas condiciones.

#### **2.2.2.4 Mecánicos**

Al igual que las fallas mecánicas y metalúrgicas, varios tipos y causas de deterioro mecánico son posibles. El mecanismo de deterioro mecánico más común es la fatiga (mecánica, térmica y corrosión), fracturas por esfuerzos/rozamientos y sobrecargas por tensión.

### **2.2.2.5 Otras Fallas**

La inspección basada en riesgo (RBI) podrá ser expandida para incluir otras fallas diferentes a la falta de contención. Ejemplos de otras fallas y modos de fallas son:

- Fallas en los dispositivos de relevo de presión – taponamiento, ensuciamiento, no activación.
- Fallas en los haces de tubos de intercambiadores de calor- fugas de tubos, taponamiento.
- Fallas de bombas – falla de sellos, fallas de motores, daños en partes rotatorias.
- Recubrimientos internos – orificios, fallas de adherencia.

### **2.2.3 Alcance**

La Inspección Basada en Riesgo del API-581, ayuda a prevenir las pérdidas de contención del fluido presurizado, es decir, una fuga al medio ambiente.

La IBR se enfoca en cuatro categorías de consecuencia:

- Fuga de fluidos inflamables.
- Fuga de fluidos tóxicos.
- Daños al medio ambiente.
- Interrupción de la continuidad del negocio.

El proceso de Inspección Basada en Riesgo, se basa en los códigos API y ASME con los cuales se establecen los factores de modificación de la tasa de falla genérica. En la figura 3 se ilustra la forma en la que se puede hacer uso de la normatividad del API, para integrar la Inspección Basada en Riesgo.

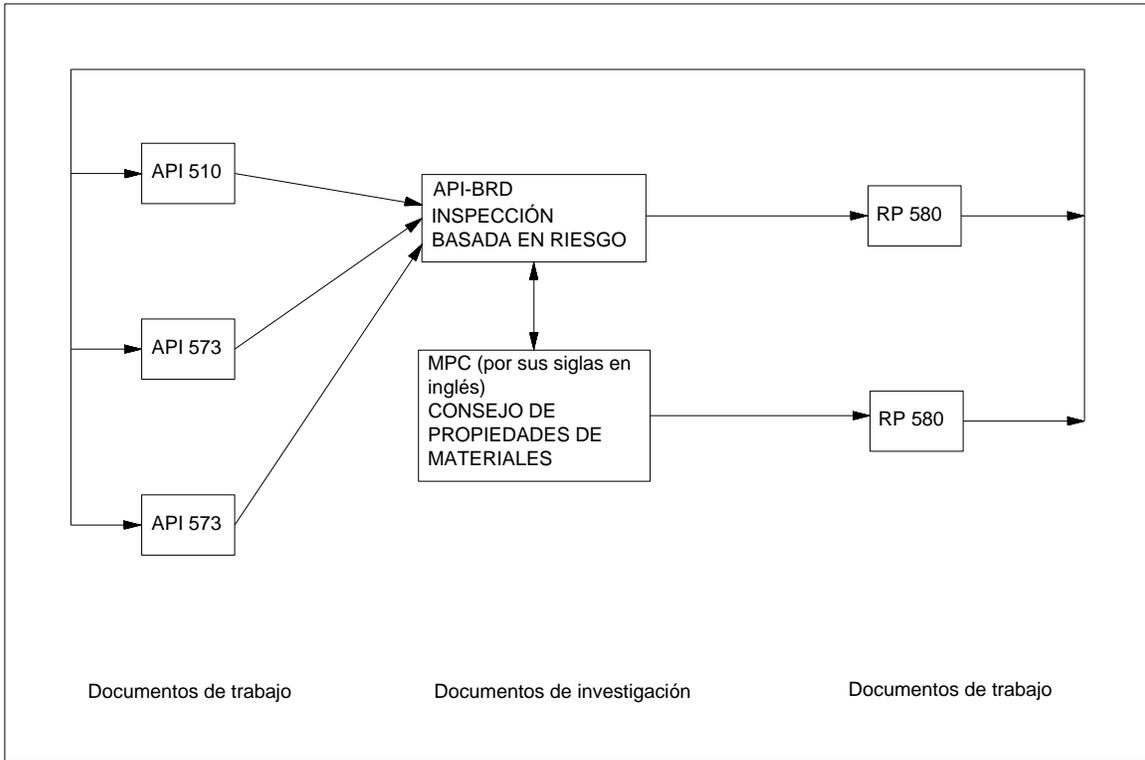


Figura 3. Esquema de integración de la normatividad API

### 2.2.4 Proceso de Inspección Basada en Riesgo

El proceso incluye actividades de inspección, recolección de información y una mejora continua del proceso (Figura 4).

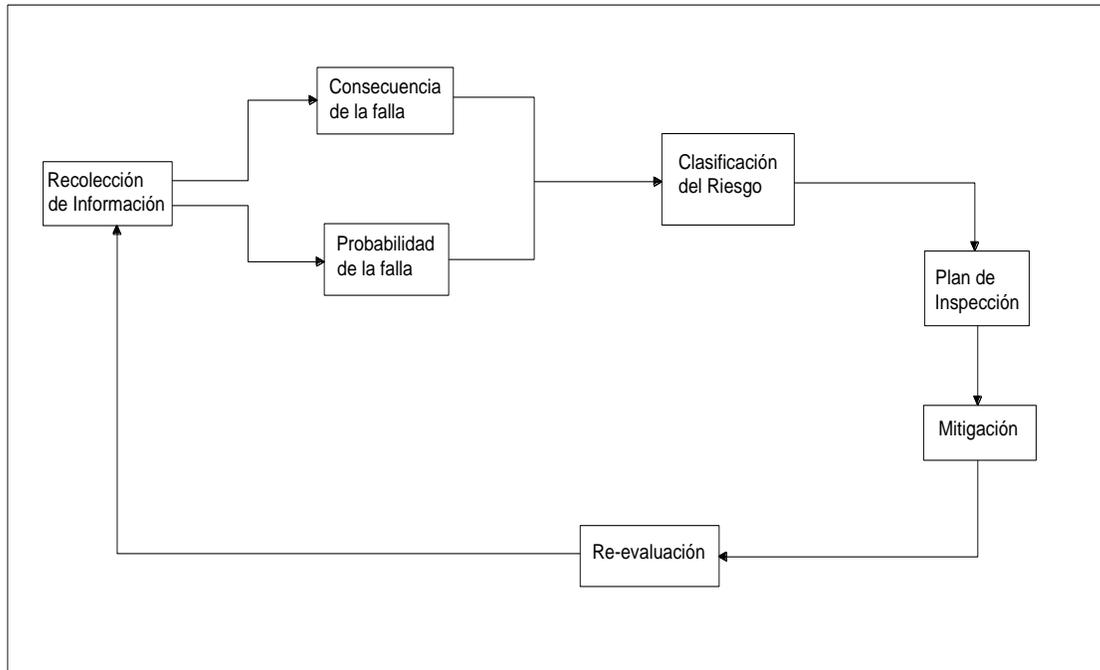


Figura 4. Proceso de Inspección Basada en Riesgo

### 2.2.5 Inspección Basada en Riesgo: Un enfoque cualitativo y cuantitativo

La inspección basada en riesgo cuenta con dos enfoques para priorizar los niveles de riesgo: cualitativo y cuantitativo.

El enfoque cualitativo requiere menos información detallada sobre la planta, en consecuencia la habilidad para priorizar es más limitada.

El enfoque cuantitativo proporciona un valor del riesgo asociado con cada elemento de un equipo y segmento de una línea de tubería.

Es evidenciable que existe una diferencia importante entre estos dos enfoques, la clave radica en el nivel de resolución. Mientras el enfoque cualitativo proporciona una clasificación del riesgo rápida, debido a las limitaciones de la información, el enfoque cuantitativo es más detallado y preciso, con lo que se obtiene una puntuación de consecuencia más específica, una puntuación de probabilidad de falla específica y por ende una clasificación del riesgo más precisa.

### **2.2.6 Enfoque cualitativo**

El análisis cualitativo se puede llevar a cabo en cualquiera de los siguientes niveles:

- a. Una unidad de operación.
- b. Una sección funcional dentro de una unidad de operación.
- c. Un sistema de operación (un equipo junto con su sistema auxiliar).

Por unidad de operación se entiende como todo un proceso completo, ejemplo: una planta primaria, mientras que una sección funcional puede referirse a un proceso en específico: sección de vacío dentro del proceso de la planta primaria.

El enfoque cualitativo tiene tres funciones principales:

- a. Realizar un censo de las unidades dentro de la planta y seleccionar el nivel de análisis necesario, así como comprobar el beneficio de análisis futuros.
- b. Clasificar a las unidades de acuerdo a un grado de riesgo, y con base a esta clasificación, posicionarlas en una matriz de riesgos de probabilidad e impacto.
- c. Identificar áreas de potencial interés dentro de la planta, que ameriten una mejora en los programas de inspección.

El análisis cualitativo determina un factor de severidad en un área en específico, obtenido de la probabilidad de ocurrencia del riesgo y por su impacto.

#### **2.2.6.1 Categoría de probabilidad de falla**

La categoría de probabilidad de falla se asigna evaluando seis factores que afectan la probabilidad de falla por una fuga. Cada factor obtiene una calificación, la combinación de cada factor da como resultado el factor de probabilidad.

Los seis factores que componen la categoría de probabilidad de falla son los siguientes:

- a. Cantidad de equipo (Factor de equipo, FE).

- b. Mecanismos de daño (Factor de daño, FD).
- c. Adecuación de las inspecciones (Factor de inspecciones, FI).
- d. Condición actual de los equipos (Factor de condición, FC).
- e. Naturaleza del proceso (Factor de proceso, FP).
- f. Diseño de equipo (Factor de diseño mecánico, FDM).

### **2.2.6.2 Categoría de consecuencia**

Existen dos tipos de peligros potenciales asociados con la operación en la industria de refinación y petroquímica: riesgo por fuego y explosión y el riesgo tóxico.

El análisis de consecuencia determina un factor de consecuencia por daño y un factor de consecuencia por salud. Esta determinación se realiza para cada una de las especies químicas involucradas, sin embargo muchas de ellas tienen un riesgo predominante (fuego/explosividad o toxicidad), en dado caso, el factor de consecuencia se obtendrá exclusivamente para dicho riesgo.

Si existen más de dos especies químicas presentes, el factor de consecuencia se obtendrá para cada una de ellas, es decir se tendrá un análisis por cada especie presente.

La metodología del proceso cualitativo (categoría de probabilidad y categoría de consecuencias) se describe en el anexo A.

### **2.2.7 Enfoque cuantitativo**

La inspección basada en riesgo ha catalogado los riesgos en cuatro categorías, de acuerdo a los efectos que podría causar el mal funcionamiento de un equipo:

- a. Fugas de materiales inflamables.
- b. Fugas de materiales tóxicos.
- c. Riesgos ambientales.
- d. Interrupción de la continuidad del negocio.

El enfoque cuantitativo comienza con la obtención de la información del proceso y de los equipos, posteriormente se desarrollan varios escenarios para demostrar cómo ocurren las fugas y cómo es que progresan de acuerdo a ciertos eventos.

En los cálculos del análisis cuantitativo, uno de los factores que definen los escenarios causados por fuga es el tamaño de los agujeros que el equipo contenga.

El cálculo se realiza para cada escenario, para cada uno de las cuatro categorías de riesgo. De esta forma, sumando el riesgo implicado en cada escenario es que se obtiene el riesgo asociado para cada equipo.

## **2.2.8 Administración de riesgos**

### **2.2.8.1 Administración de riesgo a través de inspección**

La inspección tiene influencia en la incertidumbre del riesgo asociado con el equipo sujeto a presión, principalmente mediante la mejora de conocimientos del estado de deterioro y la predicción de la probabilidad de fallas. Aunque la inspección no reduce el riesgo directamente, es una actividad de la administración del riesgo que podrá ayudar en la reducción del mismo. Las inspecciones en servicio son principalmente dedicadas con la detección y monitoreo del deterioro. La probabilidad de falla debida a tal deterioro es una función de cuatro factores:

- a. Tipo y mecanismo del deterioro.
- b. Índice de deterioro.
- c. Probabilidad de identificación, detección del deterioro y predecir futuros estados de deterioro con técnicas de inspección.
- d. Tolerancia de los equipos para el tipo de deterioro.

### **2.2.8.2 Usando la Inspección Basada en Riesgo (IBR) para establecer planes y prioridades**

Los productos primarios de la aplicación de una inspección basada en riesgo (IBR) deberán ser un plan de inspección para cada parte de los equipos evaluados. El

plan de inspección deberá detallar los riesgos relacionados a la actual operación de la planta. Para riesgos considerados como inaceptables, el plan deberá contener las acciones de mitigación que son recomendadas para reducir los riesgos sin mitigar a valores aceptables.

Para tales componentes de los equipos donde la inspección es un recurso costo-efectividad de la administración de riesgo, los planes deberán describir el tipo, alcance y periodicidad de las inspecciones recomendados. La clasificación de los equipos por lo niveles de los riesgos sin mitigar permite a los usuarios asignar prioridades a las varias tareas de inspecciones. El nivel de riesgos sin mitigar deberá ser usado para evaluar la urgencia para llevar a cabo la inspección.

### **2.2.8.3 Otra administración de riesgos**

Es reconocido que algunos riesgos no pueden ser adecuadamente administrados por inspecciones solamente. Ejemplos donde las inspecciones no pueden ser suficientes para la administración de riesgos a niveles aceptables son:

- a. Equipos cercanos a su retiro.
- b. Mecanismos de falla (tales como fracturas por fragilización, fatiga) donde evitar la falla primeramente depende en la operación dentro de un marco definido de presiones/temperaturas.
- c. Consecuencias-riesgos dominados.

En tales casos, acciones para mitigar por no-inspección (tales como reparaciones, reemplazos ó actualización de equipos, rediseño de equipos ó mantener controles estrictos en las condiciones operativas) podrán ser las únicas medidas apropiadas que puedan ser tomadas para reducir el riesgo a niveles aceptables.

## **Capítulo III**

### **METODOLOGÍA**

#### **3.1 Sistema de medición y control de espesores**

##### **3.1.2 Análisis estadístico formal**

Para llevar a cabo la implementación del sistema de medición y control de espesores, es necesario definir dos conceptos importantes:

- Circuito: son el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar las condiciones de operación.
- Unidad de control: son secciones de un circuito que poseen velocidades de desgaste homogéneas.

El análisis estadístico formal es el que se lleva a cabo, para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable de una unidad de control.

##### **3.1.3 Velocidad de desgaste puntual (d)**

Para que sea aceptable el cálculo de la velocidad de desgaste puntual, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición.

En el análisis, se considera todas las parejas de valores de espesor, incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero”, ya sea por engrosamiento, o por que no exista desgaste.

Procedimiento de cálculo:

- Obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control.

- La velocidad de desgaste por punto debe calcularse de acuerdo a la ecuación 2:

$$d = \frac{ei-ef}{ff-fi} \dots(2)$$

Dónde:

**d** = Velocidad de desgaste del punto [mpa].

**ff** = Fecha de la medición más reciente [años].

**fi** = Fecha de medición anterior [años].

**ei** = Espesor obtenido en la fecha fi [mils].

**ef** = Espesor obtenido en la fecha ff [mils].

**Nota:**

- [mils] Milésimas de pulgada.
- [mpa] Milésimas de pulgada por año.

### 3.1.4 Velocidad de desgaste promedio

Procedimiento de cálculo:

- Sumar las diferencias obtenidas en el punto anterior.
- Dividir el resultado de la suma entre el número total de lecturas.

$$D_{prom} = \frac{d1+d2+d3+\dots+dn}{n} \dots(3)$$

Dónde:

**d1, d2, d3, ..., dn** = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado [mpa].

**n** = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.

### 3.1.5 Velocidad máxima ajustada

Procedimiento de cálculo

- Obtener el promedio de las mediciones.
- Utilizar 1.28 para el valor de t, considerando una muestra infinita.

$$D_{\text{máx}} = D_{\text{prom}} + 1.28 \frac{D_{\text{prom}}}{\sqrt{n}} \dots(4)$$

Dónde:

**Dprom** = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa].

**Dmáx** = Velocidad de desgaste promedio máxima ajustada estadísticamente [mpa].

**1.28**= Valor de la t de Student para población infinita con 90% de confiabilidad.

**n** = Número de mediciones.

### 3.1.6 Vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (**VUE**), fecha de próxima medición de espesores (**FPME**) y fecha de retiro probable (**FRP**), se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominarán “**ek**” y la fecha de medición correspondiente “**fk**”.

### 3.1.6.1 Vida útil estimada (VUE)

Procedimiento de cálculo:

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{max}} \dots (5)$$

Dónde:

**VUE** = Vida útil estimada [años].

**L<sub>r</sub>** = Límite de retiro [mils].

**e<sub>k</sub>** = Espesor más bajo encontrado en la última medición [mils].

**D<sub>max</sub>** = Velocidad máxima ajustada [mils/año].

### 3.1.6.2 Fecha de próxima medición (FPME)

Procedimiento de cálculo:

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3} \dots (6)$$

Dónde:

**VUE** = Vida útil estimada [años].

**fk** = Fecha de última medición [años].

### 3.1.6.3 Fecha de retiro probable (FRP)

Procedimiento de cálculo:

$$FRP = fk + VUE \dots (7)$$

Dónde:

**VUE** = Vida útil estimada [años]

**fk** = Fecha de última medición [años]

No se deben aceptar prórrogas más allá de la Fecha de Retiro para cumplir con los emplazamientos.

### 3.1.7 Clasificación de Unidades de Control

En tanques de almacenamiento atmosféricos (Figura 5), se considera al equipo como tal como un circuito y se considera una unidad de control por cada anillo.

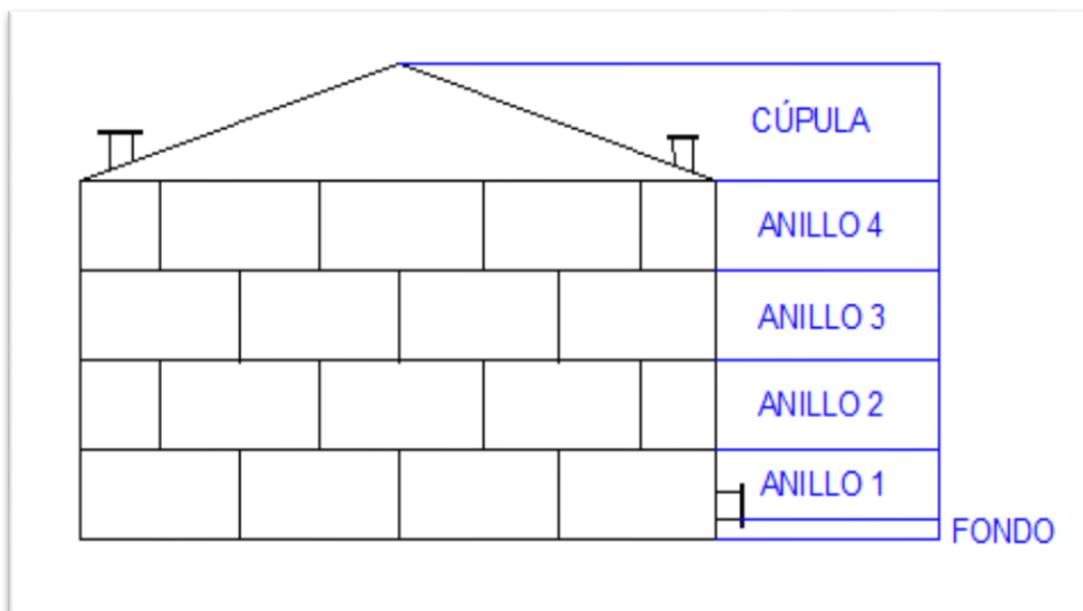


Figura 5: Unidades de control de tanques de almacenamiento atmosféricos

### 3.1.8 Elementos a inspeccionar del tanque:

- Base de cimentación.
- Anillo de cimentación.

- Fondo.
- Envolvente (pared del tanque).
- Cúpula.
- Accesorios operativos.
- Dispositivos de seguridad (sistema de inyección, anillos de enfriamiento, muestreo cerrado, drenajes, válvulas de presión vacío, arrestadores de flama, válvulas de seguridad e instrumentos).
- Recubrimiento anticorrosivo.
- Aislamiento integral del tanque.
- Sistema de protección catódica.

#### Pared del Tanque

Es la superficie con mayor área de todo el equipo, está constituida por un gran número de placas de diferentes espesores, que son las que conforman varios anillos ubicados uno encima de otro.

La enumeración de cada placa para la localización de las zonas o puntos medidos será:

- Los anillos se enumerarán de abajo hacia arriba (Figura 6).
- Los niveles de medición en la pared se enumeran a partir de la placa en donde se encuentre la entrada hombre (manhole, MH); y si existieran 2, se toma como base la que se encuentre más hacia al norte. Y se continúa enumerando hacia la derecha del observador, hasta terminar el anillo.
- Se realizarán 6 lecturas como mínimo por placa, o sea habrá 6 puntos de medición.

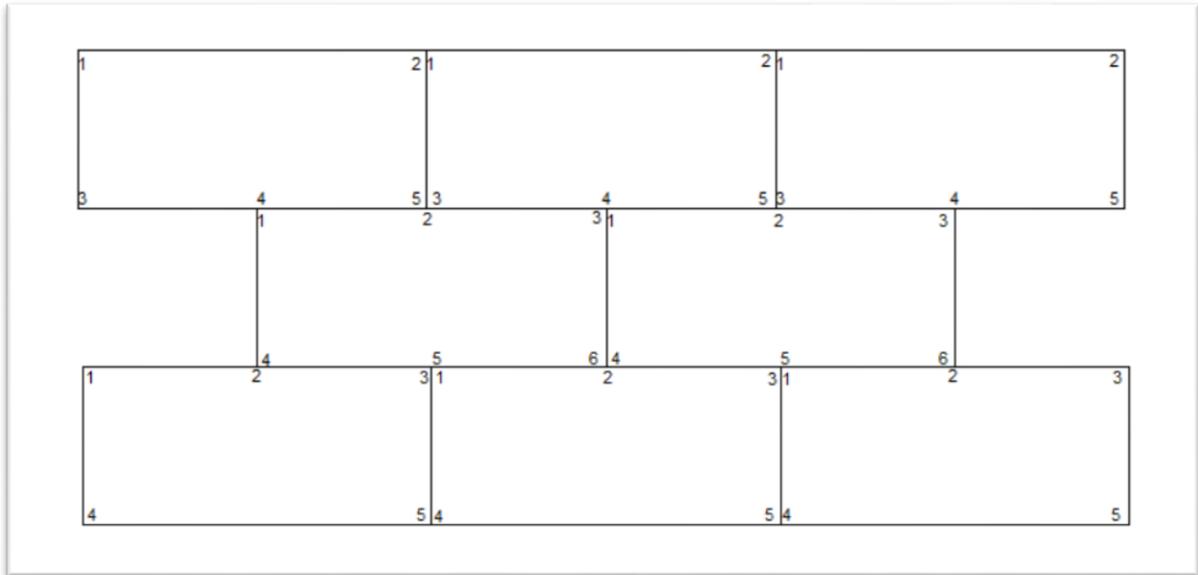


Figura 6: Localización de los puntos de medición en las placas

El espesor de placa de envolvente mínimo aceptable para tanques con diámetros iguales a o menores de 60m (200pies) será calculado como sigue:

$$t_{min} = \frac{2.6 D (H-1)G}{SE} \dots(8)$$

Dónde:

- $t_{min}$ : el espesor aceptable mínimo, o espesor de retiro en pulgadas, conforme al cálculo de la formula anterior, sin embargo,  $t_{min}$  no será menor a 0.1 pulgadas por cualquier placa del tanque.
  - $D$ : diámetro nominal del tanque, en pies.
  - $H$ : altura, en pies, desde el fondo de la longitud L para el área más severamente corroída en cada recorrido del envolvente al nivel máximo de diseño del líquido.
  - $G$ : la gravedad específica mayor del contenido (incluyendo agua de prueba, si el tanque, será probado en el futuro).

- S: El esfuerzo máximo tolerable en libras por pulgada cuadrada; uso del más bajo de  $0.80*Y$  ó  $0.426*T$  para el fondo y el segundo recorrido; usando el más bajo  $0.88*Y$  ó  $0.472*T$  para todos los otros recorridos.

Nota:

Y: fuerza de rendimiento mínima especificada de la placa; usar 30, 000 lb/in<sup>2</sup> si no se conoce.

T: el menor esfuerzo de tensión mínima especificada de la placa 80, 000 lb/in<sup>2</sup>; usar 55, 000 libras.

E: eficiencia de unión original para el tanque. Usar  $E=0.7$  si la E original es desconocida.  $E=1.0$  cuando se evalúa el espesor de retiro en una placa corroída, cuando la distancia de las soldaduras o uniones son mínimas al espesor mayor de la placa siendo esta de una pulgada o doble.

El criterio para continuar la operación es:

El valor  $t_1$  será mayor o igual que  $T_n$  y

El valor  $t_2$  será mayor o igual al 60 por ciento de  $t_{min}$

En las figuras 7, 8, 9 se muestra la pared del tanque atmosférico TV-01 (vista sur), la cual cuenta con 5 anillos y por lo tanto tiene 5 unidades de control. Cada placa tiene ciertos números de posiciones o puntos de medición, es el lugar en donde se mide el espesor de pared, los cuales dependerán del tamaño de la placa y las placas que la rodeen<sup>[15]</sup>. De esta manera los niveles de medición del equipo (incluyendo boquillas) se indican con un círculo, los niveles de medición de niplería con un triángulo y los niveles de tornillería con un rectángulo.

Es de suma importancia que durante el trabajo de inspección se trate de detectar cualquier defecto, entalladura o cambio brusco de espesor, todo esto con la finalidad de evitar que se puedan producir problemas futuros. Después de la reparación se debe re inspeccionar la zona reparada para garantizar y aprobar la efectividad de la reparación.

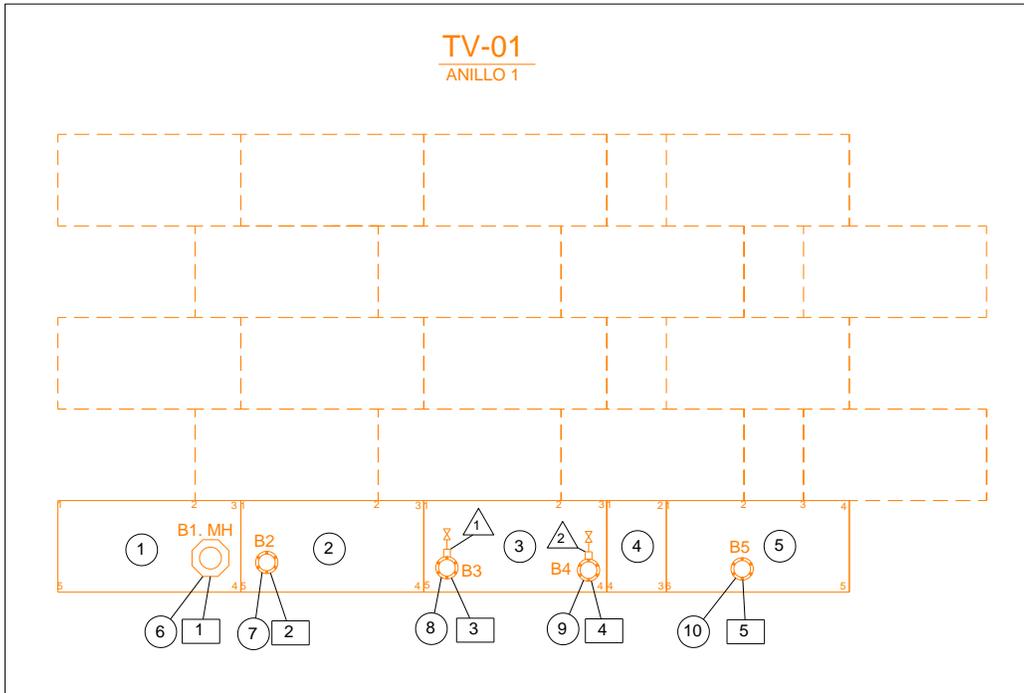


Figura 7. Niveles de inspección del Tanque TV-01, Anillo 1

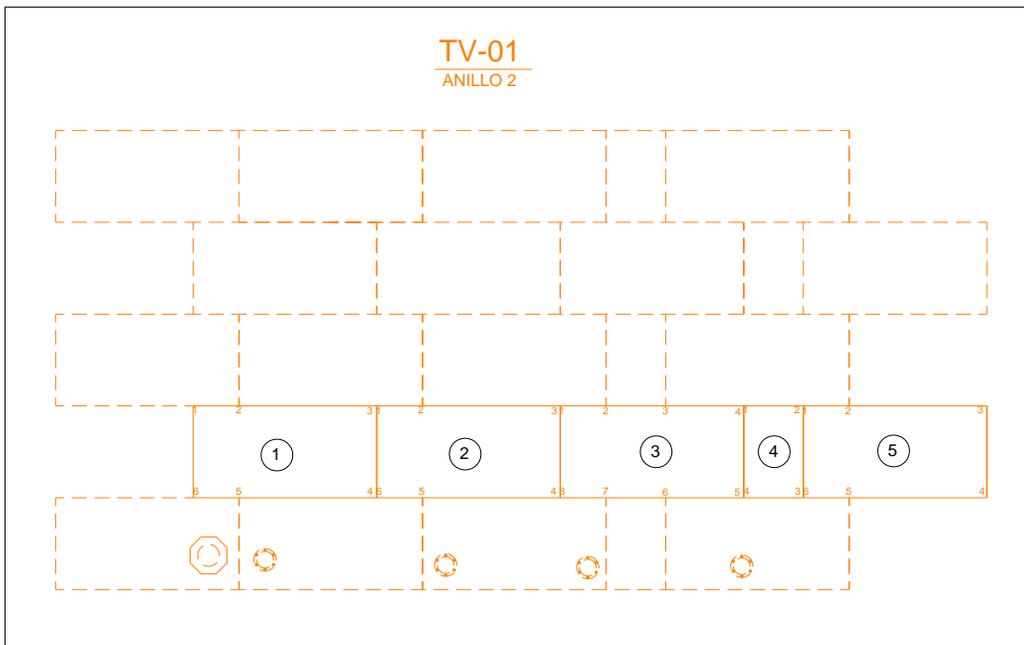


Figura 8: Niveles de inspección del Tanque TV-01, Anillo 2

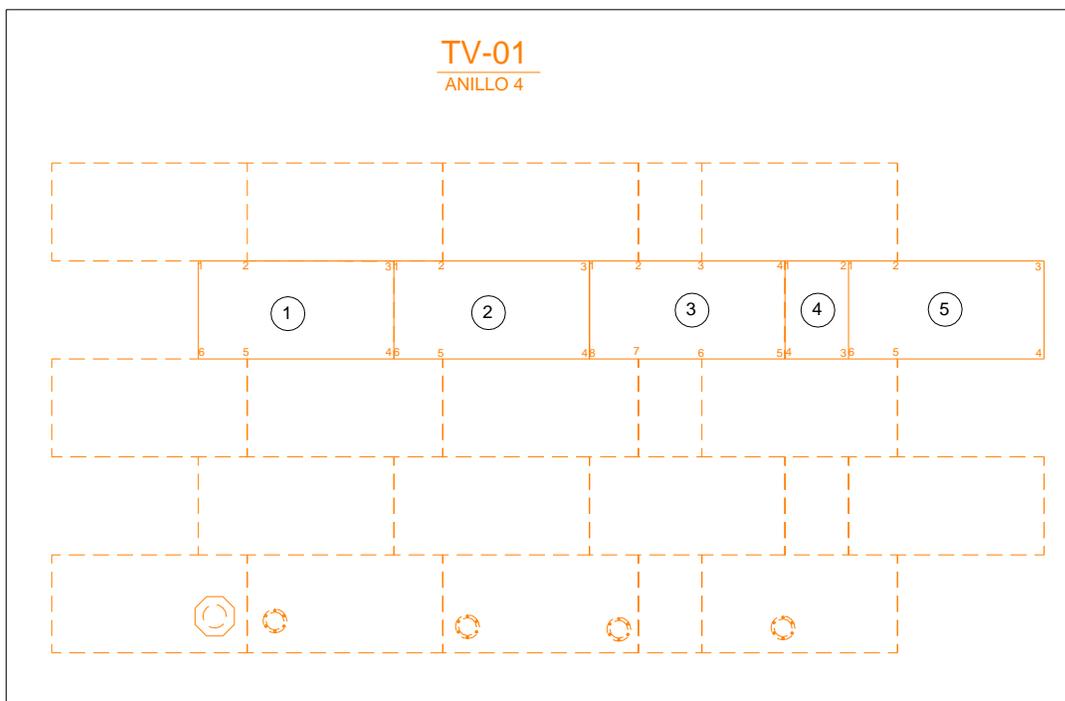


Figura 9: Niveles de inspección del Tanque TV-01, Anillo 4

Techo del tanque (cúpula).

El techo de un tanque de almacenamiento no es una parte que represente tanto peligro ya que está diseñado para soportar únicamente su mismo peso, pero es necesaria una inspección por medición de espesores para verificar si existe una disminución en el espesor considerable o aceptable.

Para realizar una inspección en el techo de un tanque se debe tomar en cuenta la configuración de las placas con las que fue construido el techo, es decir, tomar en cuenta que las placas no son cuadradas ni rectangulares.

Se debe realizar inspección visual en las placas de la envolvente para la detección de zonas afectadas por corrosión, y detección de daños que afecten la integridad del tanque:

Longitud crítica:

$$L = 3.7 \sqrt{Dt_2} \dots(9)$$

Dónde:

- L=Longitud vertical máxima.
- $t_2$ =Máxima profundidad de la picadura.
- D=Diámetro del tanque.

Para la enumeración de cada placa para la localización de las zonas o puntos medidos en la cúpula será:

Para cúpula primer tipo<sup>[15]</sup>:

- El primer nivel de medición es la placa donde se localiza la entrada hombre del tanque.
- El sentido para continuar numerando, es el sentido contrario a las manecillas del reloj hasta terminar la primera serie de placas y se continúa con el segundo hacia dentro, hasta finalizar con la cúpula del tanque.
- Cada placa es un nivel de inspección con cierto número de posiciones cada uno, esto depende del tamaño de la placa y las placas que lo rodeen.
- En la placa central de la cúpula tendrá solo un nivel de medición y este tendrá cierto número de mediciones y esto depende del número de soldaduras.

Figura 10.

Para cúpula segundo tipo<sup>[15]</sup>:

- El primer nivel de medición es la placa situada hacia el norte y a la izquierda del observador.
- El sentido para continuar numerando es hacia la derecha del observador, hasta terminar la columna y para continuar con la otra columna se será en el

sentido contrario, es decir, en forma de zig-zag (de arriba hacia abajo y de abajo hacia arriba). Figura 11.

Se continúa con la enumeración con las boquillas donde el nivel será el consecutivo del último nivel que se halla puesto en el tanque, siguiendo el mismo orden y sentido que se definió en la enumeración de las placas. Se seguirá el mismo criterio para enumerar los niveles de niplería y tornillería.

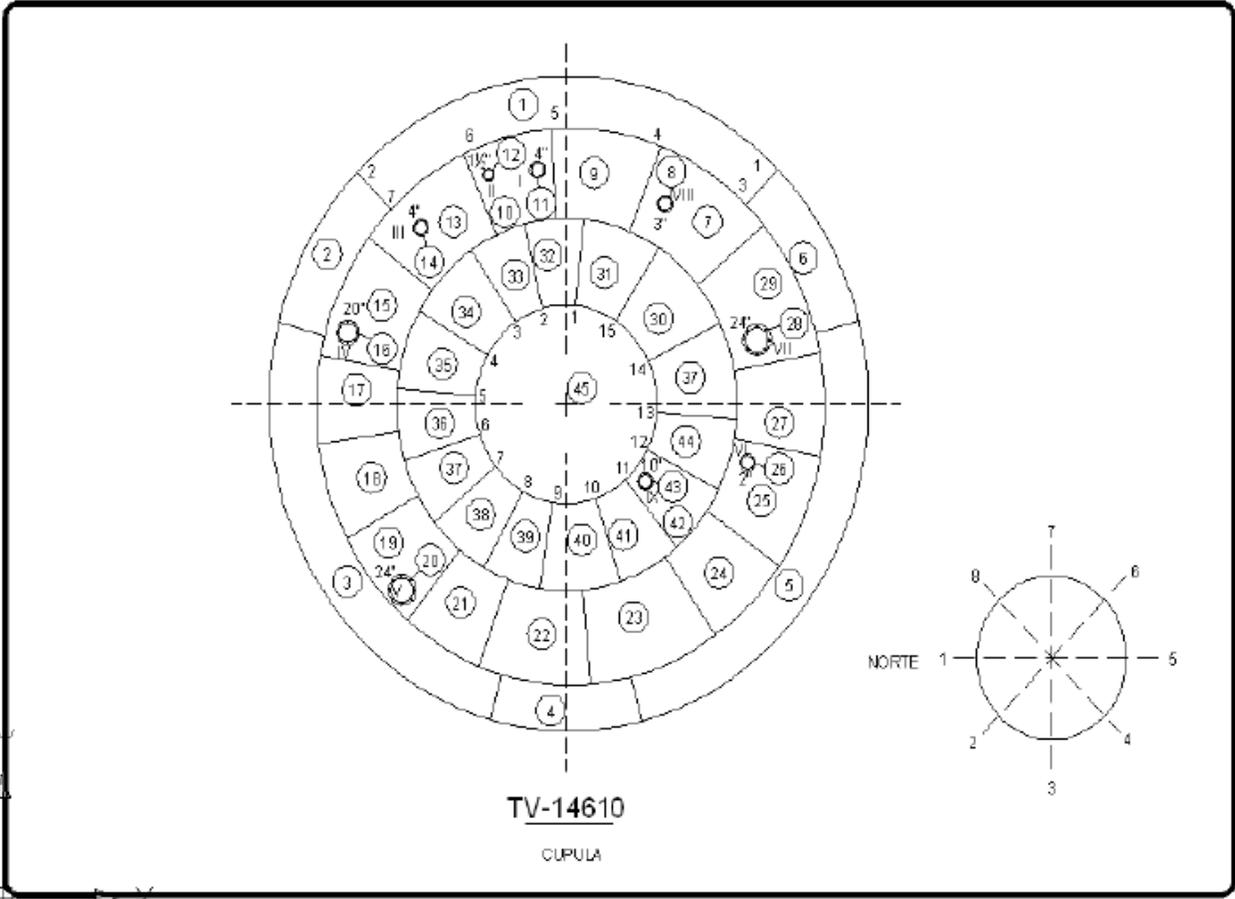


Figura 10: Niveles de Inspección de la cúpula de un tanque atmosférico. Primer tipo.

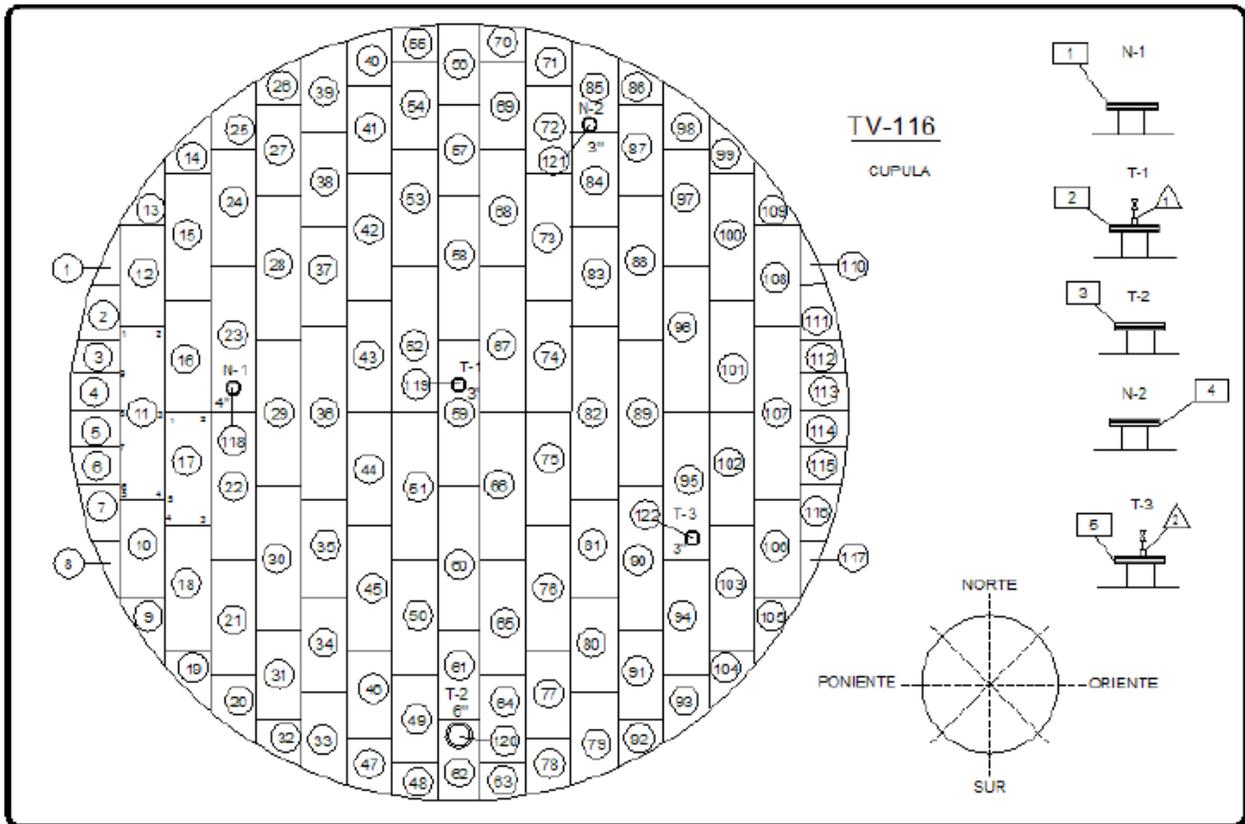


Figura 11: Niveles de Inspección de la cúpula de un tanque atmosférico. Primer tipo.

La metodología Inspección Basada en Riesgo está fundamentada en las normativas API RP-580<sup>[11]</sup> y API PUB-581<sup>[12]</sup>. Esta metodología permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas.

El objetivo fundamental del IBR es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).

La inspección basada en riesgo sigue la siguiente metodología:

- Recolección de datos e información.
- Análisis del riesgo.
- Evaluación de consecuencias.
- Evaluación de la probabilidad de falla (veces/año).
- Evaluación del riesgo (mediante matriz de riesgos).
- Revisión del plan de inspección.
- Aplicación del IBR.

La recopilación de la información para realizar el estudio fue proporcionada por el personal de la terminal, comprendiendo: descripción del proceso, revisión de diagramas de flujo de proceso (DFP) y diagramas de tubería e instrumentación (DTI), datos de diseño, descripción y evaluación de los mecanismos de degradación, y una compilación de las historias de inspección de cada equipo.

En el anexo E y F se adjunta la información relacionada a la descripción del proceso y un diagrama de flujo de proceso simplificado, respectivamente, de la terminal de almacenamiento y reparto en estudio.

El análisis de riesgo se lleva a cabo mediante la generación de una “lluvia de ideas”, para evaluar y dictaminar los riesgos, así como establecer las medidas preventivas.

Para el caso de tanques atmosféricos en caso de que las inspecciones no se lleven a cabo de manera adecuada, existe la posibilidad de que ocurra una pérdida del contenido (fuga). El hidrocarburo que fugó puede generar una nube de vapores, si los sistemas de detección fallan, poco se puede hacer para evitar

mayores consecuencias. Se cuentan con ciertas medidas para controlar la fuga, como los bloqueos los cuales pueden parar la fuga o minimizar las consecuencias. Los efectos que produce una fuga, solo pueden ser reducidos, si las medidas de mitigación son propiamente implementadas.

Las consecuencias de falla son independientes de los modos de falla asignados y se evalúan respondiendo cuestionarios, que tienen en cuenta consecuencias en las siguientes áreas: económicas, de salud y seguridad y medio ambiente. La de mayor severidad es la que determina la clase de consecuencia del componente y se introduce en la matriz de riesgo. Las consecuencias debidas a la pérdida de contención de material dependen de las propiedades físicas del material, su toxicidad o inflamabilidad. Los efectos pueden impactar tanto en el personal de la planta como a los equipos, la población cercana al lugar y el medio ambiente. Las consecuencias se estiman en tres fases: la descarga, dispersión y los efectos de inflamabilidad. Cabe mencionar que existen otros posibles efectos como toxicidad y de medio ambiente. En la sección 3.2 de este trabajo se presenta detalladamente el análisis de consecuencias.

El paso siguiente corresponde a la evaluación de la probabilidad para estimar la ocurrencia de los posibles escenarios que se puedan presentar. La metodología de Inspección Basada en Riesgo, solo tomará en cuenta aquellos escenarios que impliquen la pérdida de contención del material del recipiente en estudio. En la sección 3.3 del presente trabajo se detalla el análisis de probabilidad. Las probabilidades de falla se evalúan respondiendo cuestionarios, dependiendo del modo de falla asignado al equipo.

Una vez definida la evaluación de probabilidades y la evaluación de consecuencias se procede a evaluar el riesgo mediante una matriz de riesgos. En ésta, se ubicarán a los equipos que fueron evaluados con el fin de determinar la probabilidad de falla y la consecuencia asociada a cada uno de ellos, para poder establecer prioridades en los planes de inspección de los equipos.

El próximo paso es definir los programas de inspección, el objetivo de un programa de inspección es especificar y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla y de esta forma evitarla. Muchas situaciones pueden llevar a la falla del equipo, tales como errores de diseño, defectos de fabricación, mal funcionamiento de dispositivos de control, daño progresivo, etc. De todas estas situaciones, la inspección estará destinada principalmente a la detección del daño progresivo. Los parámetros que definen un programa de inspección son: ubicación de la inspección, técnica a utilizar, alcance de la inspección e intervalo entre inspecciones.

Para mantener el análisis IBR actualizado, se requiere de una revisión regular del mismo. Algunos eventos que sugieren realizar una revisión son: paros de planta (planeados o no) y cambios en la planta (incluyendo cambios en las condiciones de proceso).

### **3.2 Análisis de Consecuencias**

Como se mencionó anteriormente, la inspección basada en riesgo es una herramienta de análisis que estima el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos, y evalúa la efectividad del plan de inspección (actual o potencial) en reducir dicho riesgo.

Para la metodología aplicada según API RP 580<sup>[11]</sup> y API PUB 581<sup>[12]</sup>, la falla se define como cualquier evento que ocasione la rotura del equipo al sobrepasar los límites, por lo que se puede afirmar que la falla considerada en la inspección basada en riesgo es la pérdida de la función de contención del fluido presurizado.

El análisis de consecuencias tiene la intención de establecer una clasificación de los equipos con base en el riesgo asociado. Las consecuencias causadas por la liberación de un fluido peligroso son las siguientes:

- a. Determinar el fluido representativo, así como sus propiedades.
- b. Encontrar el posible rango de consecuencias, a través de una serie de escenarios.

- c. Estimar la cantidad total de fluido capaz de ser liberada.
- d. Estimar la velocidad de liberación.
- e. Determinar el tipo de liberación (instantánea o continua), para determinar el método de dispersión y la consecuencia.
- f. Seleccionar la fase final del fluido (líquido o gas).
- g. Evaluar el efecto de la respuesta a posteriori de la fuga.
- h. Determinar el área potencialmente afectada por la liberación, o el costo relativo de la fuga.

### 3.2.1 Determinación del fluido representativo y sus propiedades

Debido a que en muchas refinerías las líneas de proceso no manejan sustancias químicas puras, es necesario seleccionar el fluido representativo. Para ello, se hacen varias suposiciones las cuales dependerán del grado de tipo de consecuencias a evaluar.

En la tabla 2, se presentan algunos de los fluidos modelados para la inspección basada en riesgos.

Tabla 2. Lista de fluidos modelados para la IBR.

Sustancia Representativa	Ejemplo de fluidos aplicables
C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	Metano, etano, etileno.
C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>	Propano, butano, isobutano, gas natural.
C <sub>5</sub>	Pentano
C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>	Gasolina, nafta, heptano.
C <sub>9</sub> -C <sub>12</sub>	Diesel, keroseno.
C <sub>13</sub> -C <sub>16</sub>	Turbosina, keroseno.

---

C <sub>17</sub> -C <sub>25</sub>	Gasóleo, crudo.
C <sub>25+</sub>	Residuo, crudo pesado.
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> S	Sulfuro de hidrógeno.
HF	Fluoruro de hidrógeno.
Agua	Agua
Vapor	Vapor

---

Origen: API 581.

Cuando existe una mezcla de distintas especies químicas, la sustancia química más representativa, se define a partir del punto normal de ebullición, el peso molecular y la densidad. Si se desconocen dichas propiedades físicas, se puede calcular una de ellas para la mezcla a partir de la ecuación (10):

$$Propiedad_{Mezcla} = \sum xi * Propiedad_i \dots(10)$$

Dónde:

**$x_i$**  = fracción mol del componente *i* en la mezcla.

**Propiedad<sub>*i*</sub>**, cualquier propiedad física como: punto de ebullición, peso molecular o la densidad.

Para cuestiones prácticas de esta metodología, si la mezcla contiene algún compuesto inerte como CO<sub>2</sub>, agua, etc., se le dará prioridad al material tóxico/inflamable, excluyendo las demás sustancias.

En la tabla 3 y 4, se enlistan las propiedades de los fluidos modelados para la inspección basada en riesgo.

Tabla 3. Propiedades de los fluidos

Fluido	Peso Molecular	Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	Punto normal de ebullición (°C)	Temperatura de autoignición (°C)
C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	23	5.639	89.4	557.8
C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>	51	3.610	-14.3	368.9
C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>	100	42.702	98.9	222.8
C <sub>9</sub> -C <sub>12</sub>	149	45.823	184.4	207.8
C <sub>13</sub> -C <sub>16</sub>	205	47.728	261.1	202.2
C <sub>17</sub> -C <sub>25</sub>	280	48.383	343.9	202.2
C <sub>25+</sub>	422	56.187	527.2	202.2
H <sub>2</sub>	2	4.433	-252.8	400
H <sub>2</sub> S	34	61.993	-59.4	260
HF	20	60.370	20	17,760
Agua	18	62.3	100	N/A
Vapor	18	62.3	100	N/A

Fuente: Reid, Robert C, et.al. *The Properties of Gases and Liquids*. 4ed. McGraw-Hill. New York. 1987.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos

Fluido	Estado	Cp Gas (A)	Cp Gas (B)	Cp Gas (C)	Cp Gas (D)
C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	Gaseoso	12.3	1.150E-01	-2.870E-05	-1.300E-09
C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>	Gaseoso	2.632	0.3188	1.347E+04	1.466E-08
C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>	Líquido	-5.146	6.762E-01	-3.651E-04	7.658E-08
C <sub>9</sub> -C <sub>12</sub>	Líquido	-8.5	1.010E+00	-5.560E-04	1.180E-07
C <sub>13</sub> -C <sub>16</sub>	Líquido	-11.7	1.390E+00	-7.720E-04	1.670E-07
C <sub>17</sub> -C <sub>25</sub>	Líquido	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07
C <sub>25+</sub>	Líquido	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07
H <sub>2</sub>	Gaseoso	27.1	9.270E-03	-1.380E-05	7.650E-09
H <sub>2</sub> S	Gaseoso	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.180E-08
HF	Gaseoso	29.1	6.610E-04	-2.030E-06	2.5E-09
Agua	Líquido	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07
Vapor	Gaseoso	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07

Fuente: Reid, Robert C, et.al. *The Properties of Gases and Liquids*. 4ed. McGraw-Hill. New York. 1987.

### 3.2.2 Determinación del número de escenarios

Para llevar a cabo el cálculo de riesgo en la Inspección Basada en Riesgo, es necesario tener en cuenta más de dos escenarios. Es por esta razón y considerando el hecho de que la falla se define como cualquier evento que ocasione la rotura del equipo, se deben de usar distintos tamaños de orificios.

La Inspección Basada en Riesgo define un rango de orificios (pequeño, mediano, grande y ruptura), con el fin potencializar la consecuencias dentro y fuera del sitio. En la tabla 5, se muestran los posibles orificios a utilizar en el cálculo del riesgo, sin embargo dependiendo del equipo en cuestión, no todos los orificios propuestos serán factibles.

Tabla 5. Orificios utilizados en la IBR

Tamaño del Orificio	Rango	Valor Representativo
Pequeño	0 – ¼"	¼"
Mediano	¼" – 2"	1"
Grande	2" – 6"	4"
Ruptura	> 6"	< 16"

*Fuente:* API 581.

Los tanques atmosféricos de almacenamiento tienen características únicas que requieren tamaños de orificios especiales. Usualmente, los tanques están rodeados de bermas, las cuales crean un área de contención secundaria en caso de algún derrame. Un derrame en el fondo del tanque puede conducir a una contaminación del suelo, ya que los periodos de derrame pueden extenderse por largos periodos.

La Inspección Basada en Riesgo asume que el tiempo de detección de un derrame, depende del método de detección; así mismo se asume que los tanques se encuentran en la superficie. Debido a las características antes mencionadas, es

que se han seleccionado los siguientes tamaños de orificios así como su localización:

- a.  $\frac{1}{4}$ ", 1" y 4", para derrames desde los lados sobre el suelo del tanque.
- b. Ruptura del tanque de las paredes o del fondo.
- c.  $\frac{1}{4}$ " y 1", para derrames en el fondo del tanque.

### **3.2.3 Estimación de la cantidad total de fluido capaz de ser liberada**

El cálculo de consecuencias en la Inspección Basada en Riesgo requiere de una cantidad máxima de fluido que puede ser liberada del equipo en cuestión. En teoría, la cantidad de fluido que puedes ser liberada es aquella contenida dentro del equipo.

Es necesario hacer notar que la cantidad de fluido que en esta sección se estima, no representa lo que en realidad se espera en un derrame.

### **3.2.4 Estimación de la rapidez de descarga**

La rapidez de descarga de un fluido contenido en un recipiente, puede considerarse de dos tipos:

- a. Instantánea.
- b. Continua.

Una descarga instantánea es aquella que ocurre tan rápido que el fluido se dispersa como una larga nube o alberca.

Una descarga continua es aquella que ocurre en un periodo más largo de tiempo, provocando que el fluido se disperse en forma de una elipse alargada (dependiendo de las condiciones ambientales).

En principio no es posible determinar si la descarga del fluido es instantánea o continua, para ello es necesario calcular la rapidez de descarga del fluido. Dicha rapidez depende de las propiedades físicas del fluido, la fase en la que se encuentra, así como las condiciones de operación.

### 3.2.4.1 Rapidez de descarga para líquidos

La descarga de un líquido a través de un orificio, se describe en los trabajos de Bernoulli y Toricelli<sup>[8]</sup> y puede ser calculado a través de la ecuación 11:

$$Q_L = C_d * A * \rho * \left( \frac{2 * \Delta P}{\rho} \right)^{1/2} \dots (11)$$

Dónde:

$Q_L$  = rapidez de descarga (lb/s).

$C_d$  = coeficiente de descarga.

$A$  = Área transversal del orificio (in<sup>2</sup>).

$\rho$  = densidad del líquido (lb/ft<sup>3</sup>).

$\Delta P$  = diferencia de presión entre la del líquido contenido en el recipiente y la atmosférica (psia).

El coeficiente de descarga para flujo turbulento es de 0.60 a 0.64. Para los fines de la metodología de Inspección Basada en Riesgo, se recomienda un valor del coeficiente de descarga de 0.61.

### 3.2.5 Determinación del tipo de descarga

Los criterios para determinar el tipo de descarga derivan de una revisión de la información histórica de fuego y explosiones, las cuales muestran que las explosiones de nubes de vapor no confinadas son más probables que ocurran si más de 10,000 libras de fluido son liberadas en un periodo corto de tiempo. En la figura 12 se muestra el proceso para determinar el tipo de descarga.

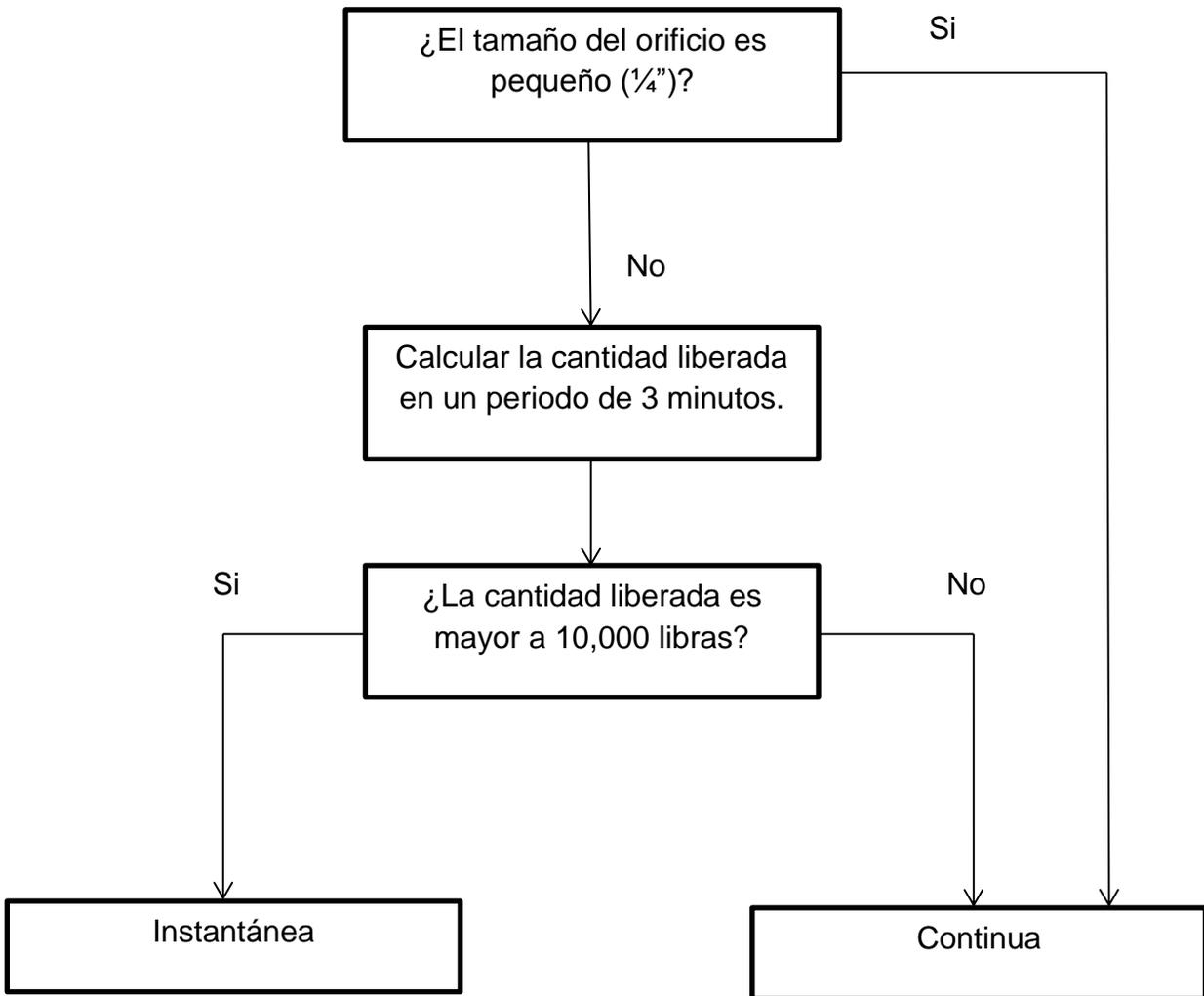


Figura 12: Proceso para determinar el tipo de descarga.

- Todos los orificios “pequeños” ( $\frac{1}{4}$ ”) son modelados como fugas continuas.
- Si toma menos de tres minutos para que se liberen 10,000 libras, se modelará como una fuga instantánea.
- Todas las rapideces de liberación lentas, se modelan como fugas continuas.

### 3.2.6 Determinación de la fase del fluido

Las características de dispersión de un fluido, dependen de la fase en la que se encuentre el mismo. La fase final de un fluido puede ser la misma que la fase inicial, siempre y cuando la fase sea la misma tanto en condiciones de operación como en condiciones ambientales. Sin embargo si el fluido tiende a cambiar su

fase durante la descarga, la fase final del fluido es difícil de evaluar. La tabla 6 proporciona una guía para determinar la fase final del fluido a estudiar para el cálculo de consecuencias.

Tabla 6. Guía para determinar la fase final del fluido

Fase del fluido en condiciones de operación	Fase del fluido en condiciones ambiente	Fase final del fluido
gas	gas	gas
gas	líquido	gas
líquido	gas	gas*
líquido	líquido	líquido

\* Modelar como una gas, a menos de que la temperatura de ebullición del fluido sea mayor a 27 °C entonces se modelará como un líquido.

### 3.2.7 Evaluación de la respuesta posterior a la fuga

La evaluación de la respuesta posterior a la fuga constituye la etapa final del análisis de consecuencias, en esta etapa se evalúan los diferentes sistemas de mitigación para la efectividad en limitar las consecuencias.

Existen dos parámetros claves en esta etapa: duración del derrame y la reducción del material peligroso liberado. El primer parámetro es de suma importancia para la evaluación de las consecuencias tóxicas y del medio ambiente, el segundo parámetro es importante para las consecuencias de interrupción del negocio, así como para las consecuencias de inflamables.

Todas las plantas de procesos poseen una variedad de sistemas de mitigación que son diseñados para detectar, aislar y reducir los efectos que puede ocasionar una liberación de materiales peligrosos.

En la Inspección Basada en Riesgo, los sistemas de mitigación son tratados de dos maneras distintas:

- a. Sistemas que detectan y aíslan un derrame.
- b. Sistemas que son aplicados directamente al material peligroso liberado para reducir las consecuencias.

En la tabla 7 se muestra una guía para asignar cualitativamente una clasificación para los sistemas de detección y aislamiento. Ésta, es usada para la estimación de consecuencias para determinar el efecto de los sistemas de mitigación.

Tabla 7. Clasificación de los sistemas de detección y aislamiento.

Sistema de detección	Clasificación
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdida de material por cambio en las condiciones de operación en el sistema.	A
Detectores colocados en lugares apropiados para determinar si existe alguna pérdida del material.	B
Detección visual, cámaras o detectores con una corta cobertura.	C
Sistema de aislamiento	Clasificación
Sistemas de aislamiento y apagado que pueden ser activados directamente de la instrumentación de proceso, sin la intervención de operadores.	A
Sistemas de aislamiento y apagado que son activados por los operadores desde el cuarto de control.	B
Sistemas de aislamiento y apagado que depende de una activación manual, por medio de válvulas.	C

La clasificación de los sistemas de detección y aislamiento se trasladaron a una estimación de la duración del derrame. La duración total del derrame es la suma de los siguientes parámetros:

- a. Tiempo en detectar la fuga.
- b. Tiempo para analizar el incidente y decidir qué medida correctiva aplicar.
- c. Tiempo para completar las acciones correctivas apropiadas.

Tabla 8. Duración del derrame.

Sistema de detección	Clasificación	Duración del derrame
A	A	20 minutos – ¼"
		10 minutos – 1"
		5 minutos – 4"
A	B	30 minutos – ¼"
		20 minutos – 1"
		10 minutos – 4"
A	C	40 minutos – ¼"
		30 minutos – 1"
		20 minutos – 4"
B	A ó B	40 minutos – ¼"
		30 minutos – 1"
		20 minutos – 4"
B	C	1 hora – ¼"
		30 minutos – 1"
		20 minutos – 4"
C	A, B ó C	1 hora – ¼"
		40 minutos – 1"
		20 minutos – 4"

### 3.2.8 Determinación de las consecuencias de la fuga

La falla de límites de presión y subsecuentes desfuegos de fluido podrán causar daños de seguridad, salud, ambientales, instalaciones y negocios. El analista de inspección basada en riesgo (RBI) deberá considerar la naturaleza de los peligros y asegurar que los factores apropiados sean considerados para el equipo, sistema, unidad ó planta a ser evaluados.

### 3.2.8.1 Eventos inflamables (Fuego y Explosión)

Los eventos inflamables ocurren cuando ambas fugas e ignición ocurren. La ignición podrá ser a través de una fuente de ignición ó auto ignición. Los eventos inflamables podrán causar daños en dos formas: radiación térmica y sobrepresión por explosión. La mayor parte de los daños de efectos térmicos tienden a ocurrir en un rango corto, pero los efectos de explosión podrán causar daños sobre largas distancias desde el centro de la explosión, los siguientes son las categorías típicas de eventos de fuego y explosión:

- a. Dispersión segura.
- b. Llamada.
- c. Bola de fuego.
- d. Fuego de chorros.
- e. Dardo de fuego.
- f. Dispersión segura.

Las consecuencias de eventos inflamables son típicamente derivadas de una combinación de los siguientes elementos:

1. Tendencia inherente a ignición.
2. Volumen del fluido desfogado.
3. Capacidad de vaporización.
4. Posibilidad de auto ignición.
5. Efectos de operaciones a altas presiones ó altas temperaturas.
6. Protecciones de ingeniería.
7. Personal y equipo expuesto a daños.

La determinación de las consecuencias de eventos inflamables ha sido simplificada para la Inspección Basada en Riesgo (IBR), permitiendo que se determine de una forma aproximada las consecuencias, a través de la siguiente información:

- El material representativo, así como sus propiedades.

- El tipo y fase de dispersión.
- La rapidez de derrame o la masa liberada.

Es necesario determinar el área afectada debido a la consecuencia derivada de un evento inflamable, para ello es necesario contar con un árbol de decisiones (Anexo G). Éste representa la posible cadena de eventos que pueden conducir a cualquiera de los eventos de fuego y explosión.

Los resultados de las consecuencias derivan de los siguientes pasos a seguir:

Paso 1. Determinar el tipo de descarga y fase del fluido.

Paso 2. Determinar el área de daño por equipo y el área de fatalidades potenciales a través de las ecuaciones:

- Para una descarga continua :

$$A_{equipo} = 182x^{0.89} \dots \quad (12)$$

$$A_{fatalidades} = 516x^{0.89} \dots \quad (13)$$

Cuando el fluido contiene principalmente C<sub>6</sub> C<sub>8</sub>.

$$A_{equipo} = 130x^{0.90} \dots \quad (14)$$

$$A_{fatalidades} = 373x^{0.89} \dots \quad (15)$$

Cuando el fluido contiene principalmente C<sub>9</sub> C<sub>12</sub>.

- Para una descarga instantánea:

$$A_{equipo} = 4.35x^{0.78} \dots \quad (16)$$

$$A_{fatalidades} = 12.7x^{0.78} \dots \quad (17)$$

Cuando el fluido contiene principalmente C<sub>6</sub> C<sub>8</sub>.

$$A_{equipo} = 3.3x^{0.76} \dots \quad (18)$$

$$A_{fatalidades} = 9.5x^{0.76} \dots \quad (19)$$

Cuando el fluido contiene principalmente C<sub>9</sub> C<sub>12</sub>.

Dónde:

$x$  = rapidez de descarga, (lb/s).

$A$  = área, (ft<sup>2</sup>).

### 3.2.8.2 Reducción de las consecuencias

Es posible reducir las consecuencias debidas un derrame a través de los sistemas de detección, aislamiento y mitigación, en la tabla 9 se muestran los valores para los cuales se ajustan los valores de las consecuencias del derrame, éstos se basan en la experiencia que se tenga en la planta en los sistemas de mitigación.

Tabla 9. Ajuste a las consecuencias por eventos inflamables

Clasificación del Sistema de Respuesta		
Detección	Aislamiento	Ajuste de consecuencias
A	A	Reducir la rapidez del derrame en un 25%
A	B	Reducir la rapidez del derrame en un 20%
A ó B	C	Reducir la rapidez del derrame en un 10%
B	B	Reducir la rapidez del derrame en un 15%
C	C	Sin ajuste
Sistema de mitigación		Ajuste de consecuencias
Sistema de cortina contra incendios y monitores		Reducir el área de consecuencias en un 20%
Monitores de agua contra incendios		Reducir el área de consecuencias en un 5%
Sistema de aspersión de espuma		Reducir el área de consecuencias en un 15%

### 3.3 Análisis de Probabilidad

El análisis de probabilidad comienza con una base de datos de la frecuencia genérica de fallas en refinerías y equipos de proceso. Éstas, a su vez son modificadas por dos términos el factor de modificación del equipo (FE) y el factor de modificación de sistemas gerenciales (FM), para obtener una frecuencia ajustada:

$$Frecuencia\ ajustada = Frecuencia\ genérica * FE * FM \dots(20)$$

El factor de equipo examina detalles específicos de cada equipo, así como las condiciones en las cuales opera el mismo, esto con la finalidad de generar un factor de equipo único por cada elemento de equipo presente.

El factor de modificación de sistemas gerenciales ajusta la efectividad de los planes de gerenciamiento de una planta que puedan producir un efecto importante en la integridad mecánica de la misma.

### 3.3.1 Frecuencia genérica de falla

La base de datos de la frecuencia genérica de falla se basa en una compilación de datos históricos relacionados con la falla de los equipos.

Las frecuencias genéricas de falla se construyen a partir de la información de todas las plantas dentro de una misma compañía o de varias plantas dentro de la industria, de la literatura, de reportes pasados y de datos comerciales. Por lo tanto los valores de las frecuencias genéricas representan a la industria en general y no refleja los valores para una planta en específico.

En la tabla 10 se muestra una lista de las frecuencias genéricas de falla para distintos equipos.

Tabla 10. Frecuencia genérica de falla

Equipo	Frecuencia de derrame/año			
	¼"	1"	4"	Ruptura
Bomba centrífuga	$6 \times 10^{-2}$	$5 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-4}$	
Torre de destilación	$8 \times 10^{-5}$	$2 \times 10^{-4}$	$2 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-6}$
Compresor centrífugo		$1 \times 10^{-3}$	$1 \times 10^{-4}$	
Compresor recíprocante		$6 \times 10^{-3}$	$6 \times 10^{-4}$	
Intercambiador de calor, coraza	$4 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-6}$
Intercambiador de calor, lado tubos	$4 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-6}$
Reactor	$1 \times 10^{-4}$	$3 \times 10^{-4}$	$3 \times 10^{-5}$	$2 \times 10^{-5}$
Recipientes bajo presión	$4 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-5}$	$6 \times 10^{-6}$
Tanques atmosféricos	$4 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-5}$	$2 \times 10^{-5}$

### 3.3.2 Factor de modificación de equipo (FE)

El factor de modificación de equipo (FE) se desarrolla para cada equipo basado en las condiciones de operación. Se compone de cuatro subfactores, cada uno de ellos se compone de varios elementos, los cuales indican que tanto se desvía la frecuencia de falla, de la genérica.

- a. Subfactor módulo técnico.
- b. Subfactor universal.
- c. Subfactor mecánico.
- d. Subfactor de proceso.

De los subfactores antes mencionados, el subfactor módulo técnico es al que se le brinda mayor importancia, ya que los demás subfactores se mantienen constantes para casi toda la planta, por lo que no proveen una factor determinante entre distintos equipos. Siendo importantes éstos, para el análisis entre distintas plantas.

Es por esta razón que el único subfactor a considerar en el análisis de probabilidad será el subfactor modulo técnico, además de que éste es directamente afectado por los planes de inspección.

El subfactor modulo técnico se determina a partir del número de inspecciones llevadas a cabo por el personal de la planta, finalmente éste sufre una corrección por sobrediseño, obteniendo de esta forma el factor módulo técnico global (Tabla 11). La corrección de sobrediseño depende del espesor actual y de la corrosión permitida en el equipo estudiado.

Tabla 11. Factor de sobrediseño

Espesor actual/(Espesor actual – Corrosión permitida)	Factor de sobrediseño
1 a 1.5	1.0
> 1.5	0.5

Una vez determinado el subfactor modulo técnico, a través de la tabla 12 se determina la categoría de probabilidad.

Tabla12. Conversión del subfactor modulo técnico

Categoría de Probabilidad	Subfactor módulo técnico
A	< 1
B	1 – 10
C	10 – 100
D	100 – 1,000
E	> 1,000

### 3.3.3 Factor de modificación de sistemas gerenciales (FM)

La metodología aplicada reconoce la importancia de los sistemas gerenciales en el control y prevención de fugas de fluidos peligrosos y en el mantenimiento de la integridad mecánica de los equipos. El sistema para la evaluación de los sistemas gerenciales involucran los siguientes aspectos: Liderazgo y administración, seguridad de los procesos, análisis de riesgos, gerencia del cambio, procedimientos de operación, prácticas de trabajo seguro, adiestramiento, integridad mecánica, seguridad en el arranque, respuestas a emergencia, contratistas, investigación de incidentes y evaluaciones.

Con esta información se puede estimar el factor de modificación correspondiente, el cual afectará el nivel de riesgo de todos los componentes de la instalación, más no afectará el riesgo relativo entre diferentes equipos.

## Capítulo IV

### RESULTADOS

En función de los objetivos que fueron planteados, se procederá a desarrollar los resultados obtenidos en ésta parte del trabajo para cada uno de ellos.

#### 4.1 Sistema de medición y control de espesores

##### 4.1.1 Especificación de circuitos y unidades de control

La primera actividad que se realiza para el uso del software SIMECELE (Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos), corresponde a la recopilación de información, ésta consiste en obtener información sobre la descripción del proceso, diagramas de flujo de proceso (DFP's), diagramas de tuberías e instrumentación (DTI's), lista de materiales, diagramas mecánicos y el expediente de inspección.

Es de vital importancia contar con esta información, ya que con ésta se elabora el censo de circuitos, el censo de unidades de control y el censo de equipos.

La segunda actividad corresponde a la identificación y elaboración del censo de circuitos, donde un circuito es una sección de líneas y equipos con la misma composición.

La numeración de los circuitos se realiza conforme a su importancia en el proceso, es decir:

1. Se numerarán los circuitos de proceso, (1, 2, 3,4,..., n).
2. Posteriormente, se enumeran los Circuitos de Desfogue. (n+1,..., m).
3. Finalmente los circuitos de servicios auxiliares. (m+1,...,l).

En el caso de los equipos, cada equipo es un circuito; se identifican con su respectivo TAG. Los equipos son todos aquellos dispositivos (recipientes, cambiadores de calor, bombas, tanques de almacenamiento, etc.) que

conjuntamente con líneas integran los circuitos<sup>3</sup>, que se encuentran sujetos a corrosión variable, por lo que las unidades de control en este caso pueden ser equipos enteros o partes de los mismos que presentan diferentes condiciones de corrosión.

Los circuitos de una Terminal de Almacenamiento y Reparto ubicada en Guanajuato, definidos de acuerdo con la Guía DG-SASIPA-IT-00204<sup>[15]</sup>, se muestran en el anexo A.

Una vez identificados los circuitos se da paso a identificar las unidades de control. Una unidad de control son secciones del circuito que tienen una velocidad de corrosión más o menos homogénea. La forma de identificar las unidades de control, se realiza a través del Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI), en el cual a través del cambio de especificación de material, condiciones de operación (presión y temperatura) es como se diferencia una unidad de control de otra.

Las Unidades de Control de la Terminal de Almacenamiento y Reparto definidas de acuerdo con la Guía DG-SASIPA-IT-00204<sup>[15]</sup>, se muestran en el anexo B.

#### **4.1.2 Análisis estadístico formal**

El análisis estadístico formal es el que se lleva a cabo, para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable de una unidad de control.

Este análisis se realizó para todos los tanques presentes en la Terminal de Almacenamiento y Reparto, siguiendo la metodología descrita en el capítulo 3. En las tablas 13-18 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 13. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-01.

Circuito:		TV-01 Gasolina PREMIUM - 10,000 BLS.							
Unidad de Control:		Fondo, envolverte y cúpula							
Total de puntos de control originales:		501							
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (real)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	170	0.756	2057 FEB/2057	2008 NOV/2008	2163 AGO/2163	AMBIENTE
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	30	1.287	2019 JUN/2019	2008 NOV/2008	2050 OCT/2050	AMBIENTE
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	35	1.981	2017 AGO/2017	2008 NOV/2008	2045 FEB/2045	AMBIENTE
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	35	3.609	2009 NOV/2009	2008 NOV/2008	2022 ENE/2022	AMBIENTE
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	35	4.164	2010 ENE/2010	2008 NOV/2008	2022 JUN/2022	AMBIENTE
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	30	2.065	2015 JUL/2015	2008 NOV/2008	2038 NOV/2038	AMBIENTE
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA								
	2003 NOV/2003	2003 NOV/2003	1993 FEB/1993	170	1.861	2019 JUL/2019	2008 NOV/2008	2050 NOV/2050	AMBIENTE
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>									
ff (fk)	fi	n	D	Dmáx.	Lr	ek	VUE	FPME	FRP
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
2003.83	1993.08	137	0.76	0.84	100	234	159.83	2057.11	2163.67
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
2003.83	1993.08	25	1.29	1.62	184	260	47.00	2019.50	2050.83
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
2003.83	1993.08	30	1.98	2.44	146	247	41.32	2017.61	2045.15
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
2003.83	1993.08	30	3.61	4.45	106	187	18.19	2009.90	2022.02
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
2003.83	1993.08	29	4.16	5.15	100	196	18.63	2010.04	2022.46
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
2003.83	1993.08	25	2.07	2.59	100	191	35.08	2015.53	2038.92
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
2003.83	1993.08	142	1.86	2.06	100	197	47.06	2019.52	2050.90
Nomenclatura									
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Limite de retiro.		
ff	fecha de la medición más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.		
fi	fecha de medición anterior (fk).					D máx	Promedio ajustado estadísticamente.		
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada.		
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición.		
Dmáx.	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable.		

Los resultados obtenidos para el TV-01 son los siguientes:

- ❖ Debido a que no se cuentan con mediciones de espesores recientes, es importante mantener en continuo monitoreo este circuito.
- ❖ Con los datos con los que se cuenta, se observa que las unidades de control U.C. 04 Tercer Anillo y U.C. 05 Cuarto Anillo, poseen una vida útil estimada (VUE) de 18 años. Además, la fecha de próxima medición de espesores (FPME) de estas dos unidades de control ya vencieron (noviembre del 2009 y enero del 2101, respectivamente), por lo que se recomienda realizar la medición de espesores lo más pronto posible. De esta forma la información que arroje la inspección será más confiable y se podrán establecer los planes de monitoreo de dichas unidades de control.
- ❖ Se aprecia que la velocidad de desgaste para las unidades de control U.C.04 Tercer Anillo y U.C. 05 Cuarto Anillo son altas, sin embargo se esperaría que este valor se observara en el fondo del tanque y en los primeros anillos del tanque. A pesar de que el material con el que está fabricado el tanque (acero al carbón) es el mismo para el fondo, cuerpo (compuesto por anillos) y el domo, se observan comportamientos distintos con respecto a la velocidad de desgaste debido a que el límite de retiro varía de una unidad de control a otra, por lo que el espesor original cambia. Es por esto que la velocidad de desgaste es diferente para las U.C. 04 y U.C. 05, ya que el límite de retiro es más pequeño con respecto a las unidades de control del fondo y los primeros anillos.
- ❖ El límite de retiro es más grande para las primeras unidades de control, debido a que el producto contenido en los tanques se concentra en el fondo y los primero anillos, por lo que se genera una mayor de desgaste de espesor en dichas zonas.

Tabla 14. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-02.

Circuito:		TV-02 PEMEX MAGNA - 20,000 BLS.							
Unidad de Control:		Fondo, envolverte y cúpula							
Total de puntos de control originales:		831							
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)	
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.42 JUN/2003	326	1.18	2044.85 NOV/2044	2117.55 JUL/2117	AMBIENTE	
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.42 JUN/2003	42	1.80	2022.42 JUN/2022	2050.25 ABR/2050	AMBIENTE	
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.92 DIC/2003	49	1.99	2016.03 ENE/2016	2031.08 ENE/2031	AMBIENTE	
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.92 DIC/2003	49	2.73	2016.32 ABR/2016	2031.96 DIC/2031	AMBIENTE	
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.92 DIC/2003	49	1.11	2049.14 FEB/2049	2130.42 JUN/2130	AMBIENTE	
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.92 DIC/2003	42	2.17	2028.59 AGO/2028	2068.77 OCT/2068	AMBIENTE	
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA								
	2008.50 JUL/2008	2008.50 JUL/2008	2003.92 DIC/2003	274	1.32	2022.84 NOV/2022	2051.52 JUL/2051	AMBIENTE	
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>									
ff (fk)	fi	n	D	Dmáx.	Lr	ek	VUE	FPME	FRP
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
2008.50	2003.42	207	1.09	1.18	100	229	109.05	2044.85	2117.55
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
2008.50	2003.42	20	1.40	1.80	260	335	41.75	2022.42	2050.25
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
2008.50	2003.92	15	1.50	1.99	207	252	22.58	2016.03	2031.08
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
2008.50	2003.92	23	2.15	2.73	153	217	23.46	2016.32	2031.96
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
2008.50	2003.92	6	0.73	1.11	100	235	121.92	2049.14	2130.42
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
2008.50	2003.92	7	1.46	2.17	100	231	60.27	2028.59	2068.77
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
2008.50	2003.92	46	1.11	1.32	100	157	43.02	2022.84	2051.52
Nomenclatura									
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Limite de retiro.		
ff	fecha de la medición más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.		
fi	fecha de medición anterior (fk).					D máx	Promedio ajustado estadísticamente		
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada		
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición		
Dmáx.	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable		

Los resultados obtenidos para el tanque TV-02 son los siguientes:

- ❖ La medición de espesores muestra que el tanque se encuentra en condiciones aceptables de operación.
- ❖ La unidad de control con menor vida útil estimada fue la siguiente:

Vida útil estimada del segundo anillo de envolvente.

<b>n</b>	15	<b>D</b>	1.5
<b><math>D + 1.28D/\sqrt{n}</math></b>		<b>Dmax</b>	1.99
<b>ek</b>	252	<b>Lr</b>	207
$(ek - Lr)/Dmax$		<b>VUE</b>	22.58
$fk + VUE/3$		<b>FPME</b>	2016
$fk + VUE$		<b>FRP</b>	<b>2031.1</b>

Se recomienda tener en monitoreo continuo esta unidad de control según la fecha de próxima medición de espesores (FPME).

Esta unidad de control se encuentra cerca del límite de retiro, lo que es de esperarse; a pesar de que cuenta con un límite de retiro alto los primeros anillos poseen una velocidad de desgaste mayor, debido a que el almacenamiento del producto se concentra en las primeras unidades de control.

- ❖ La otra unidad de control que posee una menor vida útil estimada (VUE) es la U.C. 04 Tercer Anillo, por lo que hay que mantener vigilada esta unidad de control.

Tabla 15. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-03.

Circuito:		TV-03 Magna - 20,000 BLS.							
Unidad de Control:		Fondo, envolvente y cúpula							
Total de puntos de control originales:		791							
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)	
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	275	1.33	2041.43 JUN/2041	2107.75 OCT/2107	AMBIENTE	
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	42	2.81	2016.50 JUL/2016	2032.65 AGO/2032	AMBIENTE	
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	49	4.32	2010.19 MAR/2010	2013.74 SEPT/2013	AMBIENTE	
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	49	3.26	2014.45 JUN/2014	2026.52 JUL/2026	AMBIENTE	
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	49	1.60	2035.87 NOV/2035	2090.78 OCT/2090	AMBIENTE	
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	42	2.43	2026.41 MAY/2026	2062.40 MAY/2062	AMBIENTE	
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA								
	2008.42 JUN/2008	2008.42 JUN/2008	2003.83 OCT/2003	285	1.77	2016.51 JUL/2016	2032.69 SEPT/2032	AMBIENTE	
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>									
ff (fk)	fi	n	D	Dmáx.	Lr	ek	VUE	FPME	FRP
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
2008.42	2003.83	195	1.22	1.33	100	232	99.33	2041.53	2107.75
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
2008.42	2003.83	25	2.23	2.81	260	328	24.23	2016.50	2032.65
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
2008.42	2003.83	30	3.51	4.32	207	230	5.32	2010.19	2013.74
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
2008.42	2003.83	38	2.70	3.26	153	212	18.10	2014.45	2026.52
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
2008.42	2003.83	41	1.34	1.60	100	232	82.36	2035.87	2090.78
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
2008.42	2003.83	37	2.00	2.43	100	231	53.98	2026.41	2062.40
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
2008.42	2003.83	182	1.62	1.77	100	143	24.27	2016.51	2032.69
Nomenclatura									
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Límite de retiro.		
ff	fecha de la medición más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.		
fi	fecha de medición anterior (fk).					D máx	Promedio ajustado estadísticamente.		
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada.		
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición.		
Dmáx.	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable.		

Los resultados obtenidos para el tanque TV-03 son los siguientes:

- ❖ La medición de espesores muestra que el tanque se encuentra en condiciones aceptables de operación.
- ❖ La unidad de control con menor vida útil estimada fue la siguiente:

Vida útil estimada del segundo anillo de envolvente.

<b>n</b>	30	<b>D</b>	3.51
<b>D + 1.28D/√n</b>		<b>Dmax</b>	4.32
<b>ek</b>	230	<b>Lr</b>	207
<b>(ek - Lr)/Dmax</b>		<b>VUE</b>	5.32
<b>fk + VUE/3</b>		<b>FPME</b>	2010.19
<b>fk + VUE</b>		<b>FRP</b>	<b>2013.7</b>

Se recomienda tener en monitoreo continuo esta unidad de control según la fecha de próxima medición de espesores (FPME).

- ❖ Esta unidad de control se encuentra cerca del límite de retiro, lo que es de esperarse; a pesar de que cuenta con un límite de retiro alto los primeros anillos poseen una velocidad de desgaste mayor, debido a que el almacenamiento del producto se concentra en las primeras unidades de control, esto corrobora que la vida útil estimada sea baja.
- ❖ La unidad de control U.C. 03 Segundo Anillo, se encuentra cerca de la fecha de retiro probable, debido a que sólo se cuenta con un registro de medición de espesores se, recomienda realizar la medición de espesores lo más pronto posible (normalmente se recomienda que se realice la inspección de espesores al año siguiente) para poder realizar un análisis más a detalla sobre dicha unidad de control.

Tabla 16. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-05.

Circuito:					TV-05 Diesel - 20,000 BLS.				
Unidad de Control:					Fondo, envolvente y cúpula				
Total de puntos de control originales:					765				
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (real)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	270	2.08	2030.10 FEB/2030	2014.25 ABR/2014	2071.80 OCT/2071	AMBIENTE
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	42	1.34	2028.84 NOV/2028	2014.25 ABR/2014	2068.03 ENE/2068	AMBIENTE
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	49	2.36	2021.10 FEB/2021	2014.25 ABR/2014	2044.79 OCT/2044	AMBIENTE
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	49	1.77	2022.78 OCT/2022	2014.25 ABR/2014	2049.84 NOV/2049	AMBIENTE
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	49	2.65	2025.33 ABR/2025	2014.25 ABR/2014	2057.50 JUL/2057	AMBIENTE
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	42	1.92	2031.86 NOV/2031	2014.25 ABR/2014	2077.08 ENE/2077	AMBIENTE
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA								
	2009.25 ABR/2009	2009.25 ABR/2009	2004.25 ABR/2004	264	1.17	2029.14 FEB/2029	2014.25 ABR/2014	2068.92 DIC/2068	AMBIENTE
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>									
ff (fk)	fi	n	D	Dmáx.	Lr	ek	VUE	FPME	FRP
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
2009.25	2004.25	187	1.90	2.08	100	230	62.55	2030.10	2071.80
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
2009.25	2004.25	23	1.06	1.34	260	339	58.78	2028.84	2068.03
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
2009.25	2004.25	27	1.90	2.36	207	291	35.54	2021.10	2044.79
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
2009.25	2004.25	23	1.40	1.77	153	225	40.59	2022.78	2049.84
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
2009.25	2004.25	25	2.11	2.65	100	228	48.25	2025.33	2057.50
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
2009.25	2004.25	20	1.49	1.92	100	230	67.83	2031.86	2077.08
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
2009.25	2004.25	100	1.04	1.17	100	170	59.67	2029.14	2068.92
Nomenclatura									
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Límite de retiro.		
ff	fecha de la medición más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.		
fi	fecha de medición anterior (fk).					D máx	Promedio ajustado estadísticamente.		
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada.		
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición.		
Dmáx.	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable.		

Los resultados obtenidos para el tanque TV-05 son los siguientes:

- ❖ La medición de espesores muestra que el tanque se encuentra en condiciones aceptables de operación.
- ❖ La unidad de control con menor vida útil estimada fue la siguiente:

Vida útil estimada del segundo anillo de envolvente.

<b>n</b>	27	<b>D</b>	1.90
<b><math>D + 1.28D/\sqrt{n}</math></b>		<b>Dmax</b>	2.36
<b>ek</b>	291	<b>Lr</b>	207
$(ek - Lr)/Dmax$		<b>VUE</b>	35.54
$fk + VUE/3$		<b>FPME</b>	2021.1
$fk + VUE$		<b>FRP</b>	<b>2044.8</b>

Se recomienda tener en monitoreo continuo esta unidad de control según la fecha de próxima medición de espesores (FPME).

Tabla 17. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-06.

Circuito:		TV-06 Diesel - 20,000 BLS.							
Unidad de Control:		Fondo, envoltente y cúpula							
Total de puntos de control originales:		860							
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (real)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	335	1.28	2043.06 ENE/2043	2014.50 JUL/2014	2110.18 MAR/2110	AMBIENTE
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	42	1.75	2027.61 AGO/2027	2014.50 JUL/2014	2063.82 OCT/2063	AMBIENTE
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	49	0.87	2046.85 NOV/2046	2014.50 JUL/2014	2121.55 JUL/2121	AMBIENTE
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	49	0.80	2050.54 JUL/2050	2014.50 JUL/2014	2132.61 AGO/2132	AMBIENTE
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	49	1.17	2046.77 OCT/2046	2014.50 JUL/2014	2121.32 ABR/2121	AMBIENTE
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	42	1.34	2041.49 JUN/2041	2014.50 JUL/2014	2105.48 JUN/2105	AMBIENTE
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA								
	2009.50 JUL/2009	2009.50 JUL/2009	2004.50 JUL/2004	294	1.44	2024.50 JUL/2024	2014.50 JUL/2014	2054.49 JUN/2054	AMBIENTE
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>									
ff (fk)	fi	n	D	Dm <sub>áx.</sub>	Lr	ek	VUE	FPME	FRP
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
2009.50	2004.50	173	1.17	1.28	100	229	100.68	2043.06	2110.18
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
2009.50	2004.50	16	1.33	1.75	260	355	54.32	2027.61	2063.82
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
2009.50	2004.50	20	0.68	0.87	207	305	112.05	2046.85	2121.55
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
2009.50	2004.50	21	0.63	0.80	133	232	123.11	2050.54	2132.61
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
2009.50	2004.50	16	0.89	1.17	100	231	111.82	2046.77	2121.32
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
2009.50	2004.50	23	1.06	1.34	100	229	95.98	2041.49	2105.48
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
2009.50	2004.50	144	1.31	1.44	100	165	44.99	2024.50	2054.49
Nomenclatura									
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Límite de retiro.		
ff	fecha de la medición más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.		
fi	fecha de medición anterior (fk).					D max	Promedio ajustado estadísticamente.		
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada.		
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición.		
Dm <sub>áx.</sub>	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable.		

Los resultados obtenidos para el tanque TV-06 son los siguientes:

- La medición de espesores muestra que el tanque se encuentra en condiciones aceptables de operación.
- La unidad de control con menor vida útil estimada fue la siguiente:

Vida útil estimada de la cúpula.

<b>n</b>	144	<b>D</b>	1.31
<b><math>D + 1.28D/\sqrt{n}</math></b>		<b>Dmax</b>	1.44
<b>ek</b>	165	<b>Lr</b>	100
$(ek - Lr)/Dmax$		<b>VUE</b>	44.99
$fk + VUE/3$		<b>FPME</b>	2024.5
$fk + VUE$		<b>FRP</b>	<b>2054.5</b>

Se recomienda tener en monitoreo continuo esta unidad de control según la fecha de próxima medición (FPME).

Tabla 18. Análisis de la medición de espesores del tanque TV-07.

Circuito: TV-07 Contaminado - 10,000 BLS.										
Unidad de Control: Fondo, envoltente y cúpula										
Total de puntos de control originales: 519										
UNIDAD DE CONTROL	FECHA DE ANÁLISIS	FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA	NO. PUNTOS COMPLETOS	VEL. DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (calculada)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN F.P.M. (real)	FECHA RETIRO PROBABLE	TEMP. DE MEDICIÓN (°C)	
UC-01	UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	134	0.781	2061.44 JUN/2061	2009.67 SEPT/2009	2175.00 DIC/2174	AMBIENTE	
UC-02	UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	30	1.447	2015.73 SEPT/2015	2009.67 SEPT/2009	2037.84 NOV/2037	AMBIENTE	
UC-03	UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	35	0.749	2042.48 JUN/2042	2009.67 SEPT/2009	2118.12 FEB/2118	AMBIENTE	
UC-04	UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	35	0.573	2044.26 ABR/2044	2009.67 SEPT/2009	2123.44 JUN/2123	AMBIENTE	
UC-05	UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	35	0.481	2071.94 DIC/2071	2009.67 SEPT/2009	2206.49 JUN/2206	AMBIENTE	
UC-06	UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	30	2.450	2016.91 NOV/2016	2009.67 SEPT/2009	2041.39 MAY/2041	AMBIENTE	
UC-07	UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA									
	2004.67 SEPT/2004	2004.67 SEPT/2004	1999.75 OCT/1999	180	0.982	2038.62 AGO/2038	2009.67 SEPT/2009	2106.54 JUL/2106	AMBIENTE	
<b>MEMORIA DE CÁLCULO</b>										
ff (fk)	fi	n	D	Dm <sub>ax</sub> .	Lr	ek	VUE	FPME	FRP	
UNIDAD DE CONTROL UC-01: FONDO										
2004.67	1999.75	124	0.70	0.781	100	233	170.33	2061.44	2175.00	
UNIDAD DE CONTROL UC-02: PRIMER ANILLO										
2004.67	1999.75	30	1.17	1.447	184	232	33.17	2015.73	2037.84	
UNIDAD DE CONTROL UC-03 SEGUNDO ANILLO										
2004.67	1999.75	35	0.62	0.749	146	231	113.45	2042.48	2118.12	
UNIDAD DE CONTROL UC-04 TERCER ANILLO										
2004.67	1999.75	35	0.47	0.573	106	174	118.78	2044.26	2123.44	
UNIDAD DE CONTROL UC-05 CUARTO ANILLO										
2004.67	1999.75	35	0.40	0.481	80	177	201.82	2071.94	2206.49	
UNIDAD DE CONTROL UC-06 QUINTO ANILLO										
2004.67	1999.75	30	1.99	2.450	80	170	36.73	2016.91	2041.39	
UNIDAD DE CONTROL UC-07 CUPULA										
2004.67	1999.75	168	0.89	0.982	62	162	101.87	2038.62	2106.54	
Nomenclatura										
d	velocidad de desgaste del punto.					Lr	Límite de retiro.			
ff	fecha de la medición n más reciente.					ek	Espesor más bajo encontrado en la última medición.			
fi	fecha de medición anterior (fk).					D max	Promedio ajustado estadísticamente.			
n	Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.					VUE	Vida útil estimada.			
D	Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.					FPME	Fecha de próxima medición.			
Dm <sub>ax</sub> .	Promedio ajustado estadísticamente.					FRP	Fecha de retiro probable.			

Los resultados obtenidos para el TV-07 son los siguientes:

- ❖ Debido a que no se cuentan con mediciones de espesores recientes, es importante mantener en continuo monitoreo este circuito.
- ❖ Con los datos con los que se cuenta, la unidad de control U.C. 02 Primer Anillo, tiene una vida útil estimada (VUE) de 33 años, la menor para las unidades de control del tanque TV-07. Esto es de esperarse por la velocidad de desgaste, la cual es la más alta para la parte inferior del tanque, como se ha mencionado con anterioridad, esta parte es la que está sujeta a mayor desgaste.
- ❖ Se observa que la unidad de control U.C. 05 Quinto Anillo, también posee una velocidad de desgaste alta y por lo tanto una vida útil estimada, sin embargo para este caso el límite de retiro es pequeño con respecto al de la U.C. 02 Primer Anillo.

Nota: En las 13-18, los años contienen punto decimal, dicha fracción corresponde a un mes en específico del año. En la tabla 19 se muestra la fracción correspondiente al mes del año.

Tabla 19. Equivalencia fracción-mes.

MES	FRACCIÓN
ENERO	0.000
FEBRERO	0.083
MARZO	0.167
ABRIL	0.250
MAYO	0.333
JUNIO	0.417
JULIO	0.500
AGOSTO	0.583
SEPTIEMBRE	0.667
OCTUBRE	0.750
NOVIEMBRE	0.833
DICIEMBRE	0.917

## **4.2 Inspección Basada en Riesgo**

### **4.2.1 Análisis del enfoque cualitativo**

Con base en la metodología y con el fin de determinar el rango de criticidad, planes y frecuencia de inspección de tanques de almacenamiento en estudio, es que se ha desarrollado un manual con el fin de:

- Identificar causas.
- Determinar consecuencias, para cada causa, asumiendo que fallan todas las protecciones o no existen.
- Listar las salvaguardas y protecciones.
- Determinar el nivel de riesgo para cada causa, considerando la frecuencia con la que se da la causa y la gravedad de la consecuencia.
- Hacer recomendaciones para minimizar el nivel de riesgo, ya sea realizándolas para disminuir la frecuencia de la causa o para disminuir la gravedad de la consecuencia.

A través del manual descrito en el apéndice D se obtuvo la siguiente matriz de riesgos (Figura 13), ubicando a cada uno de los tanques en estudio en ella.

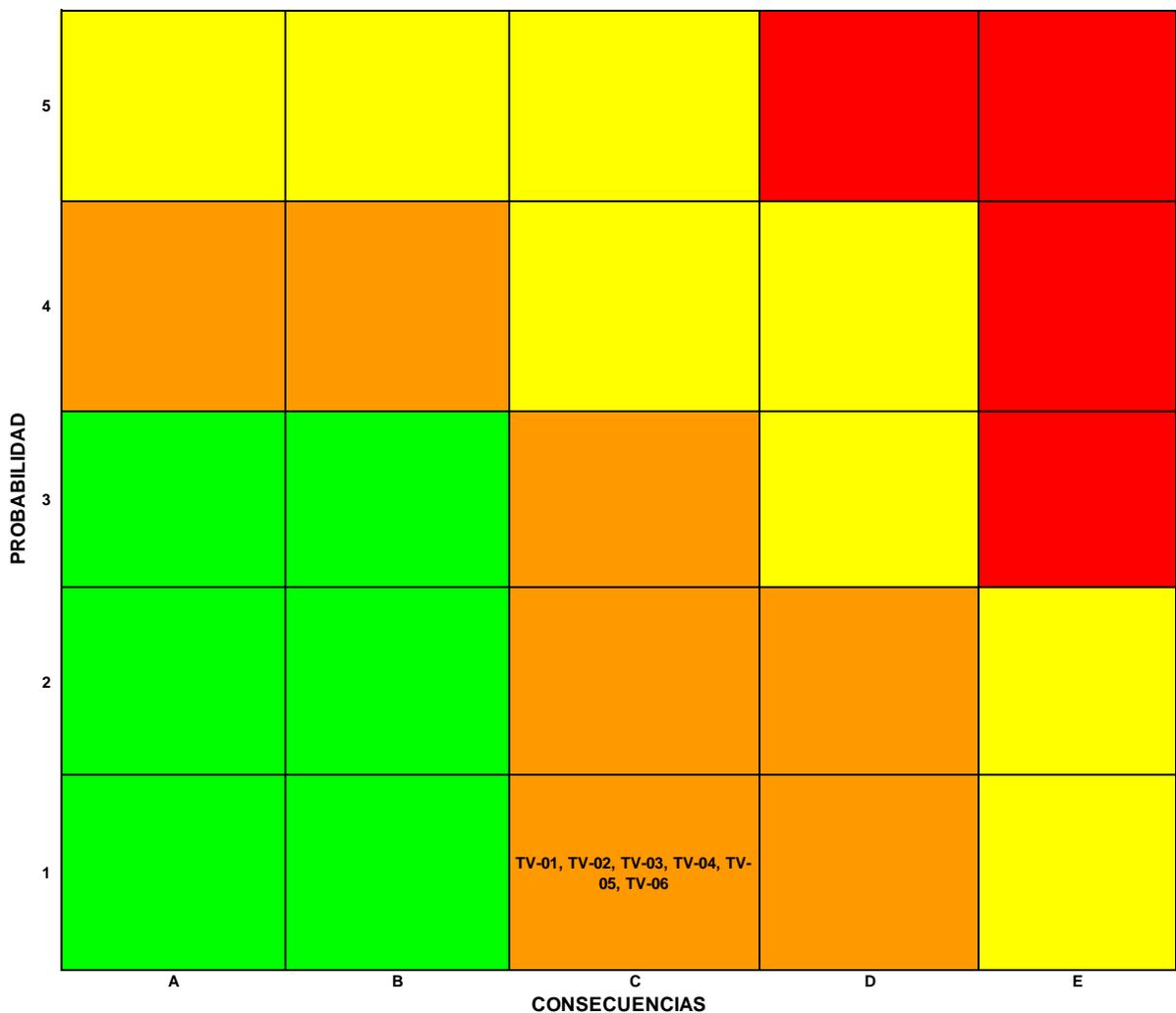


Figura 13. Matriz de Riesgos Cualitativa

La matriz de riesgo obtenida es consecuencia de la puntuación obtenida de la categoría de probabilidad así como de la obtenida por la consecuencia de daño. El resultado indica el nivel de riesgo asociado al elemento evaluado, en esta matriz se indica el nivel de riesgo de los siete tanques atmosféricos de almacenamiento de hidrocarburos analizados.

Para los elementos estudiados se estableció una probabilidad de falla de clasificación de 1, lo que indica que es sumamente improbable que se evidencie una falla para cada elemento en cuestión debido a que no se ha presentado en inspecciones anteriores la degradación de los materiales por el contacto que éstos presentan con los fluidos del proceso y/o condiciones del servicio, es por esto que

no se prevén síntomas de falla en los tanques, lo cual no representaría un impacto ambiental, en la seguridad del personal, infraestructura del equipo y continuidad operacional.

Por otro lado, se estableció una consecuencia de falla de tipo C (Medio), lo cual representa que los equipos en cuestión no son de complejidad significativa si llegara a presentarse una falla considerable. Sin embargo, el riesgo deberá mitigarse mediante controles de ingeniería y/o administrativos hasta un categoría de consecuencia menor dentro de un periodo no mayor a un año.

#### **4.2.2 Análisis del enfoque cuantitativo**

Al igual que en el enfoque cualitativo, se desarrolló un manual para llevar a cabo el análisis del enfoque cuantitativo, éste se desglosa en el apéndice D.

El análisis cuantitativo está contemplado para calcular 4 consecuencias distintas:

- a. Consecuencias inflamables.
- b. Consecuencias tóxicas.
- c. Consecuencias ambientales.
- d. Consecuencias de interrupción del negocio.

Para el presente trabajo solo se calcularon las consecuencias inflamables que pudieran presentarse en la planta.

El análisis de probabilidad se llevó a cabo para obtener la frecuencia de falla del equipo en cuestión, utilizando información referente a fallas genéricas. Esta información es modificada con base a un factor que mide la tasa de daño y la efectividad de las inspecciones, el factor módulo técnico, siendo éste el que genera mayor peso en el análisis de probabilidad.

Finalmente, el riesgo es calculado como el producto de la probabilidad por la consecuencia inflamable para cada equipo estudiado, la matriz de riesgos generada se muestra en la figura 14:

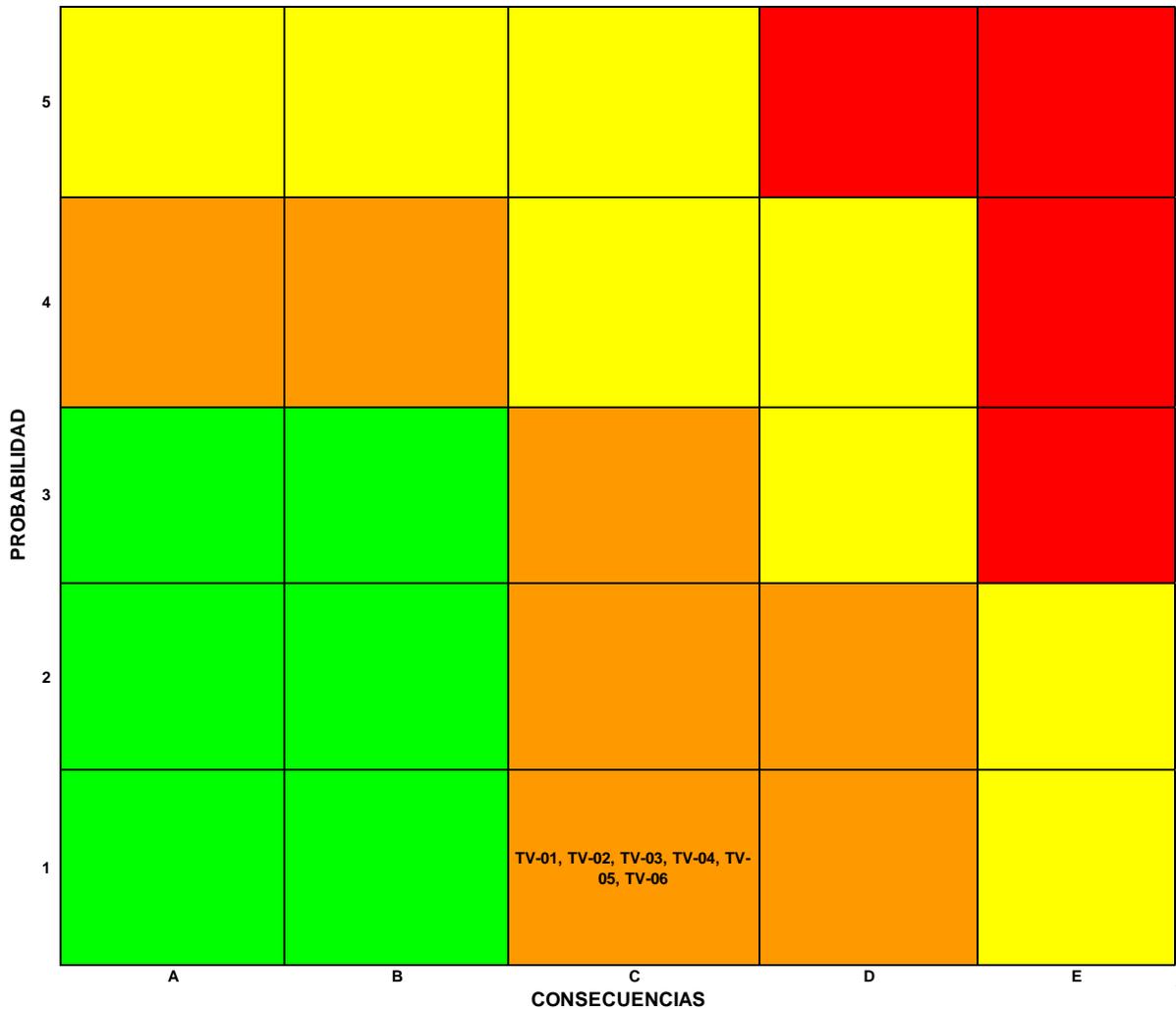


Figura 14. Matriz de Riesgos Cuantitativa

A través de la figura 14, se observa que no hubo cambios aparentes con respecto al análisis cualitativo, en efecto en principio no hay un cambio apreciable, sin embargo en el análisis cuantitativo la efectividad de la inspección que se ha llevado a cabo en la planta juega un papel de suma importancia.

El factor determinante entre el análisis cualitativo y cuantitativo es la efectividad de los programas de inspección que se llevan a cabo en la terminal de almacenamiento y reparto ubicada en León, Guanajuato.

Analizando la matriz de riesgos se encuentra que la probabilidad de ocurrencia es muy baja, esto se debe a que las estrategias de inspección y mantenimiento son las adecuadas para preservar la función requerida del sistema en el contexto operacional actual.

Con respecto a la consecuencia de falla, los tanques atmosféricos de almacenamiento se ubicaron en la posición C, lo que se traduce en una consecuencia potencialmente seria. Esto podría afectar la seguridad del personal y de las instalaciones causando daños moderados, accidentes con pérdida de tiempo, fuga de fluidos inflamables e incendio localizado.

Los resultados de consecuencia de falla han considerado los sistemas de detección, aislamiento y mitigación presentes en la planta, sin embargo hay que enfocar el trabajo en aumentar la eficiencia de los programas de inspección, ya que de esta manera se mantendrá la operatividad segura de los equipos así como la seguridad del personal y del medio ambiente.

## Capítulo V

### CONCLUSIONES

#### 5. Conclusiones

- El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipo de proceso (SIMECELE) se emplea como herramienta para tener un mejor control de las mediciones de espesor que se realizan en líneas y equipos, así mismo se lleva a cabo un análisis estadístico con el propósito de poder estandarizar los puntos críticos en las líneas y equipos.
- El SIMECELE brinda la información necesaria para poder desarrollar la inspección basada en riesgo, a través de ésta los planes de inspección se pueden llegar a modificar con la finalidad de aumentar la eficiencia de los mismos. De esta forma la retroalimentación que existe entre el SIMECELE y la IBR, y viceversa, es directa y sumamente complementaria, lo cual beneficia de manera directa los estándares de seguridad de una planta.
- A través de la información generada por el SIMECELE se observa que la parte que sufre mayor desgaste por la corrosión en los tanques atmosféricos, corresponde a los primeros anillos del mismo. Esto se debe a que es en esta parte donde se concentra la mayor parte del fluido.
- La finalidad de dividir al tanque atmosférico (considerado como un circuito) en sus diferentes partes que lo integran: fondo, anillos y cúpula (unidades de control); trae como ventaja el monitorear cada unidad de control de acuerdo con el desgaste que sufre cada una de ellas. De esta forma la vida útil estimada, la fecha de próxima medición y la fecha de retiro probable varían una de otras.

- El análisis del equipo de una planta, usando el método de IBR, puede identificar dónde buscar posibles daños, qué tipo de daño podría ocurrir, las técnicas de inspección apropiadas que deben aplicarse y la frecuencia de las inspecciones que deberán realizarse. Como resultado, se da más prioridad a la inspección de activos con una gran probabilidad de falla e impacto inmediato que los activos que tienen un alto índice de falla y bajo impacto, teniendo en cuenta la aplicación más racional de los recursos de inspección. Se trató de ejemplificar esta metodología con tanques de almacenamiento debido a que son críticos en instalaciones de refinación de petróleo y representan gran impacto cuando ocurren fallas en ellos.
- En el análisis cualitativo de la IBR, se observa que unos de los factores importantes para la determinación de la categoría de probabilidad de ocurrencia, es el factor de daño (FD). Debido a que éste es un factor inherente en cualquier proceso industria, su impacto se verá reflejado en el factor de probabilidad (FP). A su vez, el factor de inspección (FI) será el responsable de amortiguar el impacto generado por el factor de daño, ya que el factor de inspección representa una medida de la efectividad de los programas de inspección.  
Los otros factores de igual manera son importantes para determinar el factor de probabilidad, sin embargo la importancia de éstos radica en el diseño de los equipos, las variables de proceso, etc.
- En la determinación de la categoría de consecuencia, en el análisis cualitativo, se observa que el factor más importante es el factor de cantidad (FC). Esto se debe a que este factor determina la posible cantidad de material que puede ser liberada en caso de una pérdida de contención. Los demás factores dependerán de las propiedades del fluido así como las condiciones bajo las cuales se opere en planta, por lo que ayudarán a contrarrestar el impacto generado por el factor de cantidad.

- El análisis cuantitativo de la IBR permite obtener una serie de datos relacionados con la liberación del contenido de material en diferentes escenarios, a través de los cuales se representan las consecuencias generados por el evento. Los tipos de consecuencia descritos en el presente trabajo son: área de daño por equipo y área de fatalidades, éstos se consideraron para un solo evento (evento inflamable).
- Las áreas de daño por equipo y de fatalidades son usadas para describir las consecuencias potenciales en el campo de evaluaciones de riesgos. Como su nombre implica, las áreas afectadas representan la cantidad de superficie de área que un evento inflamable puede afectar. A manera de priorizar las consecuencias de acuerdo al área afectada, es típicamente asumido que el equipo ó el personal en riesgo están eventualmente distribuidos a lo largo de la superficie calculada (metros cuadrados). Una aproximación más rigurosa podrá asignar una densidad de población con tiempo ó un valor de densidad de equipo a diferentes superficies.
- A través de la matriz de riesgos es posible identificar aquellos equipos que representen un riesgo para la seguridad de la planta. De esta manera es posible priorizar las labores de inspección que conduzcan a la operación segura de los equipos. En el presente trabajo no se observó un cambio para las dos matrices (análisis cualitativo y cuantitativo), en ambos casos se mantuvo la probabilidad de ocurrencia del evento, así como las consecuencias que se pudieran generar. El factor determinante para la probabilidad de ocurrencia son los trabajos de inspección llevadas a cabo en la planta, entre más confiable sea la información la probabilidad de ocurrencia de un evento riesgoso será más baja. El nivel de las consecuencias generadas por un evento riesgoso, estarán determinados en gran medida por los sistemas de detección/asilamiento y por los sistemas de mitigación con los que cuente la planta. Si éstos existen y operan de manera eficaz, las consecuencias generadas por evento riesgoso podrán ser disminuidas.

- Las inspecciones llevadas a cabo por el personal de la planta juegan un papel importante en la IBR, ya que en los dos enfoques (cualitativo y cuantitativo) éstas ayudan a minimizar la probabilidad de ocurrencia de un evento riesgoso. Es por esta razón que se debe de poner un esfuerzo en dichas prácticas para asegurar la operación correcta de los equipos sin afectar la seguridad de los activos fijos así como la seguridad del personal de la planta y del medio ambiente.
  
- Uno de los principales problemas en la aplicación del plan IBR, es el compromiso del personal de la instalación con la planeación de la IBR, por lo que se deberán de realizar los esfuerzos necesarios para estrechar el vínculo entre los planeadores y el personal de la instalación, de manera que éste último se sienta comprometido con el plan y su implementación sea un factor de éxito en el cumplimiento de sus objetivos.
  
- En consecuencia, el IBR tiene las siguientes características clave:
  - ✓ Una alternativa más rentable a la inspección tradicional, normalmente por medio de una prueba no destructiva.
  - ✓ El personal tendrá la capacidad de manejar una operación de planta y equipo más confiables.
  - ✓ Habilidad de identificar los riesgos de operación asociados en el equipo a través de la degradación de los materiales.
  - ✓ Apego a los códigos de conformidad teniendo por efecto una mayor seguridad.
  - ✓ Minimización del periodo de inactividad de la planta.

## 6. Bibliografía

### Libros:

- [1] A.C. Gangadharan, et al. *Leak prevention and corrective action technology for underground storage tanks*. Ed. Elsevier. USA, 1988.
- [2] Colling, David A. *Industrial Safety, Management & Technology*. Ed. Prentice Hall, College of Engineering, University of Lowell, 1990.
- [3] Rizzo, Joyce A., et al. *Underground storage tank management: A practical guide*. USA, 1991.
- [4] Kletz, Trevor A. *What went wrong? : cases histories of process plant disasters and how they could have been avoided*. Ed. Elsevier. USA, 2009.
- [5] Nolan, Dennis P. *Safety and security review for the process industries: application of HAZOP, PHA and what-if reviews*. Ed. William Andrew Inc. USA, 2008.
- [6] OIT. *Control de riesgos de accidentes mayores. Manual práctico*. Alfaomega Grupo Editor. México, 1995.
- [7] Karamoko, D. (2009). "Inspección Basada en Riesgos (RBI), Prevenir paros y proteger el medio ambiente". Servicios Bureau Veritas Mexicana. Pág.1, 2.
- [8] R.H. Perry, D. Green. *Perry's Chemical Engineering Handbook*. Ed. McGraw Hill. New York, 1984.
- [9] Reid, Robert C, et.al. *The properties of Gases and Liquids*. 4ed. McGraw Hill. New York, 1987.

### **Artículos:**

- [10] Anonymus. Refinery embraces risk-based inspection plan. Oil & Gas Journal. May 24, 1999; 97, 21. ProQuest pg. 58-60.

### **Normas y manuales:**

- [11] API-RP 580, API Recommended Practice 580 "Risk-Based Inspection". First Publication. May 2000. American Petroleum Institute.
- [12] API 581 "Risk-Based Inspection Base Resource Document". Second Edition. October 2000. American Petroleum Institute.
- [13] API 570 "Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems" Second Edition, October 1998, Addendum 1, February 2000, Addendum 2, December 2001, Global Engineering documents, pp. 5-1. American Petroleum Institute.
- [14] API-RP 941 "Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants".
- [15] DG-SASIPA-IT-00204. Rev.7. Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.
- [16] CEASPA-GDDITA-002, Rev.1.
- [17] GPASI-IT-0004, Procedimiento para la revisión de tanques de almacenamiento atmosféricos, PEMEX-refinación, Enero 1988.
- [18] Manual de Usuario SIMECELE, Rev. D.

## Anexo A. Censo de Circuitos

Los circuitos de la Terminal de Almacenamiento y Reparto, definidos de acuerdo con la Guía DG-SASIPA-IT-00204 (Rev.7, 2010), se muestran en la Tabla A1 para equipos, debido al alcance del presente trabajo, solo se muestran los circuitos de equipos.

Tabla A1. Censo de Circuitos de Equipos

NO.	CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	DFP
E 01	TV-01	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	Premium	A-001
E 02	TV-02	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	Magna	A-001
E 03	TV-03	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	Magna	A-001
E 04	TV-04	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	Diesel	A-001
E 05	TV-05	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	Diesel	A-001
E 06	TV-06	Tanque de almacenamiento gasolina, 20 000 bls.	Magna	A-001
E 07	TV-07	Tanque de almacenamiento Contaminados, 10 000 bls.	Contaminado	A-001
E 08	TV-08	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	Sin Servicio	A-001

## Anexo B. Censo de unidades de control

Las Unidades de Control de la Terminal de Almacenamiento y Reparto definidas de acuerdo con la Guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010), se muestran en la tabla B1 para equipos. Debido al alcance del presente trabajo, solo se muestran las unidades de control de equipos.

Tabla B1. Censo de Unidades de control de Equipos (

CIRCUITO SIMECELE	UNIDAD DE CONTROL SIMECELE	CIRCUITO ORIGINAL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	No. ISOM.	DTI
E 01. TV-01	ANILLO 1	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	ANILLO 2	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	ANILLO 3	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	ANILLO 4	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	ANILLO 5	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	CÚPULA	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	FONDO	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 01. TV-01	CÁRCAMO	E 01. TV-01	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 10 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	ANILLO 1	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	ANILLO 2	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	ANILLO 3	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300

Tabla B1. Censo de Unidades de control de Equipos (Continuación)

CIRCUITO SIMECELE	UNIDAD DE CONTROL SIMECELE	CIRCUITO ORIGINAL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	No. ISOM.	DTI
E 02. TV-02	ANILLO 4	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	ANILLO 5	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	CÚPULA	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	FONDO	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	CÁRCAMO 1	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 02. TV-02	CÁRCAMO 2	E 02. TV-02	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	ANILLO 1	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	ANILLO 2	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	ANILLO 3	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	ANILLO 4	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	ANILLO 5	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	CÚPULA	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	FONDO	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	CÁRCAMO 1	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 03. TV-03	CÁRCAMO 2	E 03. TV-03	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	ANILLO 1	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento	01	A-300

Tabla B1. Censo de Unidades de control de Equipos (Continuación)

CIRCUITO SIMECELE	UNIDAD DE CONTROL SIMECELE	CIRCUITO ORIGINAL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	No. ISOM.	DTI
				de Diesel, 10 000 bls.		
E 04. TV-04	ANILLO 2	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	ANILLO 3	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	ANILLO 4	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	ANILLO 5	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	CÚPULA	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	FONDO	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 04. TV-04	CÁRCAMO	E 04. TV-04	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 10 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	ANILLO 1	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	ANILLO 2	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	ANILLO 3	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	ANILLO 4	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	ANILLO 5	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	CÚPULA	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	FONDO	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 05. TV-05	CÁRCAMO 1	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300

Tabla B1. Censo de Unidades de control de Equipos (Continuación)

CIRCUITO SIMECELE	UNIDAD DE CONTROL SIMECELE	CIRCUITO ORIGINAL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	No. ISOM.	DTI
E 05. TV-05	CÁRCAMO 2	E 05. TV-05	---	Tanque de almacenamiento de Diesel, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	ANILLO 1	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	ANILLO 2	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	ANILLO 3	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	ANILLO 4	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	ANILLO 5	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	CÚPULA	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	FONDO	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	CÁRCAMO 1	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 06. TV-06	CÁRCAMO 2	E 06. TV-06	---	Tanque de almacenamiento de gasolina, 20 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	ANILLO 1	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.		A-300
E 07. TV-07	ANILLO 2	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	ANILLO 3	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	ANILLO 4	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300

Tabla B1. Censo de Unidades de control de Equipos (Continuación)

CIRCUITO SIMECELE	UNIDAD DE CONTROL SIMECELE	CIRCUITO ORIGINAL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	No. ISOM.	DTI
				bls.		
E 07. TV-07	ANILLO 5	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	CÚPULA	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	FONDO	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 07. TV-07	CÁRCAMO	E 07. TV-07	---	Tanque de almacenamiento de Contaminados, 10 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	ANILLO 1	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	ANILLO 2	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	ANILLO 3	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	ANILLO 4	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	ANILLO 5	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	CÚPULA	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	FONDO	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	CÁRCAMO 1	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300
E 08. TV-08	CÁRCAMO 2	E 08. TV-08	---	Tanque de almacenamiento de 30 000 bls.	01	A-300

## Anexo C. Manual del enfoque cualitativo.

### C-1 Determinación de la categoría de probabilidad

#### C-1.1 Factor de Equipo (FE)

Para definir el factor de equipo, se utiliza tabla C-1:

Tabla C1. Factor de equipo

Descripción	Factor de Equipo (FE)
- Si una unidad de operación completa está siendo evaluada (Típicamente mayor a 150 elementos del equipo)	15
- Si una sección dentro de una unidad de operación estás siendo evaluada (Típicamente entre 20-150 elementos del equipo)	5
- Si un sistema de operación estás siendo evaluada (Típicamente entre 5-20 elementos del equipo)	0

<b>Valor global del factor de equipo (FE)</b>	<b>0</b>
---	----------

#### C-1.2 Factor de Daño (FD)

El factor de daño es una medida del riesgo, asociado con los mecanismos de daño que son evaluados en la operación. Los mecanismos son ordenados de acuerdo con el potencia que poseen para causar serios eventos.

Tabla C2. Factor de daño

Descripción	Factor de Daño (FD)
- Si existe algún mecanismo de daño activo que pueda causar agrietamiento por corrosión en acero al carbón o en bajas aleaciones de acero.	5
- Si hay una posibilidad de rotura frágil, incluyendo materiales de acero al carbon debido a una temperatura baja de operación o condiciones anormales,	4

o materiales inadecuadamente calificados por las pruebas de impacto.	
- Si hay lugares en la unidad que han sufrido fatiga mecánica por inducción térmica y el mecanismo de fatiga aún sigue activo.	4
- Si existe ataque por hidrógeno a altas temperaturas.	3
- Si existe agrietamiento por corrosión de acero austenítico, como resultado del proceso.	3
- Si existe corrosión localizada.	3
- Si existe corrosión generalizada.	<b>2</b>
- Si existe deformación a altas temperaturas, incluyendo hornos e intercambiadores de calor.	1
- Si existe degradación de materiales como formación de la fase sigma, carburización, esferoidización, etc.	1
- Si existe otro mecanismo de daño	1
- Si algún mecanismo de daño en operación no ha sido evaluado y periódicamente revisado.	10

<b>Valor global del factor de daño (FD)</b>	<b>7</b>
---	----------

### C-1.3 Factor de Inspección (FI)

El factor de inspección es una medida de la efectividad de los programas de inspección, para identificar el mecanismo de daño presente.

Paso 1. Inspección de Recipientes. Medir la efectividad del programa de inspección de recipientes para identificar los mecanismos de falla.

Tabla C3. Inspección de recipientes

Descripción	Factor de Inspección (FI)
- Si el programa de inspección es extensivo y una serie de métodos de inspección y monitoreo están siendo utilizados.	- 5
- Si existe un programa de inspección formal en el lugar y algunas inspecciones se llevan a cabo como visual y lecturas de espesor por métodos ultrasónico	-2
- Si no existe un programa de inspección formal en el lugar.	0

Paso 2. Inspección de Tuberías. Medir la efectividad del programa de inspección de tuberías para identificar los mecanismos de falla.

Tabla C4. Inspección de tuberías

Descripción	Factor de Inspección (FI)
- Si el programa de inspección es extensivo y una serie de métodos de inspección y monitoreo están siendo utilizados.	- 5
- Si existe un programa de inspección formal en el lugar y algunas inspecciones se llevan a cabo como visual y lecturas de espesor por métodos ultrasónicos	-2
- Si no existe un programa de inspección formal en el lugar.	0

Paso 3. Programa general de inspección- ¿Qué tan exhaustivo es el programa de inspección, así como los resultados de las inspecciones y cómo son usados para modificar el programa de inspección?

Tabla C5. Programa general de inspección

Descripción	Factor de Inspección (FI)
- Si se han identificado mecanismos de deterioro para cada elemento del equipo y el programa de inspección ha sido modificado con base en los resultados del mismo a través de un inspector apto o un ingeniero de materiales.	- 5
- Si el programa de inspección excluye la identificación de los mecanismos de falla o no incluye la evaluación crítica de todas las inspecciones.	-2
- Si el programa de inspección no cumple con ninguno de los criterios antes mencionados.	0

El resultado global del factor de inspección (FI), es la suma de los valores obtenidos en el paso 1 hasta el paso 3. El valor absoluto no puede exceder el valor del factor de daño (FD).

<b>Valor global del factor de inspección (FI)</b>	<b>-6</b>
---	-----------

#### C-1.4 Factor de Condición (FC)

El factor de condición tiene la intención de medir la efectividad del mantenimiento de una planta así como los esfuerzos de limpieza.

Paso 1. En una planta, ¿cómo serían juzgadas las actividades de limpieza? (incluyendo los programas de mantenimiento de pintura y de aislamiento)

Descripción	Factor de Condición (FI)
- Significativamente mejor que lo estándares industriales.	0
- Dentro de los estándares industriales.	2
- Significativamente debajo de los estándares industriales	5

Paso 2. La calidad del diseño y construcción de la planta es:

Descripción	Factor de Condición (FI)
- Significativamente mejor que lo estándares industriales.	0
- Dentro de los estándares industriales.	2
- Significativamente debajo de los estándares industriales	5

Paso 3. En la revisión de la efectividad de los programas de mantenimiento de la planta, se revisarán si se encuentran:

Descripción	Factor de Condición (FI)
- Significativamente mejor que lo estándares industriales.	0
- Dentro de los estándares industriales.	2
- Significativamente debajo de los estándares industriales	5

El resultado global del factor de condición (FC), es la suma de los valores obtenidos en el paso 1 hasta el paso 3.

<b>Valor global del factor de condición (FC)</b>	<b>6</b>
--	----------

### C-1.5 Factor de Proceso (FPr)

El factor de operación es la medida del potencial de las operaciones anormales en el proceso o alteraciones en las condiciones de operación, que pueden conducir a una pérdida de material.

Paso 1. El número de procesos interrumpidos planeados o no planeados, en un plazo promedio de un año:

Número de interrupciones	Factor de Proceso (FP)
0 a 1	0
2 a 4	1
5 a 8	3
9 a 12	4
más de 12	5

Paso 2. Evaluar el potencial causado por exceder las variables de operación en el proceso:

Descripción	Factor de Proceso (FP)
- Si el proceso es extremadamente estable y no existe alteración alguna en las condiciones de operación que pudieran causar condiciones inseguras.	0
- Algunas circunstancias inusuales podrían causar una alteración en las condiciones de operación que comprometan las condiciones de seguridad.	1
- Si existen alteraciones en las condiciones de operación que puedan causar daños a los equipos o condiciones inseguras.	3
- Si la posibilidad de pérdida de material es inherente en el proceso.	5

Paso 3. Evaluar el potencial de los equipos de protección, tales como dispositivos de relevo, que puedan pasar a ser inoperantes como resultado del taponamiento o ensuciamiento del fluido de proceso.

Descripción	Factor de Proceso (FP)
Servicio limpio, sin potencial de taponamiento.	0
Ensuciamiento ligero o taponamiento ligero.	1
Ensuciamiento significativo o taponamiento significativo.	3
Los dispositivos de protección se encuentran alterados.	5

<b>Valor global del factor de proceso (FPr)</b>	<b>3</b>
---	----------

#### C-1.6 Factor de Diseño Mecánico (FDM)

El factor de diseño mecánico mide algunos aspectos del diseño de operación de algunos equipos.

Paso 1.

Descripción	Factor de Diseño Mecánico (FDM)
- Si se identifica que los equipos no fueron diseñados bajo los códigos y estándares establecidos.	5
- Si los equipos fueron diseñados y recibieron mantenimiento con base en códigos y normas válidos al momento de que fueron construidos.	2
- Si los equipos fueron diseñados y recibieron mantenimiento con base en los códigos y estándares actuales.	0

Paso 2.

Descripción	Factor de Diseño Mecánico (FDM)
- Si el proceso es inusual o único, o las condiciones de diseño del proceso son extremas. Se consideran condiciones extremas de diseño las siguiente: a. Presión mayor a 10,000 psi. b. Temperatura mayor a 816°C. c. Condiciones de corrosión que requieren materiales de alta aleación (más inusuales que el acero inoxidable 316).	5
- Si el proceso es común, con condiciones normales de diseño.	2

El resultado global del factor de diseño mecánico (FC), es la suma de los valores obtenidos en el paso 1 hasta el paso 2.

<b>Valor global del factor de diseño mecánico (FDM)</b>	<b>2</b>
---	----------

#### C-1.7 Factor de Probabilidad (FP)

Paso 1. Determinar el factor de probabilidad. Para determinar éste, es necesario hacer la suma de los factores previamente determinados.

<b>Valor del factor de probabilidad (FP)</b>	<b>12</b>
--	-----------

Paso 2. La categoría de probabilidad es determinada, con base al factor de probabilidad calculado en el paso 1 y utilizando la tabla C6:

Tabla C6. Categoría de probabilidad

Factor de Probabilidad	Categoría de probabilidad
0-15	1
16-25	2
26-35	3
36-50	4
51-75	5

C-2 Determinación de la categoría de consecuencia por daño.

### C-2.1 Factor Químico

El factor químico es una medida de la tendencia de una sustancia química a incendiarse. Esta sección deberá ser respondida con base al material más representativo o predominante de la corriente. Si existen distintas corrientes de proceso, el análisis se extenderá para cada una de ellas.

Paso 1. Determinar el “factor flash” utilizando la clasificación de peligro inflamable de la NFPA (National Fire Protection Association).

Paso 2. Determinar el “factor de reactividad” utilizando el código establecido por la NFPA.

Paso 3. Determinar el “factor químico” de acuerdo con la tabla C7:

Tabla C7. Factor químico

Factor Químico		Factor de Reactividad			
		1	2	3	4
Factor Flash	1	7	9	12	15
	2	10	12	15	20
	3	12	15	18	25
	4	13	15	20	25

Fluido	Factor Químico
Premium	12
Magna	10
Diesel	10

### C-2.2 Factor de Cantidad (FC)

El factor de cantidad representa la cantidad de material que puede ser liberado de una unidad en un solo escenario. El factor de cantidad es tomado de la tabla C8:

Tabla C8. Factor de cantidad

Material Liberado (libras)	Factor de Cantidad (FC)
< 1,000	15
1,000 – 2,000	20
2,000 – 10,000	25
10,000 – 30,000	28
30,000 – 80,000	31
80,000 – 200,000	34
200,000 – 700,000	37
700,000 – 1,000,000	39
1,000,000 – 2,000,000	41
2,000,000 – 10,000,000	45
> 10,000,000	50

Fluido	Material liberado (lb)	Factor de Cantidad
Premium	2,397,543	45
Magna	4,795,087	45
Diesel	5,145,550	45

### C-2.3 Factor de Estado (FE)

El factor de estado depende del punto normal de ebullición de un fluido, indica la tendencia de un fluido a vaporizarse y dispersarse en el ambiente.

Tabla C9. Factor de Estado

Temperatura de ebullición (°C)	Factor de Estado (FE)
Debajo de -73	8
-73 a 38	6
39 a 121	5
122 a 204	1
Arriba de 204	-3

Fluido	Temperatura de ebullición (°C)	Factor de Estado
Premium	99	5
Magna	99	5
Diesel	184	1

#### C-2.4 Factor de Autoignición (FA)

El factor de autoignición es una sanción aplicada para aquellos fluidos que son operados por encima de su temperatura de autoignición.

- Si un fluido es operado por debajo de su temperatura de autoignición, el factor de autoignición será de -10.
- Si el fluido es operado por encima de su temperatura de autoignición, se utilizará la tabla siguiente, basada en el punto normal de ebullición del fluido.

Tabla C10. Factor de Autoignición

Temperatura de ebullición (°C)	Factor de Autoignición (FA)
Debajo de -18	3
-18 a 150	7
Arriba de 150	13

Fluido	Temperatura de autoignición (°C)	Factor de Autoignición
Premium	223	-10
Magna	223	-10
Diesel	208	-10

### C-2.5 Factor de Presión (FP)

El factor de presión representa una tendencia del fluido a ser liberado rápidamente:

Tabla C11. Factor de presión

Descripción	Factor de Presión (FP)
Si el fluido es un líquido dentro del equipo.	-10
Si el fluido es un gas dentro del equipo y su presión excede de 150 psig.	-10
Ninguna de las anteriores.	-15

Fluido	Factor de Presión
Premium	-10
Magna	-10
Diesel	-10

### C-2.6 Factor de Crédito (FCr)

El factor de crédito es el producto de varios subfactores de los sistemas de ingeniería, que pueden reducir el daño en un evento.

- Si existe una detección de gas en el lugar que pueda detectar un 50% o más de una fuga incipiente, al factor de crédito se le asignará un valor de -1, de lo contrario, el valor será de 0.
- Si el equipo es operado normalmente bajo una atmósfera inerte, el valor del factor de crédito será de -1, de lo contrario se le asignará un valor de 0.
- Si el sistema de contra incendio es “seguro” en el caso de un incidente mayor (por ejemplo: en el caso de una explosión si el equipo de contra

incendio permanece intacto), el valor del factor será de -1, de lo contrario será 0.

- Si la capacidad de aislamiento de un equipo puede ser controlada remotamente y si:
  - El aislamiento y los instrumentos asociados están protegidos contra incendios y explosiones, el factor de crédito es de -1.
  - El aislamiento y los instrumentos asociados están protegidos únicamente contra incendios, el factor de crédito es de -1.
  - No existe protección alguna en contra de incendios y explosiones, el factor de crédito es de -1.
  - De lo contrario, el factor de crédito será de 0.
- Si existen paredes contra explosiones alrededor del equipo más crítico, el factor será de -1, de lo contrario se tomará un valor de 0.
- Si existe protección contra fuego en los equipos y cables, el factor de crédito será de -1, si existe protección contra fuego en los equipos o en los cables, el factor será de 0.95, de lo contrario, el factor será de 0.
- Si existe un abastecimiento de agua contra incendios que dure al menos 4 horas, el factor de crédito será de -1, de lo contrario se le asignará un valor 0.
- Si existe un sistema de espuma, el factor será de -1, de lo contrario el valor será 0.
- Si existen monitores contra incendios que puedan detectar todas las áreas de la unidad afectada, se asignará un valor de -1, de lo contrario el valor será de 0.

Para obtener el valor del factor de crédito global, se suman los valores obtenidos en el análisis anterior.

Fluido	Factor de Crédito
Premium	-2
Magna	-2
Diesel	-2

### C-2.7 Categoría de consecuencia por daño.

Para determinar la categoría de consecuencia por daño se siguen los siguientes pasos:

Paso 1. Se sumarán las puntuaciones obtenidas por cada uno de los factores analizados anteriormente.

Fluido	$\Sigma$ Factor
Premium	40
Magna	38
Diesel	34

Paso 2. De acuerdo con el valor obtenido en el paso anterior, se obtiene la categoría de consecuencia a partir de la tabla C12:

Tabla C12. Categoría de consecuencia

Factor	Categoría
0-19	A
20-34	B
35-49	C
50-79	D
> 70	E

Fluido	Categoría
Premium	C
Magna	C
Diesel	C

## Anexo D. Manual del enfoque cuantitativo

### 1) TV-01 Gasolina Premium

Parte A. Cálculo de la rapidez de liberación.

Paso 1. Calcular la rapidez de liberación.

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>		
2	Introducir la categoría de inventario (Ver tabla D1)	E		
2 <sup>a</sup>	Introducir el valor del inventario como el punto intermedio del rango, o el valor calculado (Ver tabla D1)	2, 397, 543		
3	Clasificación del sistema de detección (Ver tabla 5)	B		
4	Clasificación del sistema de aislamiento (Ver tabla 5)	B		
5	Estimar la duración de la fuga, basada en la clasificación de los sistemas de detección y aislamiento.	¼"	1"	4"
		40 min	30 min	20 min
6	Presión de operación	21.34 psia		
7	Fase del fluido	Líquido		
8	Calcular la rapidez de descarga	0.337 lb/s	5.399 lb/s	86.385 lb/s

Paso 2. Determinar el tipo de descarga para cada agujero.

9	Tiempo para que se vacíe el tanque, basado en la rapidez de descarga	118,418 min	7,401 min	463 min
10	Tipo de descarga	Continua	Continua	Instantánea
11	Punto de ebullición	99 °C		

12	Fase del fluido	Líquido		
13	Duración de la descarga. (Se escribe el menor de las líneas 5 y 9; si se trata de una descarga instantánea, el valor será 0)	40 min	30 min	0 min
14	Cantidad de masa liberada instantáneamente	2, 397, 543		

## Parte B. Análisis de probabilidad

### Paso 1. Subfactor Módulo Técnico

1. Identificar el mecanismo de daño	Corrosión
2. Tiempo de servicio del equipo	20 años
3. Determinar el tipo de inspección	Altamente efectiva
4. Número de inspecciones	2
5. Subfactor módulo técnico	1
6. Factor de sobre diseño	0.5
7. Subfactor global modulo técnico	0.5
8. Categoría de probabilidad	A (1)

## Parte C. Consecuencias: Eventos inflamables

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>		
2	Tipo de descarga	1/4"	1"	4"
		Continua	Continua	Instantánea
3	Rapidez de descarga	0.34 lb/s	5.40 lb/s	86.38 lb/s
4	Clasificación del sistema de detección	B		
5	Clasificación del sistema de aislamiento	B		

6	Área de daño por equipo	¼"	1"	4"
		4 m <sup>2</sup>	43 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades potenciales	¼"	1"	4"
		9 m <sup>2</sup>	108 m <sup>2</sup>	22 m <sup>2</sup>
8	Reducción de consecuencias (Área de daño por equipo)	¼"	1"	4"
		3 m <sup>2</sup>	37 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>
9	Reducción de consecuencias (Área de fatalidades)	8 m <sup>2</sup>	94 m <sup>2</sup>	19 m <sup>2</sup>

#### Parte D. Cálculo del riesgo

1	Frecuencia genérica de falla	¼"	1"	4"
		$4 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-4}$	$1 \times 10^{-5}$
2	Suma de las frecuencias de falla	$1.5 \times 10^{-4}$ veces/año		
3	Fracción de contribución	0.267	0.667	0.067
4	Área de daño por equipo	3 m <sup>2</sup>	37 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>
5	Área de daño por equipo x Fracción de contribución	0.8 m <sup>2</sup>	28 m <sup>2</sup>	0.6 m <sup>2</sup>
6	Área de fatalidades potenciales	8 m <sup>2</sup>	94 m <sup>2</sup>	19 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades x Fracción de contribución	2 m <sup>2</sup>	62 m <sup>2</sup>	1 m <sup>2</sup>
9	Suma área de daño por equipo	26 m <sup>2</sup>		
10	Suma de área de fatalidades potenciales	66 m <sup>2</sup>		
11	Convertir el valor de las líneas 9 y 10 en una categoría de consecuencias, de acuerdo a la tabla D2.	C		C

## 2) TV-02/03/06 Gasolina Magna

Parte A. Cálculo de la rapidez de liberación.

Paso 1. Calcular la rapidez de liberación.

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>		
2	Introducir la categoría de inventario (Ver tabla D1)	E		
2 <sup>a</sup>	Introducir el valor del inventario como el punto intermedio del rango, o el valor calculado (Ver tabla D1)	4, 795, 087		
3	Clasificación del sistema de detección (Ver tabla 5)	B		
4	Clasificación del sistema de aislamiento (Ver tabla 5)	B		
5	Estimar la duración de la fuga, basada en la clasificación de los sistemas de detección y aislamiento.	¼"	1"	4"
		40 min	30 min	20 min
6	Presión de operación	21.34 psia		
7	Fase del fluido	Líquido		
8	Calcular la rapidez de descarga	0.337 lb/s	5.399 lb/s	86.385 lb/s

Paso 2. Determinar el tipo de descarga para cada agujero.

9	Tiempo para que se vacíe el tanque, basado en la rapidez de descarga	236,837 min	14,802 min	925 min
10	Tipo de descarga	Continua	Continua	Instantánea
11	Punto de ebullición	99 °C		
12	Fase del fluido	Líquido		
13	Duración de la descarga. (Se escribe	40 min	30 min	0 min

	el menor de las líneas 5 y 9; si se trata de una descarga instantánea, el valor será 0)			
14	Cantidad de masa liberada instantáneamente	4, 795, 087		

Parte B. Análisis de probabilidad

Paso 1. Subfactor Módulo Técnico

1. Identificar el mecanismo de daño	Corrosión
2. Tiempo de servicio del equipo	20 años
3. Determinar el tipo de inspección	Altamente efectiva
4. Número de inspecciones	3
5. Subfactor módulo técnico	1
6. Factor de sobre diseño	0.5
7. Subfactor global modulo técnico	0.5
8. Categoría de probabilidad	A (1)

Parte C. Consecuencias: Eventos inflamables

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>6</sub> -C <sub>8</sub>		
2	Tipo de descarga	¼"	1"	4"
		Continua	Continua	Instantánea
3	Rapidez de descarga	0.34 lb/s	5.40 lb/s	86.38 lb/s
4	Clasificación del sistema de detección	B		
5	Clasificación del sistema de aislamiento	B		
6	Área de daño por equipo	¼"	1"	4"

		4 m <sup>2</sup>	43 m <sup>2</sup>	10 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades potenciales	¼"	1"	4"
		9 m <sup>2</sup>	108 m <sup>2</sup>	22 m <sup>2</sup>
8	Reducción de consecuencias (Área de daño por equipo)	¼"	1"	4"
		3 m <sup>2</sup>	37 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>
9	Reducción de consecuencias (Área de fatalidades)	8 m <sup>2</sup>	94 m <sup>2</sup>	19 m <sup>2</sup>

#### Parte D. Cálculo del riesgo

1	Frecuencia genérica de falla	¼"	1"	4"
		4x10 <sup>-5</sup>	1x10 <sup>-4</sup>	1x10 <sup>-5</sup>
2	Suma de las frecuencias de falla	1.5x10 <sup>-4</sup> veces/año		
3	Fracción de contribución	0.267	0.667	0.067
4	Área de daño por equipo	3 m <sup>2</sup>	37 m <sup>2</sup>	8 m <sup>2</sup>
5	Área de daño por equipo x Fracción de contribución	0.8 m <sup>2</sup>	25 m <sup>2</sup>	0.6 m <sup>2</sup>
6	Área de fatalidades potenciales	8 m <sup>2</sup>	94 m <sup>2</sup>	19 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades x Fracción de contribución	2 m <sup>2</sup>	62 m <sup>2</sup>	1.3 m <sup>2</sup>
9	Suma área de daño por equipo	26 m <sup>2</sup>		
10	Suma de área de fatalidades potenciales	66 m <sup>2</sup>		
11	Convertir el valor de las líneas 9 y 10 en una categoría de consecuencias, de acuerdo a la tabla D2.	C		C

### 3) TV-04/05 Diesel

Parte A. Cálculo de la rapidez de liberación.

Paso 1. Calcular la rapidez de liberación.

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>9</sub> -C <sub>12</sub>		
2	Introducir la categoría de inventario (Ver tabla D1)	E		
2 <sup>a</sup>	Introducir el valor del inventario como el punto intermedio del rango, o el valor calculado (Ver tabla D1)	5, 145, 550		
3	Clasificación del sistema de detección (Ver tabla 5)	B		
4	Clasificación del sistema de aislamiento (Ver tabla 5)	B		
5	Estimar la duración de la fuga, basada en la clasificación de los sistemas de detección y aislamiento.	¼"	1"	4"
		40 min	30 min	20 min
6	Presión de operación	21.34 psia		
7	Fase del fluido	Líquido		
8	Calcular la rapidez de descarga	0.350 lb/s	5.593 lb/s	89.486 lb/s

Paso 2. Determinar el tipo de descarga para cada agujero.

9	Tiempo para que se vacíe el tanque, basado en la rapidez de descarga	245,339 min	15,334 min	958 min
10	Tipo de descarga	Contnua	Continua	Instantánea
11	Punto de ebullición	84 °C		
12	Fase del fluido	Líquido		
13	Duración de la descarga. (Se escribe	40 min	30 min	0 min

	el menor de las líneas 5 y 9; si se trata de una descarga instantánea, el valor será 0)			
14	Cantidad de masa liberada instantáneamente	5, 145, 550		

## Parte B. Análisis de Probabilidad

### Paso 1. Subfactor Módulo Técnico

1. Identificar el mecanismo de daño	Corrosión
2. Tiempo de servicio del equipo	20 años
3. Determinar el tipo de inspección	Altamente efectiva
4. Número de inspecciones	3
5. Subfactor módulo técnico	1
6. Factor de sobre diseño	0.5
7. Subfactor global modulo técnico	0.5
8. Categoría de probabilidad	A (1)

## Parte C. Consecuencias: Eventos inflamables

1	Introducir el material representativo contenido en el equipo a evaluar	C <sub>9</sub> -C <sub>12</sub>		
2	Tipo de descarga	¼"	1"	4"
		Continua	Continua	Instantánea
3	Rapidez de descarga	0.35 lb/s	5.59 lb/s	89.49 lb/s
4	Clasificación del sistema de detección	B		
5	Clasificación del sistema de aislamiento	B		
6	Área de daño por equipo	¼"	1"	4"

		3 m <sup>2</sup>	35 m <sup>2</sup>	7 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades potenciales	¼"	1"	4"
		7 m <sup>2</sup>	84 m <sup>2</sup>	16 m <sup>2</sup>
8	Reducción de consecuencias (Área de daño por equipo)	¼"	1"	4"
		3 m <sup>2</sup>	30 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>
9	Reducción de consecuencias (Área de fatalidades)	6 m <sup>2</sup>	72 m <sup>2</sup>	14 m <sup>2</sup>

#### Parte D. Cálculo del Riesgo

1	Frecuencia genérica de falla	¼"	1"	4"
		4x10 <sup>-5</sup>	1x10 <sup>-4</sup>	1x10 <sup>-5</sup>
2	Suma de las frecuencias de falla	1.5x10 <sup>-4</sup> veces/año		
3	Fracción de contribución	0.267	0.667	0.067
4	Área de daño por equipo	3 m <sup>2</sup>	30 m <sup>2</sup>	6 m <sup>2</sup>
5	Área de daño por equipo x Fracción de contribución	1 m <sup>2</sup>	20 m <sup>2</sup>	0.4 m <sup>2</sup>
6	Área de fatalidades potenciales	6 m <sup>2</sup>	72 m <sup>2</sup>	14 m <sup>2</sup>
7	Área de fatalidades x Fracción de contribución	2 m <sup>2</sup>	48 m <sup>2</sup>	1 m <sup>2</sup>
9	Suma área de daño por equipo	21 m <sup>2</sup>		
10	Suma de área de fatalidades potenciales	51 m <sup>2</sup>		
11	Convertir el valor de las líneas 9 y 10 en una categoría de consecuencias, de acuerdo a la tabla D2.	C	C	

Las tablas D1-D3, servirán para realizar el análisis cuantitativo.

Tabla D1. Rangos de Inventario

Categoría	Rango	Valor usado en los cálculos
A	100 - 1,000 lb	500
B	1,000 - 10,000 lb	5,000
C	10,000 - 100,000 lb	50,000
D	100,000 - 1,000,000 lb	500,000
E	1,000,000 - 10,000,000 lb	5,000,000

Tabla D2. Categoría de área de consecuencia

Categoría de consecuencia	Área
A	< 10 ft <sup>2</sup>
B	10 - 100 ft <sup>2</sup>
C	100 - 1,000 ft <sup>2</sup>
D	1,000 - 10,000 ft <sup>2</sup>
E	> 10,000 ft <sup>2</sup>

Tabla D3. Conversión del subfactor módulo técnico

Categoría de probabilidad	Subfactor Módulo Técnico
A	< 1
B	1 - 10
C	10 - 100
D	100 - 1,000
E	> 1,000

## **Anexo E. Descripción del proceso**

La Terminal de Almacenamiento y Reparto no realiza ningún proceso de transformación, únicamente recibe, almacena y distribuye productos derivados del petróleo como son la Gasolina Magna, Gasolina Premium y Diesel.

### **RECIBO DE PRODUCTO**

El producto se recibe en la Terminal por medio de 2 poliductos uno de 8" de diámetro y otro de 10" de diámetro c, el cual proviene de la refinería de Salamanca, llega a las trampas de recibo de diablos y la estación de recibo y medición, la cual tiene la función de recibir y cuantificar los productos provenientes de los poliductos.

El arreglo de los equipos en el patín de medición integra instrumentos de presión, temperatura y flujo, los cuales censan, transmiten y controlan los parámetros requeridos, así como válvulas controladoras de presión y válvulas motorizadas que actúan de manera automática desde el cuarto de control para direccionar el recibo al tanque de almacenamiento seleccionado para recibir el producto.

El arreglo de los equipos del poliducto, cuya función es el recibo y medición del producto, también integra un arreglo de tuberías e instrumentos para la calibración del flujo, denominado probador.

### **RECIBO Y DESCARGA DE PRODUCTOS DESTILADOS POR AUTOTANQUES.**

Otra forma de recepción de producto que tiene la a Terminal de Almacenamiento y Reparto, es por medio de auto-tanques. La descarga se realiza por medio de bombeo, se cuenta con tres islas dobles (una isla es una sección que integra el área de llenado de A/T) y una bomba por isla que permite recibir todos los productos.

El producto que se recibe en la Terminal por medio auto-tanques proviene de la refinería de Salamanca. El recibo de producto por este medio, inicia con la revisión del A/T (auto-tanque), ordenan la entrada al operador de Torre de control, y se

verifica previamente en el SIMCOT (sistemas de alarma con el que cuenta la terminal) con el propósito de saber si se cuenta con la capacidad para recibir el volumen que se quiere descargar.

#### ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS DESTILADOS.

Posterior al recibo y medición del producto, estos son enviados al área de tanques de almacenamiento, La terminal cuenta con un procedimiento de operación para el recibo de producto por poliducto y por auto tanque, es responsabilidad del Ingeniero de ductos entregar producto para recibo, el Ingeniero de operación de la TAD lleva el registro de las condiciones de operación y es el que entrega los tanques para la recepción del producto.

La instrumentación, equipos y arreglos que integran los tanques de almacenamiento para el recibo y distribución del producto, además de la membrana interna flotante, incluyen: válvulas de alivio térmico, válvulas de compuerta, válvulas tipo mariposa operadas eléctricamente, válvulas macho, sistema de telemedición, instrumento local de medición, escotilla de muestreo, transmisores de alarmas, indicadores de nivel y de temperatura, alarmas por nivel alto, nivel bajo, nivel alto-alto y por nivel bajo bajo.

La Terminal de Almacenamiento y Reparto León, integra en el área de almacenamiento los siguientes tanques:

TANQUE	PRODUCTO	CAPACIDAD (BLS)
TV-01	Gasolina Premium	10,000
TV-02	Gasolina Magna	20,000
TV-03	Gasolina Magna	20,000

TV-04	Gasolina Magna	10,000
TV-05	Diesel	20,000
TV-06	Diesel	20,000
TV-07	Contaminados	10,000

## BOMBEO DEL PRODUCTO

Posterior al almacenamiento cuando es requerido el producto es succionado por medio de bombas horizontales y enviado por medio de tuberías al área de llenaderas. La instalación de este equipo dinámico integra en sus arreglos para la adecuada operación líneas de recirculación con válvulas de relevo, la cimentación y anclaje es de mampostería, trincheras de concreto, pisos impermeables, los motores eléctricos son a prueba de explosión y conectados a tierra, indicadores de presión en la succión y descarga de cada bomba, botoneras de paro de emergencia.

En relación a medidas de seguridad y elementos instalados el área de casa de bombas cuenta con: Sistema de aspersores, red de extintores, monitores e hidrantes, detectores de fuego y de mezclas explosivas, drenaje aceitoso, válvulas de relevo térmico y sardinel de contención.

## LLENADO DE AUTOTANQUES.

En esta área operativa, se lleva a cabo la carga de auto tanques, el llenado se efectúa por el fondo del auto tanque, por medio de un sistema automatizado de suministro (SIMCOT), el auto tanque ingresa al área de llenaderas, a él se conectan las mangueras de combustible y la conexión de sobrellenado (SKULLY), además de insertar la manguera para la recuperación de vapores resultantes de la evaporación del hidrocarburo.

El área de llenado de auto tanques está integrada por islas de llenado las cuales se indican a continuación:

<b>No. de Isla</b>	<b>PRODUCTO</b>
1	Diesel
2	Diesel
3	Diesel
4	Gasolina Magna
5	Gasolina Premium
6	Gasolina Magna
7	Gasolina Magna
8	Gasolina Magna
9	Gasolina Magna
10	Gasolina Premium
11	Gasolina Magna
12	Diesel

En estas islas los auto-tanques son llenados por el fondo por medio de garzas (brazo articulado de acero al carbón). Distribuyendo posteriormente el producto.

#### UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (URV).

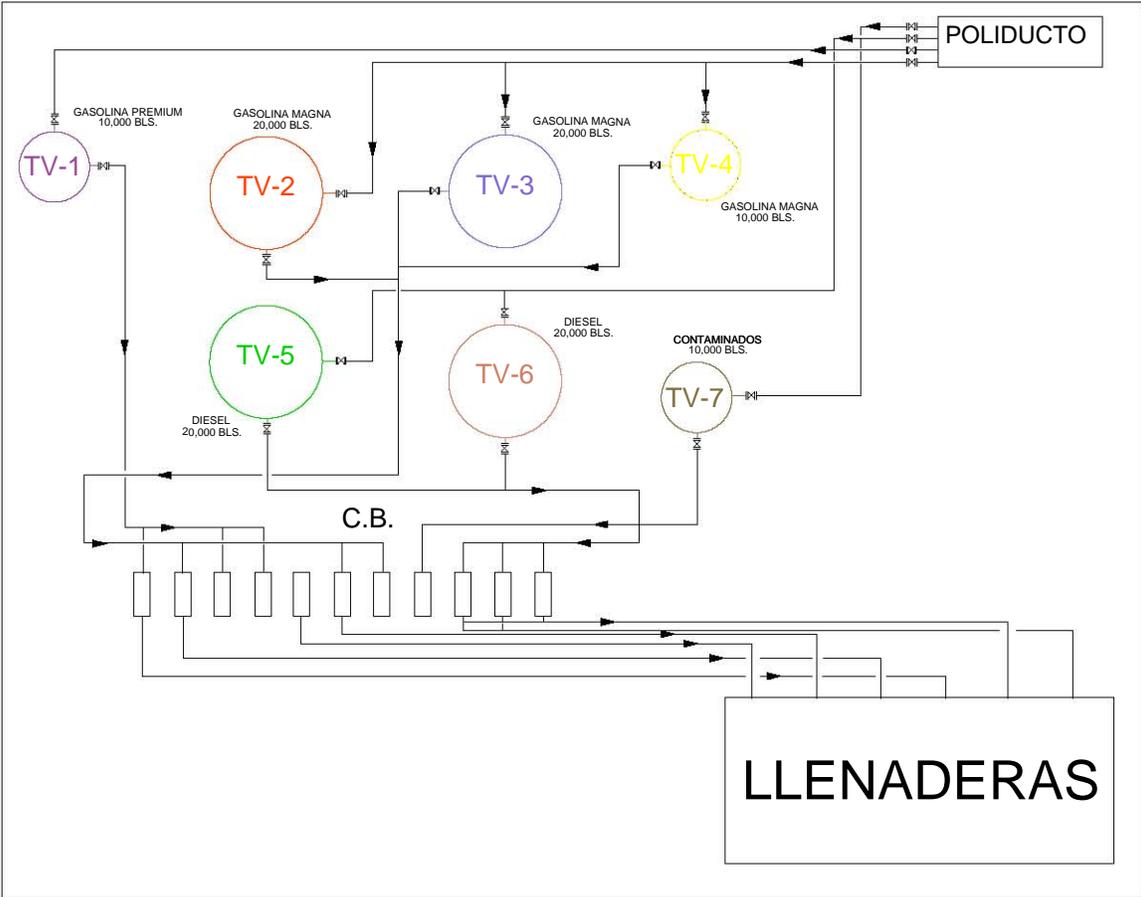
La terminal cuenta en sus instalaciones con una unidad recuperadora de vapores, la cual tiene como objetivo principal el evitar las emisiones a la atmósfera de vapores de hidrocarburos, las cuales se generan durante la operación de llenado de los auto-tanques con producto.

Este sistema de recuperación de vapores utiliza en su proceso las siguientes sustancias; Etilenglicol, Gasolina y carbón activado

#### FOSA SEPARADORA.

Ésta área está diseñada para recibir los posibles derrames que puedan presentarse en el área de almacenamiento y llenaderas, por medio de la red de drenajes aceitosos y recuperar la capa aceitosa por diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

Anexo F. Diagrama de flujo de proceso simplificado



## Anexo G. Diagrama de árbol de decisiones.

