

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Gestión del Análisis de Riesgos Aplicados en Procesos de
Inspección Técnica de Tanques de Almacenamiento”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Wilson Iván Chávez Basantes

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2004

AGRADECIMIENTO

A todos aquellos que colaboraron en la realización de este trabajo y en especial al Ing. Julián Peña, Director de Tesis, por su ayuda y paciencia en el desarrollo de este documento.

DEDICATORIA

A DIOS

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Eduardo Rivadeneira P.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Ing. Julián Peña E.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Omar Serrano V.
VOCAL

Ing. Eduardo Orces P.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Wilson Iván Chávez Basantes

INTRODUCCIÓN

La inspección integral de los sistemas presurizados, tanques de almacenamiento y contenedores de materiales peligrosos en servicio ha tomado gran importancia en los últimos años, debido a que las paradas de producción representan pérdidas en las empresas. Por lo que se ha visto necesario que las paradas de producción se realicen de una manera sistemática, analizando que equipos realmente requieren de inspección y con que frecuencia se la debe realizar, tendiente a disminuir el impacto que las inspecciones provocan en la producción.

La realidad económica de la industria ecuatoriana, frecuentemente lleva a adquirir equipos usados que son dados de baja en otros países, lo cual nos lleva a considerar la inspección basada en riesgos en nuestro medio

Con el objeto de determinar que equipos son prioritarios para una inspección y la frecuencia con que se debe realizar, se desarrolló en Mayo del 2002 la norma ANSI / API RP 580 Risk Based Inspection (Inspección Basada en Riesgo) o también conocida como RBI por sus siglas en inglés. Esta norma provee los elementos básicos para el desarrollo e implementación de un programa de inspección basada en riesgos para reparar equipos y tuberías en las industrias de procesos químicos y de hidrocarburos.

La norma ANSI / API 580 utiliza como suplemento las normas API 510 Pressure Vessel Inspection Code (Código de inspección de recipientes a presión), API 570 Piping Inspection Code (Código de inspección de tuberías) y API Std 653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction (Inspección de tanques, reparación, alteración y reconstrucción).

En esta tesis se analizará los fundamentos básicos necesarios para un análisis de riesgos, definiendo el sistema a ser analizado con el objeto de identificar los peligros presentes y determinar la probabilidad de que una falla ocurra y su consecuencia, lo cual nos proveerá de un índice de riesgos de acuerdo a un análisis cualitativo para poder desarrollar un programa de inspección adecuado de acuerdo a la norma API Publ 581 Base Resource Document Risk Based Inspection (Documentos básicos para la inspección basada en riesgos), para una aplicación específica, la cual será en este trabajo un tanque de almacenamiento

Desarrollado el programa se procede a la aplicación de técnicas de ensayos no destructivos y con los resultados obtenidos evaluar si es que la estructura inspeccionada cumple con los parámetros de funcionamiento mínimos estipulados en sus respectivas normas de inspección y obtener el índice de riesgo de manera cuantitativa a fin de determinar el índice de riesgo real.

Los resultados obtenidos una vez realizada la inspección servirán para recomendar los acondicionamientos necesarios a realizar para que la estructura inspeccionada siga en servicio

Previendo esta situación, el API desarrollo la norma API RP 579 Fitness-For-Service (Aptitud para el servicio) para poder disminuir el índice de riesgo en los componentes inspeccionados.

La filosofía actual de las compañías en el Ecuador enfoca a la producción, en donde no existen organismos que regulen la compra, operación, mantenimiento y obsolescencia de los equipos utilizados, en tal situación se sugiere:

- Identificar las áreas de alto riesgo en una planta
- Estimar el valor de riesgo asociado con la operación de cada equipo en una industria de procesos químicos o de hidrocarburos basado en una metodología consistente
- Priorizar la inspección de los equipos basados en la medición del riesgo
- Diseñar un apropiado programa de inspección
- Administrar sistemáticamente el riesgo de la falla de equipos.

El método RBI mide el riesgo de un equipo o un componente por medio de una combinación de términos: consecuencias de fallas y probabilidad que ocurra una falla, los cuales se explicarán en el desarrollo de este trabajo. Con estos términos se logra obtener un resultado cualitativo de acuerdo a la clasificación que se tenga en una matriz de riesgo desarrollada por el API, en la cual se clasifican los riesgos desde bajo hasta niveles de alto riesgo.

Este índice obtenido de manera cualitativa nos permite desarrollar un plan de inspección adecuado para el componente analizado y aplicar las diferentes técnicas de ensayos no destructivos tradicionales con el fin de realizar un análisis cuantitativo del índice de riesgo.

CAPÍTULO 1

1. EL ANÁLISIS DE RIESGOS COMO CRITERIO DE VALORACIÓN EN RECIPIENTES EN SERVICIO

1.1. Fundamentos

Un programa de Inspección Basada en Riesgo es una técnica que involucra el análisis de riesgos y la integridad mecánica en un elemento, refiriéndose a la planeación, implementación y evaluación de la examinación de las condiciones físicas y metalográficas de los equipos con relación al servicio que deben de prestar.

Los métodos de inspección incluyen las técnicas de Ensayos No Destructivos diseñadas para la detección de defectos y medición de espesores de pared, tales como las pruebas radiográficas, ultrasonido entre otras.

La inspección es muy valiosa en equipos donde se tiene incertidumbre sobre las condiciones de operación. Cuando las condiciones de servicio y sus efectos son perfectamente conocidas, se puede desarrollar un gran plan integral de inspección. La inspección es también prioritaria en equipos en donde la historia de fabricación, inspección u operación no es conocida y además existe un inadecuado mantenimiento, por lo que los resultados obtenidos indicarán las recomendaciones necesarias para acondicionar los equipos para que continúen en operación.

La inspección Basada en Riesgo envuelve la planeación de una inspección con la información básica obtenida a partir del análisis de riesgo de los equipos. El propósito del análisis de riesgo es la identificación de los mecanismos de degradación potencial y las amenazas de la integridad de los equipos, con lo que se logra valorar las consecuencias y riesgos de una falla. El plan de inspección puede entonces indicar cuales son los equipos de alto riesgo y detectar las formas de degradación potenciales antes de que las condiciones para servicio de los componentes seleccionados puedan ser amenazadas a través de la realización de ensayos no destructivos

1.2. Documentos utilizados para el análisis de riesgos

El desarrollo de un plan de inspección basado en riesgos puede ser realizado a partir de documentos existentes por parte de dos organismos internacionales.

El primer documento es el recomendado por el ASME en su publicación "General Document Volume 1 CRTD-Vol.20-1", el cual contiene los métodos para la aplicación de un análisis basado en riesgo de acuerdo a la información requerida para los componentes seleccionados. Para el desarrollo del plan de inspección este documento contiene 4 pasos a seguir. El primer paso es la definición del sistema a inspeccionar, en el cual se incluyen estructuras, maquinas rotatorias y otros componentes estandarizados en los códigos ASME. El siguiente paso es la valoración del riesgo de forma cualitativa a través de la definición de los modos y causas de fallas, identificación de las consecuencias, estimación del nivel de riesgo y la clasificación de cada componente involucrado. Como tercer paso se procede a realizar un análisis cuantitativo por medio de un análisis de los efectos críticos de los modos de fallas en cada componente seleccionado y como último paso se tiene el desarrollo del programa de inspección.

El segundo documento es el recomendado por la API Pbl 581 “Base Resource Document: Risk Based Inspection”, el cual está relacionado con los códigos de inspección para recipientes a presión (API RP 510), sistemas de tuberías (API RP 570) y tanques de almacenamiento (API Std 653), así como con la administración de procesos peligrosos (API RP 750), en donde los resultados obtenidos en el programa de inspección servirán como entrada para las recomendaciones de acondicionamiento para el servicio de los equipos evaluados. Esta relación se la observa a continuación en la Figura 1-1.

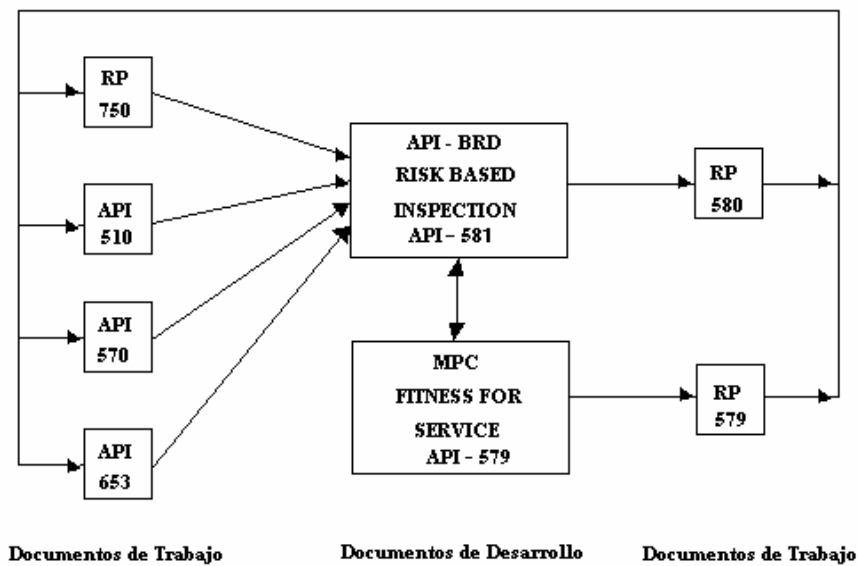


FIGURA 1-1. RELACIÓN ENTRE DOCUMENTOS DE TRABAJO Y DESARROLLO

Este documento está diseñado para ser aplicado en industrias de procesos químicos y petroleras. Su contenido es parecido al documento ASME antes mencionado y puede ser solamente aplicado a los siguientes equipos

- a) Recipientes a presión
- b) Tuberías y componentes de procesos
- c) Tanques de almacenamiento atmosféricos y presurizados
- d) Calderos y calentadores
- e) Intercambiadores de calor
- f) Sistemas de alivio de presión
- g) Equipos rotatorios presurizados como bombas y compresores

En esta publicación se menciona la forma de medir el nivel de riesgo de cada componente, por medio de las consecuencias ambiental, de seguridad y el de interrupción de negocios, para el posterior desarrollo de un programa efectivo de inspección con el fin de reducir el riesgo de fallas en los componentes involucrados.

El riesgo es determinado en forma cualitativa por medio de una matriz de probabilidad y consecuencia a fin de desarrollar un plan adecuado de inspección y con los resultados obtener de manera cuantitativa el índice de riesgo en la misma forma que lo realiza el documento publicado por el ASME.

1.3. El sistema de análisis de riesgos

Para desarrollar un sistema integral de Inspección Basada en Riesgo, se debe realizar los pasos indicados en el Apéndice A. El sistema incluye actividades de inspección, recolección de datos de la inspección, actualizaciones y mejoramiento continuo del sistema.

El análisis de riesgo es “Un estado de conocimiento” específico y a partir que los procesos y sistemas son cambiados con tiempo, un estudio del riesgo puede reflejarse únicamente con la situación desde el momento en que los datos fueron recolectados.

Aun cuando un sistema es establecido por primera vez puede carecer de algunos datos necesarios, el programa de inspección basada en riesgos puede ser establecido basados en la información disponible, utilizando criterios conservadores en las partes desconocidas. Como el conocimiento es adquirido con la inspección y ensayos del programa y la base de datos mejorada, la

incertidumbre en el programa se reduce. Estos resultados reducen las incertidumbres en el cálculo de riesgos.

Cuando una inspección identifica defectos en los equipos, estos se deberán evaluar utilizando un análisis apropiado de ingeniería o por medio de los métodos de emergencia de acondicionamientos para el servicio. Basados en este análisis, la decisión puede ser hecha para reparar o continuar operando.

El conocimiento adquirido en la inspección, la evaluación de ingeniería y el mantenimiento es recolectada y utilizada para actualizar la base de datos de la planta. Estos nuevos datos podrán afectar los cálculos de riesgos y los rangos de riesgos en el futuro.

Por ejemplo, un recipiente a presión retirado de operación por fisuras producidas por corrosión bajo esfuerzo puede tener un índice de riesgo elevado. Después de la inspección, reparación y cambio o reubicación de atmósferas desfavorables, el riesgo calculado para el recipiente puede ser significativamente bajo, colocándolo en la parte inferior del índice de riesgos y permitirá la revisión del plan de inspección para enfocarse en otros equipos.

Se debe tener presente que el programa de inspección basado en riesgo estará en una auditoría y revisión continua, debido que de esta manera, se actualizarán los índices de riesgos de cada uno de los equipos incluidos en el programa y se realizarán los acondicionamientos para servicios que sean necesarios para una correcta operación del sistema. La Figura 1-2 muestra el proceso tradicional de análisis de riesgos

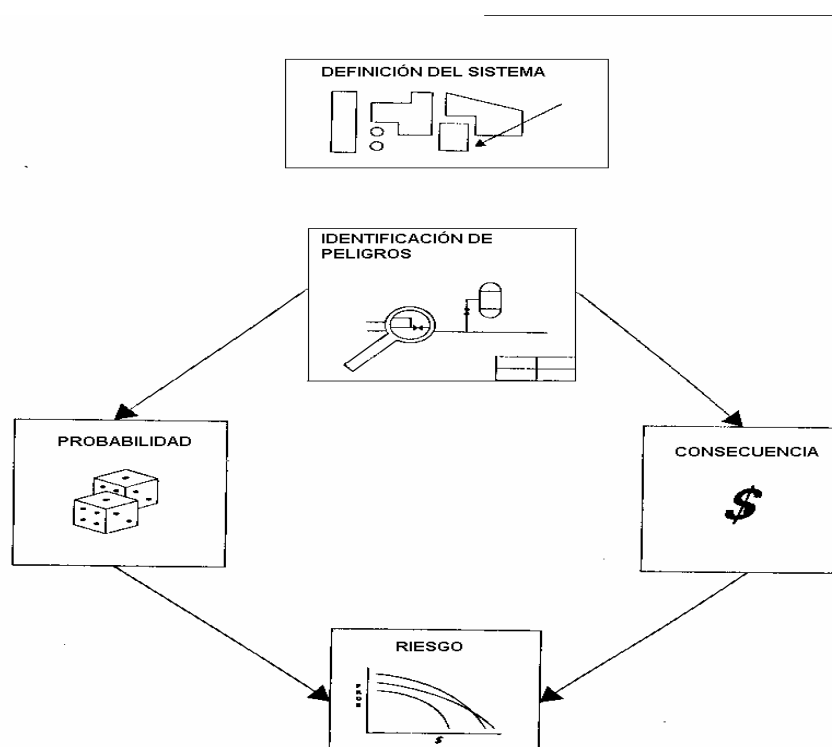


FIGURA 1-2. PROCESO TRADICIONAL DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

1.4. Definición del sistema para el análisis de riesgos

En la definición del sistema para las fases de análisis, las reglas son establecidas y toda la información pertinente es recolectada.

Las reglas para un análisis típico incluyen lo siguiente:

- a) Metas y objetivos.- Constituye la motivación para conducir el análisis de riesgo. Los posibles objetivos son: Satisfacer los requerimientos reglamentarios, hacer un análisis costo/beneficio, evaluar el riesgo de una propuesta de expansión.
- b) Medición requerida del riesgo.- Dar a conocer los resultados finales requeridos en los objetivos
- c) Límites del sistema.- Definir los límites físicos y de operación del sistema. Los bordes físicos definen los equipos a ser incluidos en el estudio. Los bordes de operación incluyen la función o modo de operación del sistema.
- d) Nivel de detalle.- Define como las unidades en el sistema serán analizadas. Preguntas tales como, ¿Qué secciones de la tubería serán modeladas? o ¿Qué tuberías estarán combinadas en el grupo para facilitar el análisis? Necesitan ser resueltas en el inicio del programa.

- e) Recolección de datos.- Define que datos deben ser capturados y mantenidos. Actualizaciones de dibujos y procedimientos de operación son recolectadas para revisiones futuras. Otros datos relacionados como el clima o la población puede ser recopilada, dependiendo de los objetivos del estudio. En el Apéndice B se presentan datos usualmente recopilados en un análisis de riesgo.

1.5. Identificación de peligros

La tarea de encontrar peligros ha tomado una gran importancia en los últimos años, por lo que se hace necesario identificar los escenarios potencialmente peligrosos, los cuales pueden hacerse siguiendo las siguientes técnicas que se detallan a continuación

1.5.1. Estudio de peligrosidad y operabilidad

Esta basado en lluvia de ideas, utilizando una lista de palabras guías para la estimulación de la discusión dentro del grupo. Las palabras guías enfocan los parámetros del proceso, tales como flujo, nivel, temperatura y presión, las cuales se extienden para incluir otras consecuencias, como los factores humanos y los parámetros de operación anormales. Sin embargo, los peligros correspondientes a

consideraciones de seguridad y ambientales también pueden ser identificadas. Este estudio es realizado por un equipo que se encuentre familiarizado con los procesos, para que la identificación de peligros potenciales sea más efectiva.

1.5.2. Análisis de los modos de fallas y sus efectos

Es un análisis de tipo inductivo que detalla sistemáticamente todos los posibles modos de falla e identifica los efectos que pueden tener en el sistema. Este análisis se realiza llenando una lista con la siguiente información:

- a) Nombre
- b) Número del equipo
- c) Descripción o uso
- d) Modo de falla
- e) Efecto en el sistema
- f) Probabilidad
- g) Criticidad

Este tipo de análisis debe ser realizado por un equipo de expertos para asegurar su correcta determinación. Los orígenes de las fallas en los diferentes sistemas a analizar incluye:

- a) Un inadecuado diseño y/o material para las cargas y ambientes de operación.
- b) Una incorrecta y/o deficiente manufactura
- c) Un deterioro no anticipado en servicio tales como las grietas por corrosión o fatiga.
- d) Errores en la operación o mantenimiento del sistema
- e) Mal funcionamiento de los sistemas de control y medición
- f) Factores humanos que incluyen daños intencionales
- g) Eventos externos tales como fuego, impactos o tormentas

Existen muchos mecanismos y modos de fallas asociados con sistemas a presión y recipientes de almacenamiento, las

cuales pueden provocar una ruptura brusca de estas estructuras, como las que se mencionan a continuación:

- a) Falla en los mecanismos de protección
- b) Corrosión / erosión (general, local, picadura)
- c) Daños por fluencia lenta y alta temperatura
- d) Fisuras por fatiga
- e) Fisuras por corrosión bajo esfuerzos
- f) Fragilización
- g) Ampollas causadas por el hidrógeno
- h) Fractura frágil
- i) Pandeo

Esto se debe a defectos que se desarrollan tanto en la parte externa como interna de la superficie de estos componentes, las que se pueden detectar por medio del uso de los diferentes ensayos no destructivos. Las capacidades de

detección y determinación del tamaño de los defectos de cada técnica de ensayo se comparan en el Apéndice C.

1.6. Valorización probabilística para un análisis de riesgos

La valoración probabilística esta dirigida para estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas en los escenarios identificados en las fases previas del análisis de riesgo.

La forma más común de medición de la probabilidad de falla de un escenario es su frecuencia. Esta puede utilizarse en eventos simples o complejos. Típicamente, un año es utilizado como intervalo de tiempo estándar del análisis de frecuencia. La probabilidad estimada de los elementos del escenario es obtenida y combinada para predecir la probabilidad total del escenario

Para obtener la frecuencia del escenario, se debe multiplicar la frecuencia con que ocurre un agujero por la probabilidad de todos los eventos que resulta. El resultado de la probabilidad es la frecuencia en el escenario. La representación matemática de la probabilidad de la secuencia, en términos de la frecuencia se muestra a continuación:

$$F_S = F_{\text{Agujero}} \times P_{\text{Resultado}} \quad (\text{ec. 1-1})$$

1.7. Análisis de las consecuencias en un análisis de riesgos

Las consecuencias en los equipos de proceso o en tuberías van a depender de factores como las propiedades físicas del material, las condiciones ambientales tóxicas o inflamables, duración y acciones de mitigación. Los efectos pueden afectar al personal o equipos de la planta, la población residente alrededor y el medio ambiente. Las consecuencias peligrosas son estimadas en cinco fases:

- Descarga
- Dispersión
- Efectos Inflamables
- Efectos Tóxicos
- Efectos Ambientales

Las consecuencias de inflamabilidad, reactividad y toxicidad de las diferentes sustancias que manejan y almacenan los componentes analizados, están contemplados en la norma NFPA 704 de la National Fire Protection Association a través del uso del diamante de fuego que comunica los peligros de materiales peligrosos, tal como se indica en la Figura 1-3.

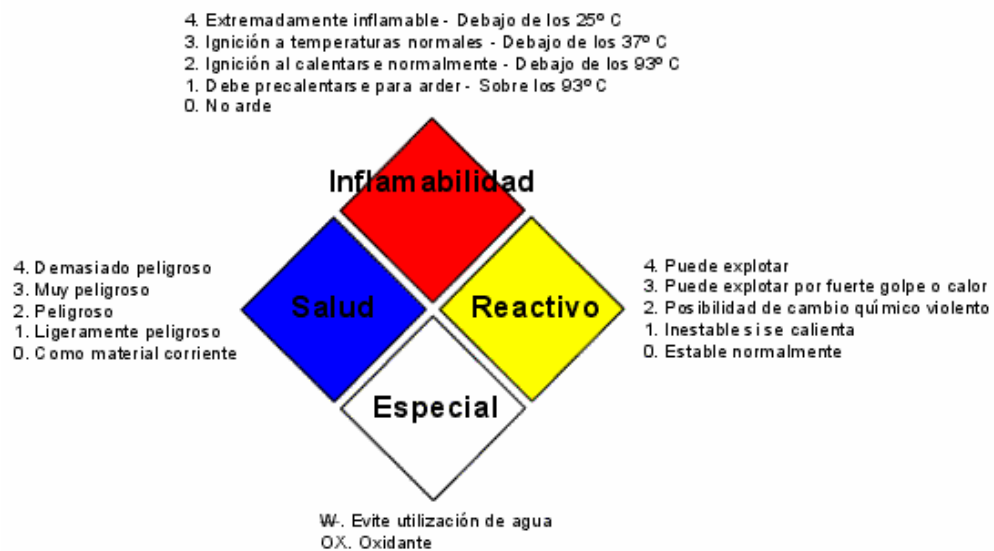


FIGURA 1-3. DIAMANTE DE FUEGO DE LA NORMA NFPA 704

En las consecuencias por descarga, la fuente de peligro incluye agujeros y ruptura en tuberías y recipientes, agujeros en sello de bombas y agujeros en válvulas de alivio. La tasa de masa de materiales y las condiciones del material y del ambiente en el tiempo son factores claves en el cálculo de las consecuencias.

Estas descargas pueden ser instantáneas, como es el caso de la ruptura catastrófica de un recipiente o constantes, como es la pérdida de material en un periodo limitado de tiempo. La naturaleza del evento puede afectar los resultados. Con una apropiada ecuación es posible modelar estas dos condiciones: instantáneas o constantes.

En las consecuencias por dispersión, cuando un líquido volátil o vapor es arrojado, este puede ser o no visible. La nube de vapor se dispersa al mezclarse con el aire hasta llegar a niveles seguros o es encendida. Estos niveles poseen rasgos que determinan los impactos de la nube de vapor, mencionados a continuación:

- a) Densidad
- b) Altura de la emisión y dirección
- c) Velocidad de descarga
- d) Clima

Dentro de los efectos inflamables, existen cinco tipos que pueden resultar en la quema de un hidrocarburo

- a) Destello de fuego
- b) Bola de fuego
- c) Chorro de flama
- d) Fuente de fuego
- e) Explosión

Una nube que contiene materiales inflamables puede que no explote inmediatamente. Si la concentración inicial en la descarga del material esta por debajo del límite superior de inflamabilidad, este no podrá encenderse. La tasa de quema y la velocidad de la flama determina que tipo de fuego resulta.

En los efectos tóxicos, las consecuencias son determinadas por la concentración y su duración. Se utiliza dos métodos para valorar las consecuencias de una descarga tóxica. La primera utiliza un criterio simple que identifica un nivel específico como es los efectos adversos en la salud de los individuos que puedan ocurrir. El segundo método refleja la probabilidad del daño en una población al recibir una cierta dosis.

Los efectos ambientales más severos tratan fugas de materiales que causan daños en la flora y fauna. La valoración de los daños ambientales es extremadamente difícil debido a que envuelve muchos factores para su limpieza y en la estimación de costos.

1.8. Cálculo del riesgo

Dado que la Inspección basada en Riesgos define el riesgo como un producto de las consecuencias y probabilidades de falla, en términos matemáticos, el riesgo para un escenario es:

$$\text{Riesgo}_S = C_S \times F_S \quad (\text{ec. 1-2})$$

Para cada equipo, el riesgo es la suma de todos los riesgos de un escenario. Las unidades del riesgo dependerán del interés que se desee, por ejemplo m^2 por año en consecuencias tóxicas o inflamables, dólares por año para consecuencias ambientales o interrupciones de operación. El riesgo para un equipo es:

$$\text{Riesgo}_{\text{Equipo}} = \sum \text{Riesgos} \quad (\text{ec. 1-3})$$

Con estos resultados se puede desarrollar un programa de inspección con el objeto de reducir los riesgos encontrados. Para hacerlo se necesita establecer:

- a) Qué tipo de daño se busca
- b) Dónde se busca el daño
- c) Cómo se busca el daño
- d) Cuándo se busca el daño

Qué y donde establecen lo que hay que revisar en los datos de diseño, de proceso y la historia del equipo, Cómo es para decidir la revisión de la densidad y variabilidad de daños, las muestras

válidas de inspección, las muestras de tamaño, la capacidad de detección del método y la validez para predicciones futuras basadas en observaciones pasadas. Cuándo relaciona la vida restante del equipo.

El análisis de riesgos puede ser realizado en tres niveles de estudio diferentes. El nivel 1 involucra un análisis de riesgos de forma cualitativa, utilizado para la predicción del nivel de riesgo de cada componente y poder diseñar el programa de inspección más adecuado. El nivel 2 abarca un estudio cuantitativo, el cual se realiza con los datos obtenidos del programa de inspección diseñado y donde los resultados son presentados en función del área afectada debido a las consecuencias inflamables o tóxicas. El nivel 3 es de tipo cuantitativo que comprende una investigación más profunda de los resultados originados por el análisis de riesgos de nivel 2, el cual determina un análisis económico en la compañía en función del área afectada en el componente en estudio en caso de producirse una falla con respecto al impacto ambiental en la eliminación de contaminantes y repercusiones por la para de producción, indemnización y reparación de los componentes afectados.

CAPÍTULO 2

2. PROCEDIMIENTO APLICADO EN EL ANÁLISIS DE RIESGOS

2.1. Identificación del escenario de análisis

La identificación de los escenarios de análisis para la aplicación de la inspección basada en riesgos es un juego de circunstancias que involucra el deterioro de los equipos a analizar, la posibilidad de que estos fallen, los eventos subsecuentes a la falla y las consecuencias que se podrían tener, como por ejemplo:

- Susceptibilidad de los materiales a la corrosión, a la fatiga por carga cíclica o daños por impacto o falta de mantenimiento
- Eventos subsecuentes como incendios, explosiones o emisión de gases peligrosos

- Consecuencias a la salud y seguridad de los empleados y público en general, daños ambientales y pérdidas económicas de producción y equipos.

Para la identificación del escenario existen diferentes técnicas que ayudan a identificar las fallas y los eventos, tales como:

- Estudio de Operabilidad y Peligrosidad
- Análisis de los modos de fallas y sus efectos
- Análisis de árbol de fallas
- Análisis de árbol de eventos
- Análisis de seguridad humana

Las dos primeras técnicas fueron mencionadas en el capítulo anterior, mientras que el análisis de árbol de fallas es utilizado para la identificación y análisis de los eventos que pueden iniciar un accidente, con lo que se logra determinar la cadena de eventos y circunstancias de una falla. Esta herramienta es muy utilizada para estudiar las rutas de porque un accidente puede ocurrir y es particularmente efectiva para la identificación de escenarios de accidentes. Para su aplicación se requiere de grandes habilidades

y esfuerzos para implementarlo, por lo que se utiliza solamente en industrias donde las consecuencias de las fallas pueden ser severas.

El análisis de árbol de eventos, al igual que la técnica anterior, es utilizado para la identificación de escenarios, basándose en que las fallas ocurren como resultado de una secuencia de eventos. Esta técnica es menos efectiva para el análisis de las causas de fallas en un sistema.

El análisis de la seguridad humana es una medición que cuantifica la interacción entre el ser humano y el sistema. Su principal objetivo es la de proveer un conocimiento de la contribución hecha por todas las personas en el sistema a analizar, influyendo en la eficiencia de todo el personal tales como operadores, técnicos, ingenieros de mantenimiento, etc. que son tratados normalmente como un grupo.

2.2. Adquisición de datos de operación

Para un análisis de riesgos en forma cuantitativa es necesario obtener una completa descripción del diseño, fabricación, condiciones de servicios y programas de inspección de cada componente a ser evaluado. Para un análisis cualitativo la cantidad

de datos necesarios es menos extensa, pero la precisión de los requerimientos es similar. Si una definición consistente es utilizada para la recopilación de datos, la información obtenida para el análisis cualitativo puede ser utilizada para un posterior análisis cuantitativo.

La hoja de datos requeridos en un análisis de riesgo se muestra en el Apéndice D y esta compuesta de 6 partes principales que se describen a continuación

- **Encabezado.-** Es una descripción del equipo que contiene datos primarios del componente a inspeccionar, los cuales incluyen el número del equipo con que se encuentra registrado en la planta, la categoría a la que pertenece el equipo para establecer los valores genéricos de frecuencia de fallas de acuerdo a los datos de la Tabla 2.1, una descripción del equipo para que sea identificado por un analista que no este familiarizado con el proceso, número del elemento, número del plano de instrumentación y sistema de control, número de diagrama de flujo para identificar el flujo principal del proceso y obtener información sobre la composición, condición, caudal, etc., que debe ser registrada.

TABLA 2.1

CLASIFICACIÓN DE COMPONENTES EN CATEGORÍAS

Categoría	Equipos
Columna	Columna de destilación, absorbedor y recipientes similares
Compresor 1	Compresor centrífugo
Compresor 2	Compresor reciprocante
Filtro	Tipo estándar de filtro y colador
Aletas / Ventilador	Tipo de aleta o ventilador intercambiadora de calor
Intercambiador de calor, coraza	Coraza del condensador recalentador y otros tipos de intercambiadores
Intercambiador de calor, tubos	Tubo del condensador, recalentador y otros tipos de intercambiadores
Tuberías	Tuberías de cualquier servicio
Bomba 1	Bomba centrífuga, sello único
Bomba 2	Bomba centrífuga, sello doble
Bomba 3	Bomba reciprocante
Reactor	Recipiente de reacción
Tanque	Recipiente de almacenaje de baja presión
Recipiente	Recipiente a presión, cualquier servicio

- **Información Universal.-** Son datos aplicados a todos los equipos en estudio. Esta parte necesita ser llenada solo una vez y debe contener información sobre la identificación del trabajo realizado de acuerdo al código asignado por la planta, la condición con que se encuentra en la planta de acuerdo a un factor de modificación del equipo obtenido en el análisis de probabilidad de falla, la menor temperatura ambiental registrada y la actividad sísmica del sector
- **Información Mecánica.-** Son datos que se aplican a todos los equipos en estudio y que definen el diseño y fabricación de cada componente, la cual necesita ser llenada solamente una vez y contiene datos como los espesores originales, la longitud de acuerdo a la Tabla 2.2, diámetro principal con respecto a la Tabla 2.3, diámetros secundarios en caso de intercambiadores de calor de coraza, número de bandejas en el caso de columna de destilación, fecha de fabricación, código de fabricación, estado del código, revestimiento interior del recipiente, presión y temperatura de diseño, vida de diseño, tiempo en servicio, aislamiento, revestimiento exterior, tubería de intercambio de calor, material de construcción y complejidad de fabricación

TABLA 2.2

TABLA DE MEDICIONES MÍNIMAS REQUERIDAS

Tipo de equipo	Medición
Recipiente a presión	Longitud del cilindro, excluida las cabezas
Columnas de destilación	Para columnas de diámetro uniforme que son tratadas como un solo componente se mide la longitud total, excluida las cabezas
	Para columnas de diámetro uniforme que son tratadas como dos medias columnas, se mide la una mitad de la longitud total, excluida las cabezas
	Para columnas con reducción de sección, se mide la longitud de la sección específica, incluida la zona de transición
Intercambiador de calor, coraza	La longitud, excluyendo los canales y las cabezas
Intercambiador de calor, tubo	La longitud de los canales más la longitud de los tubos en la coraza
Bombas y compresores	Ninguno (Son considerados que no tienen volumen)
Tanques	Altura
Tuberías	Longitud total del segmento de tubería incluyendo cualquier ramificación

TABLA 2.3

TABLA DE MEDICIONES DE DIÁMETRO PRINCIPAL REQUERIDAS

Tipo de equipo	Medición
Recipientes, columnas	Diámetro interior
Intercambiadores de calor, coraza	Para corazas de diámetro uniforme, el diámetro interior
	Para intercambiadores tipo K u otros, el máximo diámetro perpendicular a la longitud. Para tuberías dobles, el diámetro del tubo exterior
Intercambiadores de calor, tubos	Para tuberías dobles, el diámetro del tubo interior. Para los otros tipos de intercambiadores, el diámetro del canal
Bombas, compresores	Ninguno
Tuberías	Diámetro nominal

- **Información del Proceso.-** Provee datos concernientes al proceso y operación de todos los elementos del equipo. La información que contiene incluye el grupo de inventario en caso de existir elementos similares en otros equipos, características del fluido del proceso, componentes representativos en la que se debe tratar de incluir información sobre el punto normal de evaporación, la temperatura de auto ignición, el peso molecular, la capacidad calorífica, la densidad y la toxicidad, las condiciones de operación tales como la presión, temperatura, concentración de contaminantes, la probabilidad de fallas con respecto a los tres datos anteriores de acuerdo a la Tabla 2.4, el porcentaje y densidad del líquido y vapor en el componente, el estado inicial y final de la emisión de fluido de acuerdo al cálculo de la consecuencia, las reparaciones por año, las condiciones que afectan a las válvulas de alivio, el rango de estabilidad y los datos para encontrar el módulo técnico. Estos últimos datos son suministrados en un análisis de la probabilidad de falla del equipo.
- **Información de mantenimiento o de inspección.-** da información completa del equipo con respecto al registro de inspección y mantenimiento

TABLA 2.4

PROBABILIDAD DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA

Categoría	Probabilidad de ocurrencia
A	Condición que puede ser observada con facilidad en el pasado
B	Condición que puede juzgarse a que ocurra durante el tiempo de vida con facilidad
C	Condición que puede juzgarse a que ocurra solamente en el tiempo de vida con facilidad de 10 plantas
D	Condición que es teóricamente posible pero puede juzgarse como que es improbable que ocurra

- **Información del sistema de seguridad.-** Permite calcular los valores de consecuencia en el análisis de riesgos de acuerdo a la efectividad de los componentes de detección y facilidades de mitigación que posee el equipo analizado, además del sistema de aislamiento, tal es el caso de las válvulas de seguridad. Estos componentes son clasificados de acuerdo a las guías encontradas en la Tabla 2.5

TABLA 2.5

GUÍA DE VALORACIÓN DEL SISTEMA DE DETECCIÓN Y AISLAMIENTO

Tipo de sistema de detección	Clasificación de la detección
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdida de material por el cambio de las condiciones de operación en el sistema	A
Detector convenientemente localizado para determinar cuando el material esta sobre la parte externa del componente presurizado	B
Detección visual, cámaras o detectores con alcance marginal	C
Tipo de sistema de aislamiento	Clasificación del aislamiento
Sistema de aislamiento activado directamente por la instrumentación	A
Sistema activado por el operado desde un cuarto de control remoto	B
El aislamiento depende de la operación manual de las válvulas	C

2.3. Identificación del deterioro y modos de fallas

Una adecuada identificación de los mecanismos de deterioro y del modo de falla a que están susceptibles todos los equipos incluido en un programa de inspección basado en riesgos es esencial para que el programa tenga la efectividad deseada. Un especialista en metalurgia o en corrosión debe ser consultado para definir los mecanismos de deterioro del equipo. Los datos usados deberán ser validados y documentados.

Es importante la identificación del mecanismo de deterioro que puede ocurrir en las industrias de procesos químicos y de hidrocarburos, el cual depende del entendimiento completo de la operación de los equipos involucrados y de la interacción con el ambiente químico y condiciones mecánicas.

Existen 4 mecanismos importantes de deterioro observados en este tipo de industrias: Reducción de espesor, Fisuras por corrosión bajo esfuerzos, Deterioro de propiedades metalúrgicas y ambientales, y Deterioro de propiedades mecánicas.

La reducción de espesor incluye la corrosión general, la corrosión localizada, picaduras y otros mecanismos que causan pérdida de material en las superficies internas y externas. Los efectos de la

reducción de espesor pueden determinarse por medio de las mediciones de espesores, edad del equipo, tasa de corrosión, presión de diseño, presión y temperatura de operación y tipos de inspección realizadas.

Las fisuras por corrosión bajo esfuerzo ocurren cuando los equipos son expuestos a diferentes ambientes que provocan fisuras. La susceptibilidad puede considerarse alta, media o baja dependiendo de los materiales de construcción, condiciones de operaciones, concentración de sustancias corrosivas en el proceso y variables de fabricación tal como un tratamiento térmico después de la soldadura, estas fisuras pueden resultar en fugas o ruptura en los equipos.

El deterioro de las propiedades metalúrgicas y ambientales dependen por lo general del ambiente del proceso y del cambio de las propiedades físicas del material, la más común de las fallas es la ocurrida por el ataque por hidrógeno a alta temperatura en aceros al carbono y de baja aleación, la cual depende del tiempo de exposición, la presión parcial del hidrógeno, la temperatura de operación y del material de construcción.

El deterioro de las propiedades mecánicas depende de muchos factores al igual que el caso anterior. Los mecanismos más comunes son la fatiga (térmica, mecánica y de corrosión), ruptura por fluencia del material y sobrecarga de tensión.

2.4. Análisis de las consecuencias de fallas

El análisis de consecuencias dentro de un programa de inspección basado en riesgo es utilizado para establecer el nivel relativo de riesgo de los diferentes componentes involucrados con respecto a que se presente una falla. Este tipo de análisis puede ser realizado de manera cualitativa o cuantitativa.

En un análisis cualitativo, se obtiene diferentes categorías de consecuencia que van desde la A hasta la E como nivel alto o bajo respectivamente, los cuales son determinados por diferentes factores de peso que involucran un análisis del fluido del proceso involucrado, en donde se analiza la inflamabilidad, reactividad y toxicidad del mismo.

En un análisis cuantitativo, el cálculo de las consecuencias involucra uno o más escenarios de fallas basados en el tipo de fluido del proceso, el estado del fluido dentro del equipo, las propiedades importantes del fluido, las variables de operación en el

proceso, la cantidad de masa que puede ser expulsada en caso de fugas, los modos de falla y el estado del fluido después de su emisión en condiciones ambientales.

Dentro de las unidades de medición utilizadas en el análisis de consecuencia, se tiene que considerar primero la naturaleza del peligro existente alrededor de los componentes analizados, para luego seleccionar la unidad más adecuada para expresar las consecuencias que podría tenerse en caso de ocurrir alguna falla.

Entre las unidades utilizadas en la determinación de las consecuencias se tiene principalmente el costo con respecto a la pérdida de producción, pérdida de producto, reparación o reemplazo de equipos, interrupción de negocios, pérdidas de mercado y compensaciones.

Otras de las unidades utilizadas es la de área afectada en caso de ocurrir una falla y va a depender de las características del fluido del proceso tales como toxicidad y inflamabilidad.

Una unidad común también utilizada es el daño ambiental que involucra parámetros como las tierras perdidas por año o número de recursos biológicos consumidos. También es expresada en algunos casos usando el costo, en términos de dólares por año.

2.4.1. Determinación de las consecuencias

La determinación de las consecuencias dependerá del tipo de análisis que se está realizando en cada componente. Si el análisis es de tipo cualitativo, este requerirá de la información general de cada componente. La cual comprende principalmente las características del fluido del proceso en lo que respectan a su nivel de inflamabilidad, reactividad y toxicidad de acuerdo a la norma 704 de la NFPA, de la cantidad de material disponible en el interior de cada componente, sus propiedades a condiciones atmosféricas, las condiciones de seguridad existentes y de la población cercana al lugar donde se encuentra el componente en análisis. Estos factores son colocados en una tabla de evaluación y el resultado final genera un rango de consecuencia entre A hasta E, donde A representa un nivel de consecuencia bajo y E representa un nivel de consecuencia alto. Estas tablas de evaluación serán presentadas más adelante en la sección de este capítulo correspondiente a la determinación del índice de riesgo de forma cualitativa.

Para un análisis cuantitativo de las consecuencias del fluido de trabajo de los componentes en estudio, se deben realizar los siguientes ocho pasos que se mencionan y explican a continuación y su relación se observa en la Figura 2-1.

- a) Determinación del fluido representativo y sus propiedades
- b) Seleccionar el juego de agujeros, para encontrar el posible rango de probabilidad en el cálculo del riesgo
- c) Estimación de la cantidad total de fluido disponible en una emisión
- d) Estimación la tasa potencial de emisión
- e) Definir el tipo de emisión, para determinar el método a usar para el modelado de dispersión y la consecuencia
- f) Seleccionar la fase final del fluido (Líquido o gas)
- g) Evaluar el efecto de reacción después de una fisura
- h) Determinación del área potencialmente afectada por la emisión, o el costo relativo en el tiempo de para

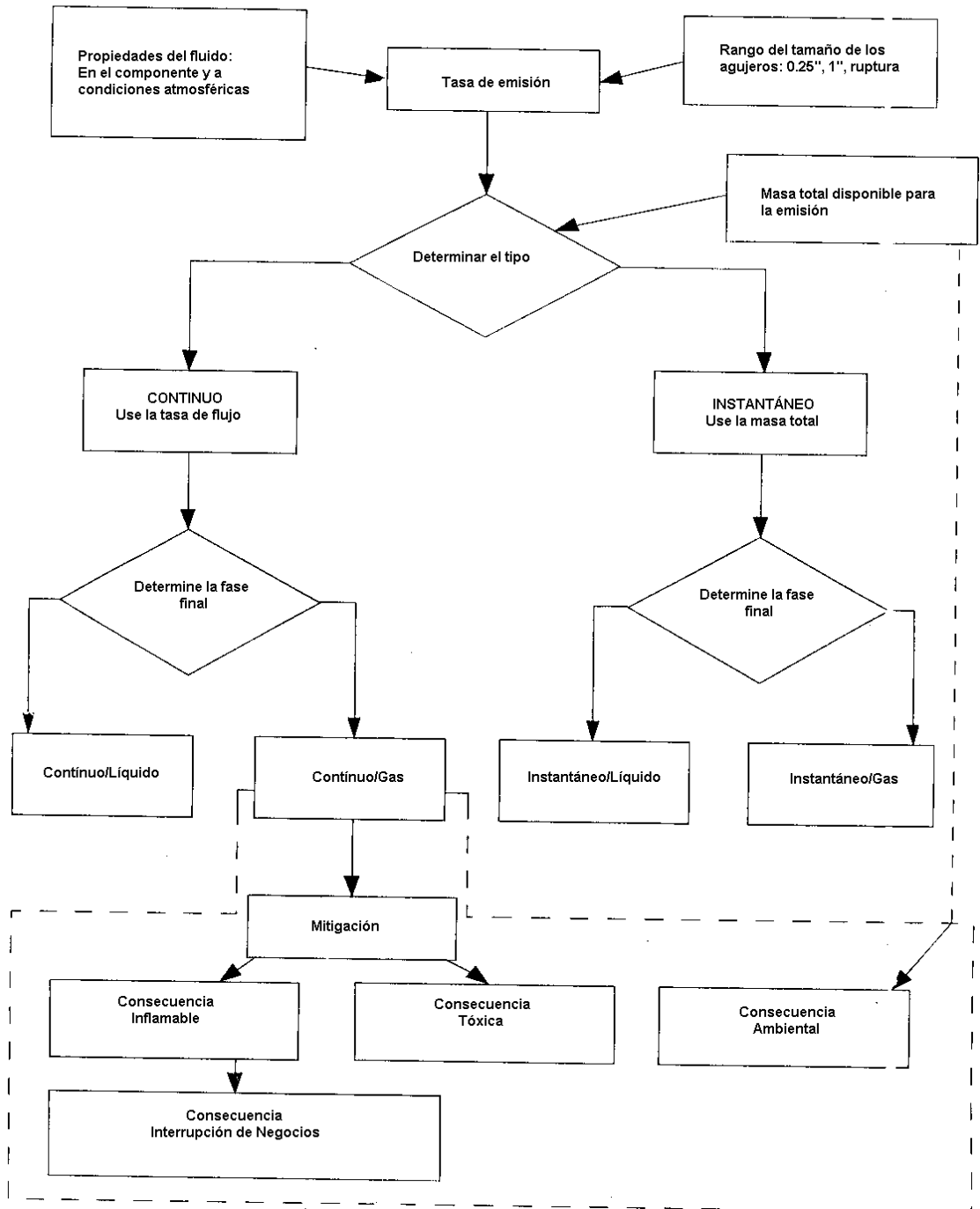


FIGURA 2-1. FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA CONSECUENCIA

- **Determinación del fluido representativo.**- Posee una gran importancia, debido a que va a definir todo el análisis que se va a realizar al determinar el nivel de consecuencias y además son pocos los fluidos de procesos que son considerados como material puro, estos materiales pueden ser encontrados en la Tabla 2.6.

Para fluidos mezclados, el fluido representativo debería ser definido primero por el punto normal de evaporación y el peso molecular y segundo por su densidad. En caso de no conocer estos valores, se puede calcular el valor de la propiedad de la mezcla con la siguiente ecuación.

$$\text{Propiedad}_{\text{Mezcla}} = \sum x_i \cdot \text{Propiedad}_i \quad (\text{ec. 2-1})$$

En donde x_i representa la fracción molar de cada compuesto y Propiedad_i puede ser el punto normal de evaporación, el peso molecular o la densidad. Estas propiedades pueden encontrarse también en los libros de química y en apéndice E se detallan las propiedades de los fluidos más representativos.

TABLA 2.6

LISTA DE MODELOS DE MATERIALES EN EL ANÁLISIS DE RIESGOS

Material Representativo	Ejemplo de materiales utilizados
C ₁ — C ₂	Metano, etano, etileno, GLN
C ₃ — C ₄	Propano, butano, GLP
C ₅	Pentano
C ₆ — C ₈	Gasolina, nafta, heptano
C ₉ — C ₁₂	Diesel, keroseno
C ₁₃ — C ₁₆	Gasolina de avión, gas atmosférico
C ₁₇ — C ₂₅	Bunker, crudo
C ₂₅₊	Residuos, crudo pesado
H ₂	Hidrógeno solamente
H ₂ S	Ácido sulfhídrico solamente
HF	Ácido fluorhídrico
Agua	Agua
Vapor	Vapor
Ácido (bajo)	Ácido de baja presión y NaOH
Ácido (medio)	Ácido de baja presión y NaOH
Ácido (alto)	Ácido de baja presión y NaOH
Aromáticos	Benzeno, tolueno, xileno
Estireno	Estireno

- **Selección del juego de agujeros.-** Para el cálculo del riesgo se debe seleccionar un juego de tamaños de agujeros apropiado, los cuales ya se encuentran preestablecidos y estos agujeros representan los casos de tamaño pequeño, mediano, grande y ruptura.

Dependiendo del tipo de componente, algunos tamaños de agujeros no serán aplicables en la determinación de las consecuencias.

Para el caso de tuberías, los 4 tamaños son utilizados, siempre que el diámetro de la fisura sea menor o igual al diámetro de la tubería analizada.

En el caso de bombas, no se considera la ruptura y se utiliza solamente los tres primeros tamaños. Si el análisis se realiza en compresores de tipo centrífugo o recíprocante, solo se deberá utilizar los tamaños mediano y largo.

En la Tabla 2.7 se muestran los tamaños de agujeros utilizados para realizar el análisis cuantitativo del riesgo de cada componente en estudio.

TABLA 2.7

TAMAÑO DE AGUJEROS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS CUANTITATIVO

Tamaño de agujero	Rango (pulgadas)	Valor representativo (pulgadas)
Pequeño	0 – ¼	¼
Mediano	¼ - 2	1
Largo	2 – 6	4
Ruptura	> 6	Diámetro del componente, como máximo 16

En caso de analizar recipientes a presión, se utiliza los cuatro tamaños de agujeros para todos los tipos de componentes existentes que se mencionan a continuación.

- a) Recipientes a presión estándar tales como acumuladores y reactores
- b) Filtros
- c) Columnas tales como las de destilación y absorbedores
- d) Intercambiadores de calor, incluyendo las corazas y los tubos
- e) Aletas / Ventiladores de enfriamiento

En tanques de almacenamiento atmosféricos, se requerirá de tamaños especiales de agujeros. Esto se debe a que el piso de los tanques pueden tener fisuras por un largo periodo de tiempo antes de que sea detectado, lo cual genera una contaminación en el suelo, dependiendo del producto almacenado.

La inspección basada en riesgos asume que estos tanques están al menos parcialmente sobre tierra y que el tiempo de detección de una fisura es dependiente del método de detección. Como resultado de estas limitaciones, los siguientes tamaños de agujeros y localizaciones son asumidos para este tipo de recipientes.

- a) Fisuras de $\frac{1}{4}$, 1 y 4 pulgadas para las superficies sobre el suelo de los tanques
 - b) Ruptura del tanque desde las paredes o el piso, con tal de que en la ruptura del piso pueda fluir libremente hacia el suelo alrededor del tanque
 - c) Fisuras de $\frac{1}{4}$ y 1 pulgada en el piso de un tanque de almacenamiento atmosférico.
- **Estimación de la cantidad de fluido disponible en una emisión.-** Establecido los agujeros a utilizar en el análisis, se estima la cantidad de fluido disponible en el componente. El análisis cuantitativo no utiliza los detalles de modelación hidráulica, más bien utiliza un procedimiento simple en la determinación de la masa

de fluido que realmente podría ser emitida en caso de fisuras. El procedimiento estima la masa disponible como el mínimo de dos cantidades:

- a) La masa en el componentes más la masa que puede ser añadida en 3 minutos, con la misma tasa de flujo desde la fisura del elemento, pero limitado hasta 8 pulgadas en las fisuras en caso de ruptura
- b) El total de la masa del fluido modelado asociado con las partes del componente.

El tiempo de 3 minutos se basa en la dinámica de una gran fisura, debido a la alimentación del recipiente, donde el operador reacciona ante una fisura para interrumpir la operación, lo que toma de 1 a 5 minutos, por lo que el tiempo de 3 minutos es un valor promedio dentro de este rango. En caso de fisuras pequeñas, este tiempo no se aplica, debido a que estas no pueden causar que un recipiente se vacíe en forma perceptible.

Para estimar la cantidad de líquido disponible, se utilizan los datos mostrados en la Tabla 2.8, en caso de no conocer el nivel normal de operación.

TABLA 2.8

**CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD
DE LÍQUIDO EN LOS COMPONENTES**

Componente	Porcentaje de Volumen
Líquidos / Columnas de líquido	50% de cada material
Bandeja de columna de destilación	
• Mitad superior	50% vapor
• Mitad inferior	50% líquido
Marmitas y secadores	10% líquido
Acumuladores	50% líquido
Separadores	50% de volumen de cada fase
Bombas y compresores	despreciable
Intercambiadores de calor	50% lado de coraza 50% lado de los tubos
Hornos	50% líquido, 50% vapor en tubos
Tuberías	100% llenas

- **Estimación de la tasa de emisión.-** Esta puede ser instantánea o continua. Este valor dependerá de las propiedades físicas del material, la fase inicial y las condiciones del proceso. Los flujos de dos fases son omitidos por simplicidad en el análisis. Las tasas de emisión en el caso de líquidos se encuentra con la siguiente ecuación.

$$Q_L = C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{g_c}{144}} \quad (\text{ec. 2.2})$$

El coeficiente de descarga C_d , toma un valor de 0.61 en el análisis de riesgos. En caso de gases, se tiene que estimar primero si la emisión será subsónica o sónica, de acuerdo a la siguiente expresión.

$$P_{trans} = P_a \left(\frac{K+1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (\text{ec. 2.3})$$

Si la presión en el equipo es mayor a la encontrada con la ecuación 2.3, la descarga de gas será sónica (ec. 2.4), caso contrario se utilizará la descarga subsónica (ec. 2.5), donde el valor de C_d se encuentra entre 0.85 a

$$W_{gs} = C_d AP \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (\text{ec. 2.4})$$

$$W_{gss} = C_d AP \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K-1}\right) \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{2}{k}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \quad (\text{ec. 2.5})$$

- **Tipo de emisión.-** Puede ser instantánea o continua. Para determinarlas, se analiza el tamaño de agujero y la cantidad emitida durante 3 minutos, de acuerdo a las siguientes consideraciones:
 - a. Todo agujero pequeño se modela como continua.
 - b. Si la cantidad emitida en 3 minutos es de al menos 10000 libras en los demás tamaños de agujeros, se modelará la emisión como instantánea
 - c. Si la tasa de emisión es baja, se modelará como continua.

Las características de dispersión del fluido después de la emisión son dependientes de la fase con respecto al medio ambiente. La Tabla 2.9 provee una guía para determinar la fase del fluido.

TABLA 2.9

GUÍA PARA DETERMINAR LA FASE DE UN FLUIDO

Fase en condiciones de operación	Fase en condiciones ambientales	Determinación de la fase final para el cálculo de consecuencias
Gas	Gas	Modele como gas
Gas	Líquido	Modele como gas
Líquido	Gas	Modele como gas, a menos que la temperatura de evaporación al ambiente sea mayor a 80° F, en ese caso modele como líquido
Líquido	Líquido	Modele como líquido

- **Efecto de reacción.-** La evaluación de la respuesta después de una fisura es el paso final en el análisis de las consecuencias. En este punto, varios sistemas de mitigación en el sitio son evaluados en su efectividad de limitar las consecuencias. Dos parámetros importantes son determinados en este punto: La duración de la emisión y la reducción de la propagación de material peligroso. La duración de la emisión es un parámetro crítico en la evaluación de las consecuencias tóxicas y ambientales.

Por estas razones, son necesarios diferentes estudios para estimar la respuesta en los 4 tipos de análisis de consecuencias en el análisis basado en riesgo. En emisiones de material inflamables, las válvulas aislantes sirven para reducir la tasa de emisión para una cantidad específica, dependiendo de la calidad de tales componentes. Las consecuencias ambientales son mitigadas de dos maneras, la primera es a través de barreras físicas y la segunda es el sistema de aislamiento para limitar la duración de la emisión. En emisiones tóxicas, la duración sirve como dato de entrada para estimar las consecuencias tóxicas y los

sistemas de mitigación tales como cortinas de aguas sirven para reducir la cantidad de material esparcido.

La gran mayoría de industrias posee distintos tipos de sistemas de mitigación, diseñados para detectar, aislar y reducir los efectos de las emisiones de material peligroso. La inspección basada en riesgo ha desarrollado una metodología simplificada para evaluar la efectividad de los diferentes sistemas por medio de dos pasos. El primero es clasificar el sistema de detección y aislamiento y el segundo estima los efectos que producen los sistemas de detección y aislamiento en las consecuencias. La tabla 2.5 asigna un rango a los sistemas de detección y aislamiento. La información de esta tabla es solamente aplicada en emisiones continuas.

Los efectos de la clasificación asignada a los sistemas de detección y aislamiento son obtenidos de la tabla 2.10, la cual estima la duración de una fuga, de acuerdo al tiempo utilizado en la detección de la fuga, en el análisis del incidente y decisión de la acción correctiva y la duración de las acciones de correctivas.

TABLA 2.10

ESTIMACIÓN DE LA DURACIÓN DE UNA FUGA

Sistema de detección	Sistema de aislamiento	Duración de la fuga
A	A	20 minutos en fisura de ¼" 10 minutos en fisura de 1" 5 minutos en fisura de 4"
A	B	30 minutos en fisura de ¼" 20 minutos en fisura de 1" 10 minutos en fisura de 4"
A	C	40 minutos en fisura de ¼" 30 minutos en fisura de 1" 20 minutos en fisura de 4"
B	A o B	40 minutos en fisura de ¼" 30 minutos en fisura de 1" 20 minutos en fisura de 4"
B	C	1 hora en fisura de ¼" 30 minutos en fisura de 1" 20 minutos en fisura de 4"
C	A, B o C	1 hora en fisura de ¼" 40 minutos en fisura de 1" 20 minutos en fisura de 4"

- **Estimación de las consecuencias.-** Realizados los pasos previamente descritos, se procede a la determinación de la consecuencia de acuerdo a las diferentes categorías existentes, las cuales son:
 - a. Las consecuencias inflamables y tóxicas son calculadas por medio de un árbol de eventos a fin de determinar la probabilidad de los diferentes resultados combinado con los valores de las ecuaciones antes mencionadas, y poder determinar la magnitud de las consecuencias
 - b. El riesgo de la interrupción de los negocios es estimado como función de los resultados de las consecuencias inflamables
 - c. Las consecuencias ambientales son determinadas directamente a partir de la masa disponible para una emisión.

Las categorías antes mencionadas son elegidas de acuerdo a la necesidad de cada compañía, debido a que las consecuencias inflamables y tóxicas son medidas en función del área afectada, mientras que las

consecuencias ambientales y por interrupción de los negocios son estimadas en unidad monetaria.

▶ Consecuencias Inflamables.- Para materiales inflamables, la consecuencia es determinada por el área afectada debido a la ignición de una emisión. El resultado final obtenido dependerá de la probabilidad de las siguientes opciones de salida:

- a. Dispersiones seguras
- b. Chorro de fuego
- c. Explosión de una nube de vapor
- d. Llamada
- e. Bola de fuego
- f. Estanque de fuego

El procedimiento para encontrar las consecuencias inflamables es simplificado enormemente en el análisis de riesgo y es determinado con la siguiente información:

- a. El material representativo y sus propiedades
- b. El tipo y fase de dispersión
- c. La tasa de emisión o masa, dependiendo del tipo de dispersión y de los efectos de las medidas de mitigación

Con estos datos, se procede a encontrar la consecuencia por medio de 6 pasos. El primero consiste en anotar el tipo de emisión y la fase de la dispersión. Segundo, se selecciona entre las Tablas 2.11, 2.12, 2.13 y 2.14, de acuerdo al tipo de emisión. Tercero, elegir la sección de la tabla seleccionada a utilizar, donde la parte izquierda es para gases y la parte derecha es para líquidos. Cuarto, elegir si se desea saber el área afectada del componente o el área de fatalidad. Quinto, seleccionar la ecuación a utilizar dependiendo del material. Por último, se reemplaza el valor de X por la tasa de emisión o la masa emitida, dependiendo del tipo de emisión. El resultado es el área que probablemente será afectada en pies cuadrados.

TABLA 2.11

**ECUACIONES DE CONSECUENCIAS PARA EMISIONES CONTINUAS.
AUTOIGNICIÓN NO PROBABLE**

Material	Fase final gas		Fase final líquido	
	Área afectada del componente	Área de fatalidad	Área afectada del componente	Área de fatalidad
C ₁ — C ₂	$A = 43x^{0.98}$	$A = 110x^{0.96}$		
C ₃ — C ₄	$A = 49x^{0.98}$	$A = 125x^{0.96}$		
C ₅	$A = 25.2x^{0.98}$	$A = 62.1x^{1.00}$	$A = 536x^{0.90}$	$A = 1544x^{0.90}$
C ₆ — C ₈	$A = 29x^{0.98}$	$A = 68x^{0.96}$	$A = 182x^{0.89}$	$A = 516x^{0.89}$
C ₉ — C ₁₂	$A = 12x^{0.98}$	$A = 29x^{0.96}$	$A = 130x^{0.90}$	$A = 373x^{0.89}$
C ₁₃ — C ₁₆			$A = 64x^{0.90}$	$A = 183x^{0.89}$
C ₁₇ — C ₂₅			$A = 20x^{0.90}$	$A = 57x^{0.89}$
C ₂₅₊			$A = 11x^{0.91}$	$A = 33x^{0.89}$
H ₂	$A = 198x^{0.992}$	$A = 614x^{0.993}$		
H ₂ S	$A = 32x^{1.00}$	$A = 52x^{1.00}$		
HF				
Aromáticos	$A = 121.39x^{0.8911}$	$A = 359x^{0.8821}$		
Estireno	$A = 121.39x^{0.8911}$	$A = 359x^{0.8821}$		

TABLA 2.12
ECUACIONES DE CONSECUENCIAS PARA EMISIONES
INSTANTÁNEAS. AUTOIGNICIÓN NO PROBABLE

Material	Fase final gas		Fase final líquido	
	Área afectada del componente	Área de fatalidad	Área afectada del componente	Área de fatalidad
C ₁ — C ₂	$A = 41x^{0.67}$	$A = 79x^{0.67}$		
C ₃ — C ₄	$A = 28x^{0.72}$	$A = 57.7x^{0.75}$		
C ₅	$A = 13.4x^{0.73}$	$A = 20.4x^{0.76}$	$A = 1.49x^{0.85}$	$A = 4.34x^{0.85}$
C ₆ — C ₈	$A = 14x^{0.67}$	$A = 26x^{0.67}$	$A = 4.35x^{0.78}$	$A = 12.7x^{0.78}$
C ₉ — C ₁₂	$A = 7.1x^{0.66}$	$A = 13x^{0.66}$	$A = 3.3x^{0.76}$	$A = 9.5x^{0.76}$
C ₁₃ — C ₁₆			$A = 0.46x^{0.90}$	$A = 1.3x^{0.88}$
C ₁₇ — C ₂₅			$A = 0.11x^{0.90}$	$A = 0.32x^{0.91}$
C ₂₅₊			$A = 0.03x^{0.91}$	$A = 0.081x^{0.99}$
H ₂	$A = 545x^{0.657}$	$A = 982x^{0.993}$		
H ₂ S	$A = 148x^{0.63}$	$A = 271x^{1.00}$		
HF				
Aromáticos	$A = 2.26x^{0.8227}$	$A = 10.5x^{0.7583}$		
Estireno	$A = 2.26x^{0.8227}$	$A = 10.5x^{0.7583}$		

TABLA 2.13

ECUACIONES DE CONSECUENCIAS PARA EMISIONES CONTINUAS.

AUTOIGNICIÓN PROBABLE

Material	Fase final gas		Fase final líquido	
	Área afectada del componente	Área de fatalidad	Área afectada del componente	Área de fatalidad
C ₁ — C ₂	$A = 280x^{0.95}$	$A = 745x^{0.92}$		
C ₃ — C ₄	$A = 315x^{1.00}$	$A = 837x^{0.92}$		
C ₅	$A = 304x^{1.00}$	$A = 811x^{1.00}$		
C ₆ — C ₈	$A = 313x^{1.00}$	$A = 828x^{1.00}$	$A = 525x^{0.95}$	$A = 1315x^{0.92}$
C ₉ — C ₁₂	$A = 391x^{0.95}$	$A = 981x^{0.92}$	$A = 560x^{0.95}$	$A = 1401x^{0.92}$
C ₁₃ — C ₁₆			$A = 1023x^{0.92}$	$A = 2850x^{0.90}$
C ₁₇ — C ₂₅			$A = 861x^{0.92}$	$A = 2420x^{0.90}$
C ₂₅₊			$A = 544x^{0.90}$	$A = 1604x^{0.90}$
H ₂	$A = 1146x^{1.00}$	$A = 3072x^{1.00}$		
H ₂ S	$A = 203x^{0.89}$	$A = 375x^{0.94}$		
HF				
Aromáticos				
Estireno				

TABLA 2.14

**ECUACIONES DE CONSECUENCIAS PARA EMISIONES
INSTANTÁNEAS. AUTOIGNICIÓN PROBABLE**

Material	Fase final gas		Fase final líquido	
	Área afectada del componente	Área de fatalidad	Área afectada del componente	Área de fatalidad
C ₁ — C ₂	$A = 1079x^{0.62}$	$A = 3100x^{0.63}$		
C ₃ — C ₄	$A = 523x^{0.63}$	$A = 1768x^{0.63}$		
C ₅	$A = 275x^{0.61}$	$A = 959x^{0.63}$		
C ₆ — C ₈	$A = 76x^{0.61}$	$A = 962x^{0.63}$		
C ₉ — C ₁₂	$A = 281x^{0.61}$	$A = 988x^{0.63}$	$A = 6.0x^{0.53}$	$A = 20x^{0.54}$
C ₁₃ — C ₁₆			$A = 9.2x^{0.88}$	$A = 26x^{0.88}$
C ₁₇ — C ₂₅			$A = 5.6x^{0.91}$	$A = 16x^{0.91}$
C ₂₅₊			$A = 1.4x^{0.99}$	$A = 4.1x^{0.99}$
H ₂	$A = 1430x^{0.618}$	$A = 4193x^{0.621}$		
H ₂ S	$A = 357x^{0.61}$	$A = 1253x^{0.63}$		
HF				
Aromáticos				
Estireno				

Dependiendo de los sistemas de detección, aislamiento y mitigación, las características de las emisiones son ajustadas, de acuerdo a la tabla 2.15. Estos valores están basados en las experiencias obtenidas en el análisis cuantitativo del riesgo.

Este análisis de las consecuencias posee algunas limitaciones, debido a que el área encontrada no refleja donde va a ocurrir el daño, además que las ecuaciones utilizadas en las Tablas 2.11, 2.12, 2.13 y 2.14 fueron obtenidas a partir de un árbol de eventos estandarizado para cada sustancia. Estos factores resultan en una limitación en la inspección basada en riesgos.

TABLA 2.15

AJUSTES PARA LAS CONSECUENCIAS INFLAMABLES

Clasificación de la respuesta de los sistemas		Ajustes en las consecuencias
Detección	Aislamiento	
A	A	Reduzca la tasa de emisión en un 25%
A	B	Reduzca la tasa de emisión en un 20%
A o B	C	Reduzca la tasa de emisión en un 10%
B	B	Reduzca la tasa de emisión en un 15%
C	C	No hay ajustes
Sistema de mitigación		Ajustes en las consecuencias
Contenedores para derrame junto con un sistema de aislamiento B o mejor		Reduzca la tasa de emisión en un 25%
Sistema de inundación y monitores de agua contra incendios		Reduzca el área de consecuencia un 20%
Solamente monitores de agua contra incendios		Reduzca el área de consecuencia un 5%
Rociadores de espuma		Reduzca el área de consecuencia un 15%

- ▶ Consecuencias Tóxicas.- Para el análisis de las consecuencias tóxicas, se debe primero analizar que tipo de material es contenido en cada componente, debido a que este puede ser inflamable, tóxico o ambos, en donde la inspección basada en riesgo analiza cada una de estas posibilidades.

La inspección basada en riesgo evalúa el riesgo asociado con cuatro materiales tóxicos que típicamente contribuyen al riesgo de toxicidad en las refinerías, tales como el ácido fluorhídrico, ácido sulfhídrico, amoniaco y gas cloro. Las mismas aproximaciones pueden usarse para evaluar otros materiales tóxicos.

El primer paso en el análisis de consecuencias por toxicidad es el de seleccionar un juego de agujeros como se explico anteriormente y de acuerdo al material representativo en el componente, encontrar la tasa de emisión con las ecuaciones 2.2, 2.4 y 2.5 con respecto del porcentaje del material tóxico contenido dentro de los recipientes

en estudio. Se debe tener en cuenta que este análisis no se realiza si la concentración del material en un componente se encuentra por debajo del valor de peligro inmediato para la vida o la salud.

Es necesario estimar la duración de la emisión, la cual depende de la cantidad de material disponible en los componentes y sistemas auxiliares, del tiempo de detección y aislamiento y de las medidas de respuesta que deben ser tomadas. La máxima duración de una emisión en el análisis de riesgo es de 1 hora, debido a se espera que los planes de emergencia en cada compañía responda dentro de un límite de tiempo y además, los ensayos de toxicidad realizadas se han estimado en pruebas con animales con un tiempo de duración entre 5 a 60 minutos.

El tiempo es estimado por medio de la relación entre la cantidad de material disponible en el sistema con respecto a la tasa de emisión. Si el tiempo excede de una hora, deberá recomendarse

el uso de sistemas que disminuyan este tiempo. La duración más efectiva de una emisión se calcula como el mínimo entre los siguientes casos:

- a) Emisión en una hora
- b) Cantidad disponible dividida para la tasa de emisión
- c) Los valores recomendados en la tabla 2.10 sumado el tiempo para que el área aislada sea eliminada del contaminante.

El área afectada es obtenida por medio de las Figuras 2.2 a la 2.8 para las sustancias antes mencionada, dependiendo del tipo de emisión.

En caso de otra sustancia, se la puede ajustar a un juego de curvas desarrolladas para fugas de sustancias ácidas o cáusticas, dependiendo de la presión de trabajo en emisiones continuas aplicando las ecuaciones de la Figura 2.9. Si la emisión es instantánea, estas curvas no se utilizan y no existe un juego de curvas aplicable.

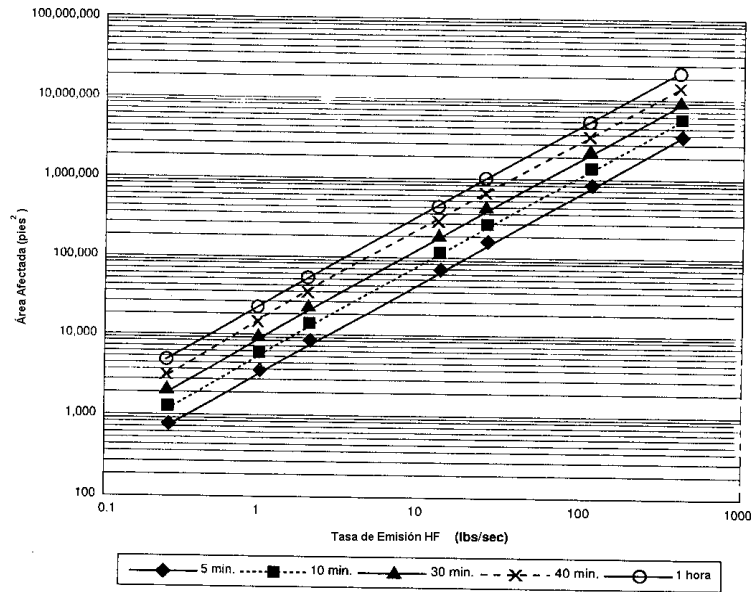


FIGURA 2-2. ÁREA AFECTADA POR EMISIONES CONTINUAS DE HF

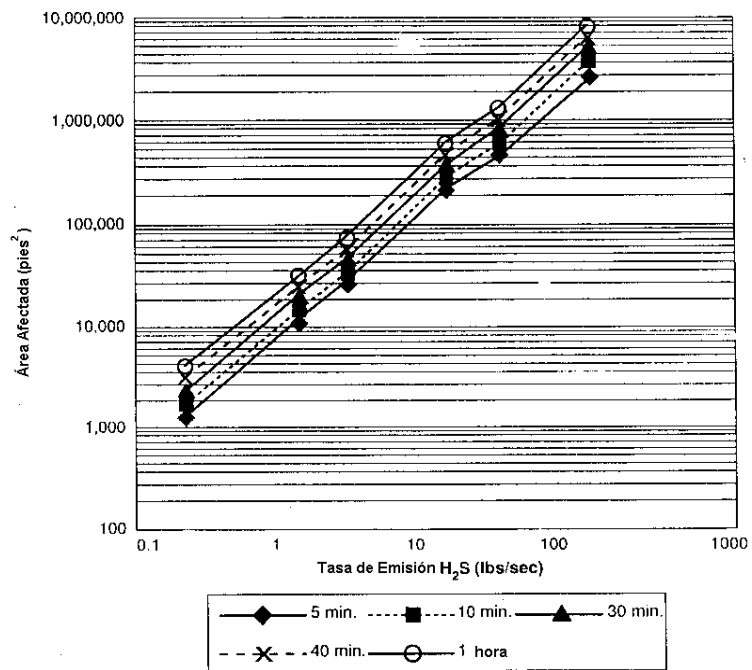


FIGURA 2-3. ÁREA AFECTADA POR EMISIONES CONTINUAS DE H₂S

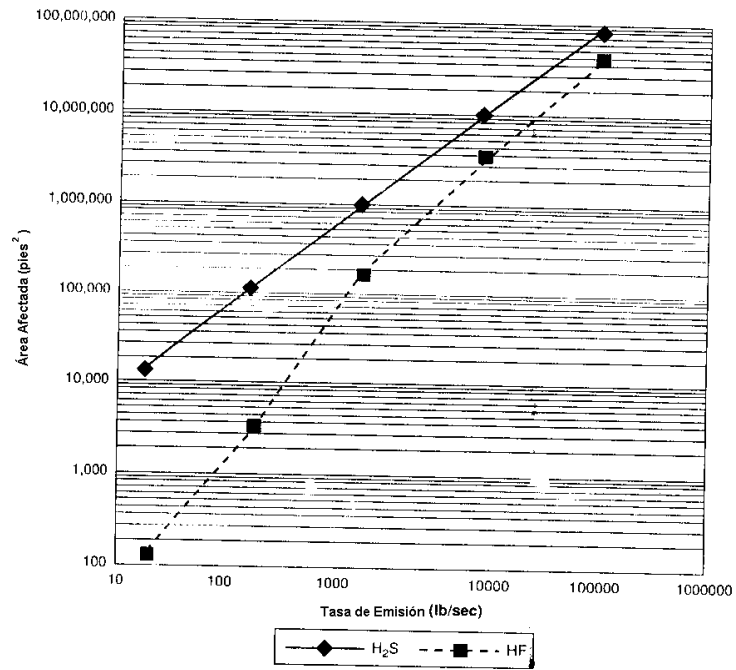


FIGURA 2-4. ÁREA AFECTADA POR EMISIONES INSTANTÁNEAS

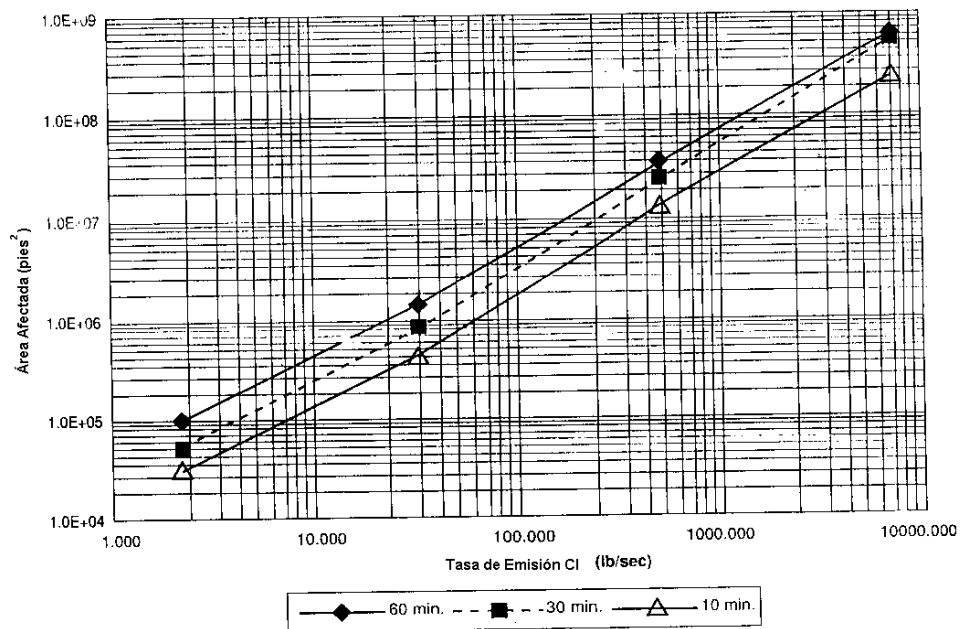


FIGURA 2-5. ÁREA AFECTADA POR EMISIONES CONTINUAS CI

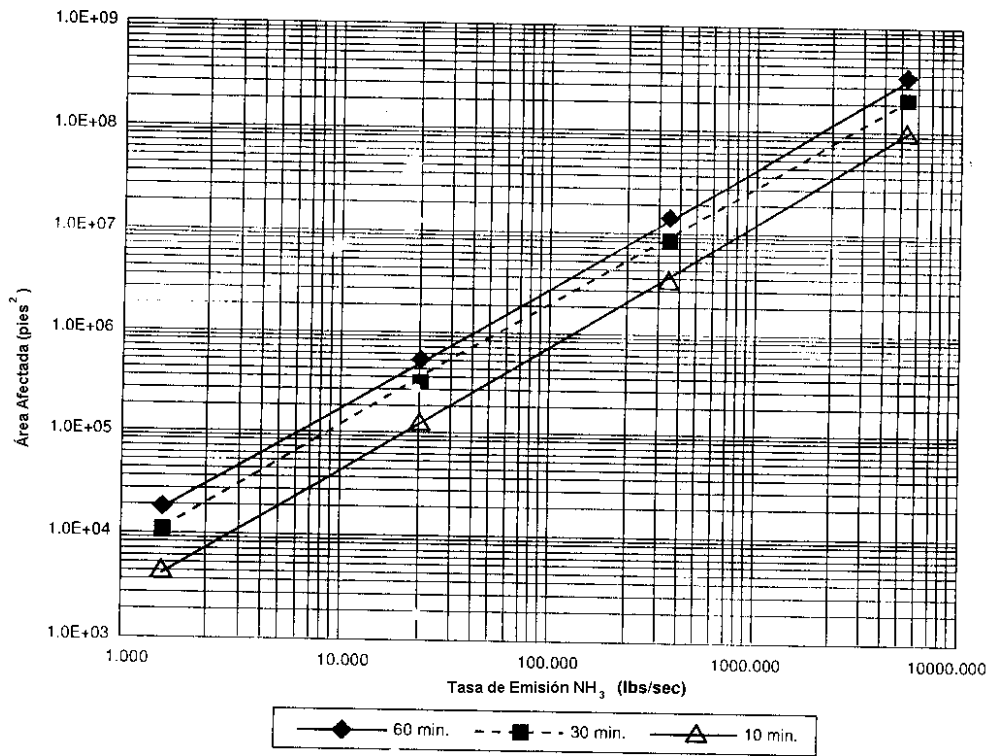


FIGURA 2-6. ÁREA AFECTADA POR EMISIONES CONTINUAS NH₃

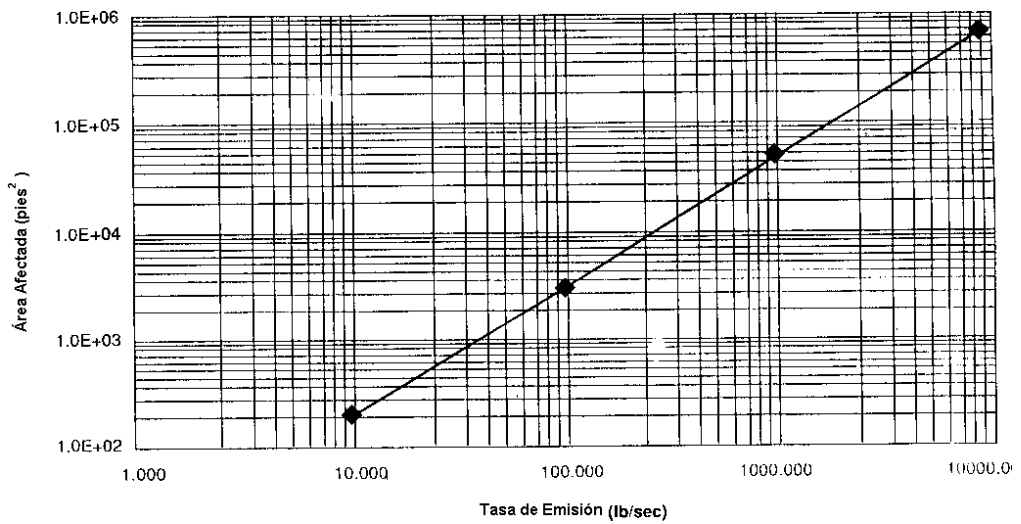


FIGURA 2-7. ÁREA AFECTADA POR EMISIÓN INSTANTÁNEA CI

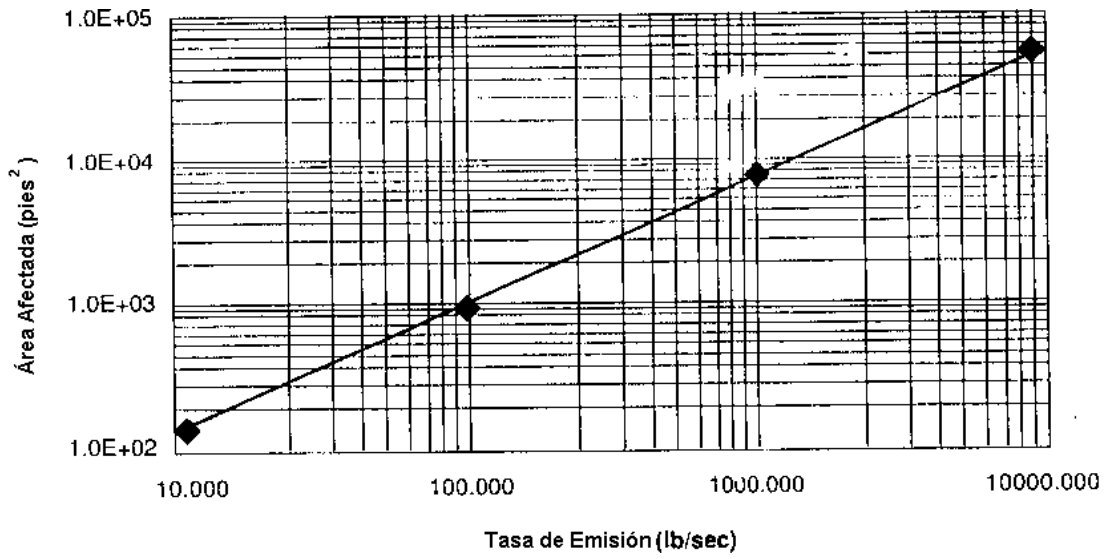


FIGURA 2-8. ÁREA AFECTADA POR EMISIÓN INSTANTÁNEA NH₃

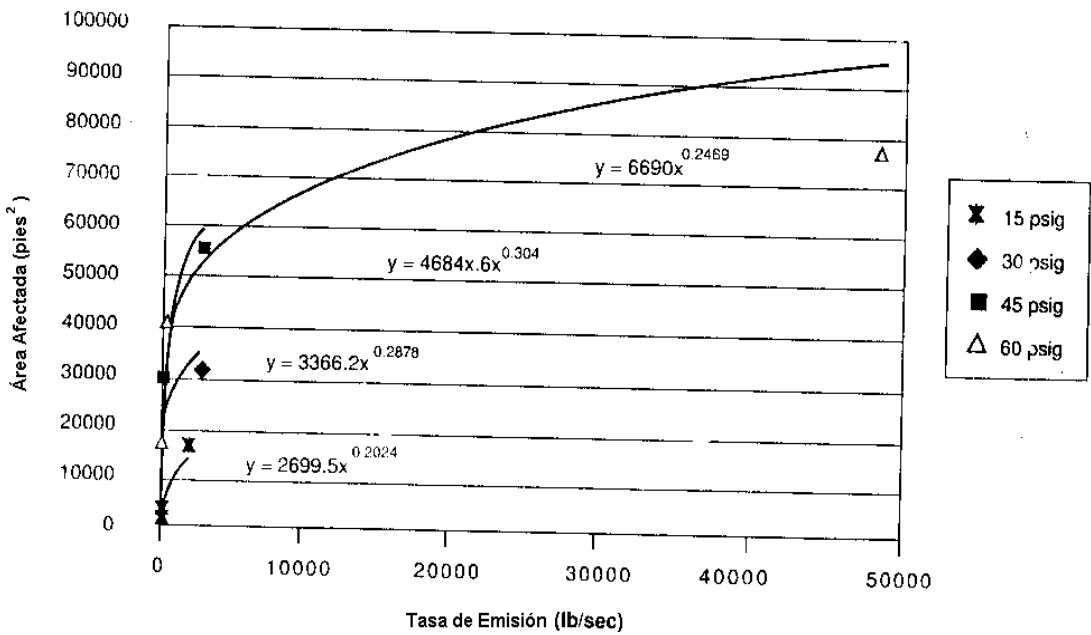


FIGURA 2-9. ÁREA AFECTADA POR ÁCIDOS Y CÁUSTICOS

Si los vapores emitidos por una sustancia son tóxicos, se debe tomar en cuenta el porcentaje de evaporación y aplicar las ecuaciones 2.6 para emisiones continuas y 2.7 para emisiones instantáneas. Estas ecuaciones también son aplicables para el vapor de agua

$$A = 0.6x \quad (\text{ec. 2.6})$$

$$A = 63.317x^{0.6384} \quad (\text{ec. 2.7})$$

El área afectada por toxicidad se ajusta dependiendo de los sistemas de detección, aislamiento y mitigación, por medio del factor de reducción del diseño del sistema de control.

- Consecuencias Ambientales.- Estas se expresarán en términos de costos y se sumarán a los costos del análisis de riesgo financiero. Para este estudio se deben conocer los datos del Apéndice F.

Las compañías tienen la opción de incluir los costos de limpieza del ambiente, debido que la mayoría de componentes se encuentran en áreas

diseñadas para que cualquier líquido no contamine el ambiente en caso de derrames, por lo que sólo se analiza la cantidad de fluido que no pueda ser contenido en estos sectores.

Si el estado final del fluido es líquido con la probabilidad que no ocurra auto ignición, se realiza el análisis. Si la temperatura de evaporación es menor a 200°F, se presume que el líquido se evaporará primero y no se hace el estudio.

Si la emisión es instantánea, se utiliza todo el contenido del recipiente y si es continua, se deberá calcular la duración de la emisión con la Tabla 2.10, teniendo en cuenta que el tiempo no este limitado por la tasa de flujo para cada agujero. Se usa el valor mínimo de la duración, tasa de flujo y densidad para calcular los galones de líquido derramado. Las propiedades se obtienen del Apéndice E. Además se toma en cuenta el porcentaje de líquido evaporado de la Tabla 2.16

TABLA 2.16

PROPIEDADES DE LOS LÍQUIDOS EMITIDOS

Fluido	Peso molecular	Densidad	Temperatura de ebullición	% Evaporación en 24 horas
H ₂	2	4.433	-423	100
C ₁ — C ₂	23	15.639	-193	100
H ₂ S	34	61.993	-75	100
C ₃ — C ₅	58	36.209	31	100
HF	20	60.37	68	100
C ₆ — C ₈	100	42.702	210	90
C ₉ — C ₁₂	149	45.823	364	50
C ₁₃ — C ₁₆	205	47.728	502	10
C ₁₇ — C ₂₅	280	48.383	651	5
C ₂₅₊	422	56.187	981	2

El líquido derramado se multiplicará por el costo de limpieza. Este valor se multiplicará por la frecuencia con que ocurre un agujero junto con el módulo técnico, estos dos valores se explicarán en el análisis de probabilidad de falla. Sume todos los valores involucrados en el análisis de costo ambiental y multiplique este resultado por 0.9, el cual representa la cantidad que se quemará y no contribuirá en una contaminación ambiental.

Si el equipo en estudio es el fondo de un tanque, solo se consideran los agujeros de pequeño y mediano. El usuario debe especificar el tipo de fundación y la forma de detectar fugas, de acuerdo a la Tabla 2.17. Con la tasa de flujo basado en el tipo de fundación y el tiempo de pruebas en los métodos de detección de fugas de la Tabla 2.18, se determina la cantidad emitida en una fuga, la cual se multiplica por el costo de limpieza bajo tierra, la frecuencia genérica y el módulo técnico. El valor representa el riesgo de fugas bajo tierra. La Tabla 2.19 muestra los costos producidos por la eliminación de contaminantes.

TABLA 2.17

FUGAS EN TANQUES BAJO TIERRA

Tipo de fundación	Tasa de emisión (gal/día)	
	Agujero de ¼ pulgada	Agujero de 1 pulgada
Arcilla	0.038	0.15
Fango	5.25	24
Arena	6.5	29
Grava	42	192

TABLA 2.18

TIEMPO DE DETECCIÓN EN FUGA DE PISO DE TANQUES

Método de detección	Tiempo de detección (días) o entrada (galones)
Prueba de rigidez	Tiempo – intervalo entre pruebas
Cantidad monitoreada	Entrada – 10% del volumen del tanque
Serpentines	Entrada – 500 galones
Camisas de vapor	Tiempo – 1 mes

TABLA 2.19

COSTOS DE LIMPIEZA DE CONTAMINANTES

Salida	Primario/Secundario	Unidad
Volumen emitido por cada agujero	Secundario	Galones
Volumen total emitido	Secundario	Galones
Costo de limpieza por cada agujero	Secundario	\$
Costo total de limpieza	Secundario	\$
Riesgo por limpieza por cada agujero	Secundario	\$/año
Riesgo total por limpieza	Primario	\$/año

- ▶ Consecuencias Financieras.- El último análisis es el que involucra las consideraciones financieras, producto de la interrupción de los negocios. Esto involucra los costos debido al área afectada, reparación y reemplazo, tiempo de para, indemnizaciones y limpieza. Las consecuencias se evalúan para cada agujero y son combinadas con la probabilidad de falla.

El primer paso consiste en estimar los costos por los daños ocurridos en un componente. Si los costos no están disponibles, se pueden utilizar los valores sugeridos en el Apéndice G como una aproximación, los cuales fueron estimados en función del acero al carbono. Si se tiene otro material, se deberá multiplicar por los factores sugeridos en la Tabla 2.20.

Es necesario considerar los costos involucrados en el daño de equipos vecinos, en función del área afectada. A estos valores se deben sumar al costo relacionado con el tiempo de para, el se puede obtener del Apéndice H.

TABLA 2.20
FACTORES DE COSTO DE MATERIALES

Material	Factor	Material	Factor
Acero al carbono	1.0	Cubierta de Aleación 600	7.0
1 ¼ Cr ½ Mo	1.3	Revestimiento de teflón	7.8
2 ¼ Cr ½ Mo	1.7	Cubierta de níquel	8.0
5 Cr ½ Mo	1.7	Aleación 800	8.4
7 Cr ½ Mo	2.0	70/30 Cu/Ni	8.5
Cubierta de Ac. Inox. 304	2.1	904L	8.8
9 Cr ½ Mo	2.6	Aleación 20	11
Acero Inoxidable 405	2.8	Aleación 400	15
Acero Inoxidable 410	2.8	Aleación 600	15
Acero Inoxidable 304	3.2	Níquel	18
Cubierta de Ac. Inox. 316	3.3	Aleación 625	26
Revestimiento de caucho	3.4	Titanio	28
Acero Inoxidable 316	4.8	Aleación "C"	29
Revestimiento de vidrio	5.8	Zirconio	34
90/10 Cu//Ni	6.8	Aleación "B"	36

Finalmente, en el caso de existir área afectada, se tomará en cuenta los costos por reparación y reemplazo de equipos aledaños afectados y las indemnizaciones a la población afectada

2.5. Análisis de las probabilidades de fallas

El análisis de probabilidad en un programa de inspección basado en riesgos es utilizado para estimar la probabilidad de que una consecuencia específica adversa ocurra como resultado de la pérdida de contaminantes producto de algún mecanismo de deterioro.

La probabilidad de falla debe considerar todos los mecanismos de daños de un componente, tales como corrosión, fatiga, etc. Se considerará además la actividad sísmica, las condiciones ambientales extremas, errores de diseño y operación, sabotaje, sobrepresión por falla en componentes de alivio e inadvertida sustitución de materiales.

La probabilidad de falla es expresada por lo general en términos de frecuencia, la cual es igual al número de eventos que pueden ocurrir en un tiempo determinado.

Al igual que el análisis de las consecuencias, la probabilidad puede ser analizada de manera cualitativa o cuantitativa. El análisis cualitativo involucra la identificación del sistema, los materiales de construcción y los componentes corrosivos del proceso, además de un conocimiento de la historia de operación, el programa de mantenimiento y las inspecciones programadas. La probabilidad es determinada en categorías que abarcan desde bajo hasta alto.

En el análisis cuantitativo, se involucra factores relacionados con la frecuencia de falla genérica de cada componente en estudio, un factor de modificación relacionado con las condiciones ambientales, mecánicas, de inspección y proceso, y por último un factor de evaluación del sistema de administración de la compañía, con lo que se obtiene la frecuencia de falla de cada componente.

2.5.1. Determinación de la probabilidad de falla

La probabilidad dependerá del tipo de análisis a realizarse en cada componente. Si el análisis es de tipo cualitativo, este requerirá de la información general sobre los posibles mecanismos de deterioro a los que está expuesto cada componente, el tipo de programa de inspección existente en cada compañía, las condiciones de trabajo con respecto a las

típicas encontradas en la industria, de las condiciones del proceso y los datos de diseño. Estos factores son colocados en una tabla de evaluación y el resultado final genera un rango de probabilidad entre 1 hasta 5, donde 1 representa un nivel de probabilidad bajo y 5 representa un nivel de probabilidad alto. Estas tablas de evaluación serán presentadas más adelante en la sección de este capítulo correspondiente a la determinación del índice de riesgo de forma cualitativa.

El análisis cuantitativo involucra un estudio más detallado como se indicó anteriormente y obedece a la ecuación 2.8, donde estos factores involucran parámetros que se observan en la Figura 2.10 y se explican a continuación.

$$Frecuencia_{Ajustada} = Frecuencia_{genérica} \times F_E \times F_M \quad (\text{ec. 2.8})$$

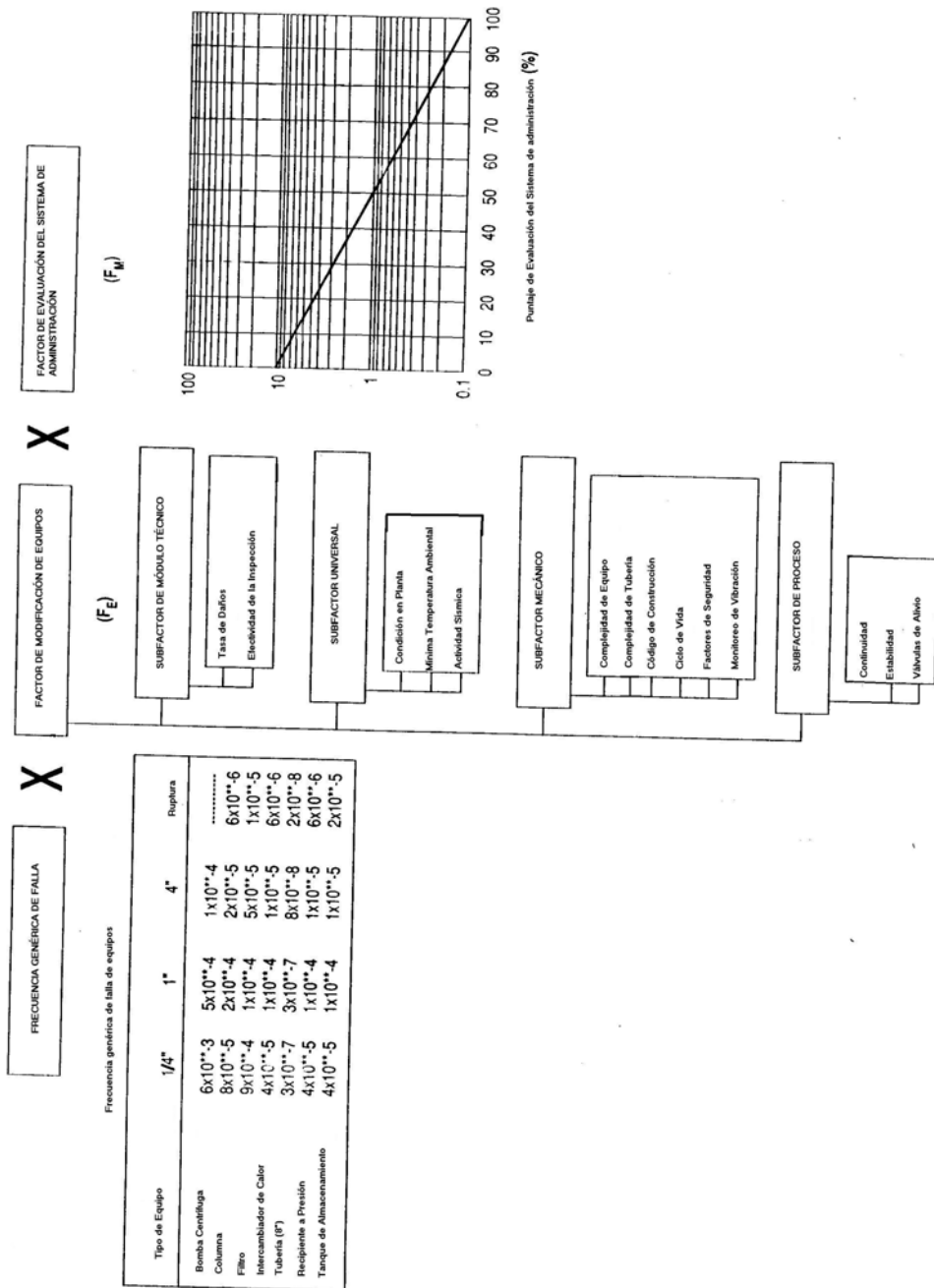


FIGURA 2-10. AJUSTES DE LA FRECUENCIA DE FALLAS

- **Frecuencia Genérica de Falla.-** Se determina a partir de los registros de la compañía o de compañías similares, las fuentes bibliográficas o bases de datos comerciales. Sin embargo, los valores genéricos representan a una industria en general y no refleja la verdadera frecuencia de falla de una compañía específica o componente. Esta frecuencia es desarrollada a partir de una distribución log – normal con una razón de error de 3 a 10. Los valores sugeridos para el análisis de riesgos se encuentran en el Apéndice I.

- **Factor de Modificación del Equipo.-** Se desarrolla para cada componente en estudio y se relaciona con los datos de operación, mantenimiento y condiciones ambientales, de acuerdo a los siguientes subfactores:
 1. Subfactor de módulo técnico
 2. Subfactor universal
 3. Subfactor mecánico
 4. Subfactor de proceso

Cada subfactor esta compuesto de diferentes elementos que son analizado por reglas bien definidas. Se asigna valores numéricos para indicar en que cantidad se desvía la frecuencia de falla con respecto a la genérica

La inspección basada en riesgo supone que todos los componentes analizados han sido diseñados y construidos con las normas respectivas, las cuales son utilizadas para analizar la frecuencia de falla en caso de desviaciones a partir de dichos estándares. Todos los valores asignados en la cuantificación de la tasa de daño son positivos, por lo que el valor base de análisis asignado es de -2 y a partir de este valor se empieza el análisis.

Cada subfactor es analizado por separado y al final son sumados, generando un valor entre -10 a $+20$. Como la probabilidad de falla de los componentes en estudio no puede ser negativa, esta es convertida de acuerdo a las recomendaciones dadas en la Tabla 2.21.

TABLA 2.21

CONVERSIÓN DEL FACTOR DE MODIFICACIÓN DE EQUIPO

Si la suma de los valores numéricos es:	El factor de modificación tomará el valor de:
Menor que -1.0	El valor absoluto del valor numérico
-1.0 a +1.0	1.0
Mayor que +1.0	Igual al valor numérico

➤ Subfactor de Módulo Técnico.- Se utiliza para valorizar los efectos de los mecanismos específicos de falla en la probabilidad de fallas. Las funciones que cumple este factor son:

1. Proyectar los mecanismos de daños para operaciones en condiciones normales y anormales.
2. Establecer la tasa de daño en el medio ambiente
3. Cuantificar la efectividad del programa de inspección actual.
4. Calcular el factor de modificación a ser aplicado a la frecuencia genérica de fallas

Para cada mecanismo de falla se debe de analizar este subfactor, los cuales incluyen la reducción de espesor, fisuras bajo esfuerzos, fluencia lenta en tubos de hornos, fatiga mecánica de tuberías, fractura frágil, revestimiento de equipos y daños externos.

Para analizar los efectos de los daños en servicio y la inspección en la probabilidad de falla, se deben seguir los siguientes siete pasos analizados a continuación:

1. Projete para los mecanismos de daños la tasa de daño esperada.
2. Determine el nivel de confiabilidad en la tasa de daño.
3. Determine la efectividad del programa de inspección con respecto al nivel y tasa de daño.
4. Calcule el efecto del programa de inspección en el mejoramiento del nivel de confiabilidad en la tasa de daño.
5. Calcule la probabilidad que en caso de daño, exceder la tolerancia de daño del componente y resulte en fallas.
6. Calcular el subfactor de módulo técnico.

7. Calcular el subfactor de módulo técnico para todos los mecanismos de daños

La proyección de los mecanismos de daños consiste en evaluar las condiciones del proceso y los materiales de construcción de cada elemento a fin de establecer cuales son los mecanismos de daños potenciales. Si no existen mecanismos de daños, el subfactor de módulo técnico es de -2 , reduciendo la probabilidad de falla. En caso de identificar mecanismos de daños, la tasa de daño puede ser estimada a través de publicaciones, pruebas de laboratorio, pruebas en sitio, experiencia en equipos similares y datos de inspecciones previas.

A continuación se estima el nivel de confiabilidad en la tasa de daño a partir de datos históricos para observar las variaciones de las tasas de daños. Las fuentes de información son clasificadas como de baja, moderada y alta fiabilidad.

Las fuentes de baja fiabilidad incluyen datos publicados, tablas de tasas de corrosión y valores de diseño. Se consideran como fuentes de moderada fiabilidad a las pruebas de laboratorio y pruebas en el sitio. Las fuentes de alta confiabilidad se desarrollan a partir de datos de inspecciones extensivas y datos del proceso obtenidos por la experiencia.

La Tabla 2.22, expresa el grado de confiabilidad referida a la desviación de la tasa real de daño con respecto a la fiabilidad de la tasa de daño esperada.

El siguiente paso es determinar la efectividad del programa de inspección, la cual depende del tipo de prueba a realizar a fin de obtener la localización y tamaño de discontinuidades. Los módulos técnicos están basados en 3 estados de daños como se observa en la Tabla 2.23.

TABLA 2.22

CONFIABILIDAD EN LA PREDICCIÓN DE LA TASA DE DAÑOS

Rango de la tasa actual de daño	Datos de baja fiabilidad	Datos de moderada fiabilidad	Datos de alta fiabilidad
Tasa predicha o menor	0.5	0.7	0.8
Tasa predicha a dos veces la tasa	0.3	0.2	0.15
Dos a cuatro veces la tasa predicha	0.2	0.1	0.05

TABLA 2.23

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS ESTADOS DE DAÑOS

Estado	Descripción
Estado 1:	El daño en el elemento es más bajo que el esperado
Estado 2:	El daño en el elemento es igual o ligeramente peor que el esperado
Estado 3:	El daño en el elemento es considerablemente peor que el esperado

La efectividad de un programa de inspección puede ser cuantificada como la probabilidad de observar un estado de daño de acuerdo a una de las cinco categorías:

1. Efectividad alta
2. Efectividad normal
3. Efectividad regular
4. Efectividad mala
5. No efectiva

A continuación calculamos el efecto que tendrá la inspección para mejorar la confiabilidad de la tasa de daño. Este análisis se realiza a través del Teorema de Bayes, en donde se logra determinar la probabilidad de que un estado de daño ocurra con respecto a la confiabilidad de predecir la tasa de daño, de acuerdo a la ecuación 2.9

$$p[A_i/B_k] = \frac{p[B_k/A_i]p[A_i]}{\sum_{j=1}^{j=n} p[B_k/A_j]p[A_j]} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Se procede a continuación al cálculo de la frecuencia de falla asociada con un estado de daño. La falla de los elementos con respecto a cada estado de daño depende a diferentes variables aleatorias tales como la presión, el esfuerzo de fluencia, etc. Las cuales son divididas en dos regiones.

1. La región de seguridad en donde se contiene las combinaciones de las variables básicas que no resultan en una falla
2. La región de falla en donde se contienen todas las combinaciones de variables que resultan en fallas.

Un modo de falla es definido por la función de estado $g(Z_i)$, donde se divide la región de seguridad $g(Z_i) > 0$ y la región de falla $g(Z_i) < 0$. La probabilidad de falla aumentará o disminuirá

dependiendo en que región se encuentran las variables analizadas por medio de una calibración de la frecuencia genérica de falla a través de índices de fiabilidad, con lo que se obtiene la frecuencia de falla.

El paso final es el cálculo del módulo técnico por medio del radio de la frecuencia de falla la que es igual a la frecuencia de falla dividida para la frecuencia genérica de falla. El radio es multiplicado por la probabilidad del estado daño, obteniendo el factor de daño para cada estado. El módulo técnico será igual a la suma de los factores de daños parciales. En caso de existir más de un mecanismo de falla, se aplica la misma metodología y el módulo técnico final será la suma de todos los módulos técnicos de cada tipo de falla.

La norma API 581, en sus Apéndices F al N tiene desarrollados los módulos técnicos para mecanismos de falla típica de los equipos, por lo que los pasos explicados serán aplicados en caso de no existir referencias en la norma.

- Subfactor Universal.- Este considera la condición en que se encuentra la planta, las condiciones ambientales de operación y la actividad sísmica de la región.

En la evaluación de las condiciones en que se encuentra la planta en estudio, se toma en cuenta la apariencia general por medio de la búsqueda de evidencia de reparaciones temporales, deterioros en la pintura y demás rutinas de mantenimiento que no se han realizado. Además se considera la efectividad del programa de mantenimiento y es clasificada de acuerdo a la Tabla 2.24.

Las condiciones climáticas incrementan el riesgo en la operación de un equipo si estos operan a temperaturas muy bajas. Dependiendo de la región geográfica, el invierno puede afectar directamente a los equipos analizados. En la Tabla 2.24 se puede encontrar el valor de penalización obtenida de acuerdo a la temperatura ambiental de operación.

TABLA 2.24

VALORES CONSIDERADOS EN EL SUBFACTOR UNIVERSAL

Condición de la planta	Categoría	Valor numérico
Mejor que las industrias típicas	A	-1.0
Igual que las industrias típicas	B	0
Inferior que las industrias típicas	C	+1.5
Muy inferior que las industrias típicas	D	+4.0
Temperatura en el invierno	Valor numérico	
Sobre los 40°F	0	
+20°F a +40°F	1.0	
-20°F a +20°F	2.0	
Por debajo de -20°F	3.0	
Zona sísmica	Valor numérico	
0 ó 1	0	
2 ó 3	1.0	
4	2.0	

Dependiendo de la actividad sísmica de la región, los equipos están expuestos a una mayor probabilidad de falla, la cual dependerá de la zona sísmica clasificada en la norma ANSI A58.1 y donde los valores de penalización se observan en la Tabla 2.24.

- Subfactor Mecánico.- Involucra los datos utilizados en el diseño y fabricación del elemento en estudio e incluye la complejibilidad, los códigos de construcción, el ciclo de vida, los factores de seguridad y el monitoreo de la vibración.

La complejidad se refiere a que la frecuencia genérica de falla no diferencia el tamaño y forma de los diferentes tipos de recipientes a presión. Una forma para juzgar la complejidad en la mayoría de los casos se determina por el número de inyectores. Todos los inyectores de 2 o más pulgadas deberán considerarse, estén o no en servicio. Los valores numéricos para la cantidad de inyectores dependiendo del tipo de recipiente a presión pueden encontrarse en la Tabla 2.25.

TABLA 2.25

NÚMERO DE INYECTORES VERSUS VALOR NUMÉRICO

Componente	Valor numérico			
	-1.0	0	+1.0	+2.0
Columna de destilación - total	<20	20-35	36-46	>46
Columna de destilación - mitad	<10	10-17	18-23	>23
Compresor	2	3-6	7-10	>10
Intercambiador de calor – coraza	<7	7-12	13-16	>16
Intercambiador de calor – tubos	<4	4-8	9—11	>11
Bomba	-	2-4	>4	-
Recipiente	<7	7-12	13-16	>16

La complejidad también incluye el estudio del sistema de tuberías a través de los números de conexiones, puntos de inyección, ramificaciones y números de válvulas, el cual es obtenido por la ecuación 2.8.

$$F_c = (C \times 10) + (I \times 20) + (R_M \times 3) + (V \times 5) \text{ (ec. 2.8)}$$

En el caso de tuberías la frecuencia genérica de falla es expresada por unidad de longitud, por lo que el factor de complejidad es dividido por la longitud de la tubería expresado en pies y el valor numérico se encuentra en la Tabla 2.26.

Se considera los códigos de construcción con el fin de disminuir las fallas en operación de los diferentes elementos en análisis, producto de la información recopilada por la experiencia en el desarrollo de las diferentes normas de construcción. En esta parte se considera si los equipos están diseñados con los códigos actuales, obsoletos o sin ningún código, donde la asignación numérica puede encontrarse en la Tabla 2.27.

TABLA 2.26
FACTORES DE COMPLEJIDAD

Factor de complejidad/ pie	Valor numérico
< 0.10	-3.0
0.10 a 0.49	2.0
0.50 a 0.99	-1.0
1.00 a 1.99	0
2.0 a 3.49	1.0
3.50 a 5.99	2.0
6.00 a 10.00	3.0
>10.0	4.0

TABLA 2.27**VALORES NUMÉRICOS DE ACUERDO A LOS CÓDIGOS**

Condición de los códigos	Categoría	Valor numérico
El equipo es mantenido con las últimas ediciones de los códigos	A	0
El código de diseño a sido modificado desde el tiempo de fabricación	B	1.0
No se ha fabricado a través de algún código	C	5.0

Otra consideración es el ciclo de vida del componente, el que involucra el tiempo en servicio y la vida de diseño, en donde a veces el tiempo de servicio supera a la vida de diseño, si las condiciones de trabajo han sido inferiores a las de diseño. El valor es asignado a través del porcentaje de tiempo en servicio con respecto a la vida de diseño, tal como se muestran en la Tabla 2.28.

Los factores de seguridad se consideran en el análisis de riesgo a través del estudio de la temperatura y presión de operación. Si los equipos se encuentran operando por debajo de la presión de diseño, la probabilidad de falla se reduce y la asignación numérica se observa en la Tabla 2.29. Con respecto a la temperatura, los materiales son propensos a fallar por fluencia si la temperatura de operación es muy elevada, además pueden presentar fallas por fragilización del material si la temperatura es muy baja. La asignación numérica se encuentra en la Tabla 2.29. Si la temperatura de operación se encuentra dentro de los límites expuestos, el valor asignado es 0.

TABLA 2.28

VALORES PARA EL CICLO DE VIDA

Vida de Diseño (%)	Valor numérico
0 a 7	2.0
7 a 75	0
76 a 100	1.0
> 100	4.0

TABLA 2.29

VALORES CONSIDERADOS EN EL FACTOR DE SEGURIDAD

P_{oper}/P_{dis}	Valor numérico	$T_{operación}$	Valor numérico
>1.0	5.0	Acero al carbono > 550°F	2.0
0.9 a 1.0	1.0	Aceros de 1% al 5% Cr > 650°F	2.0
0.7 a 0.89	0	Aceros > 5% al 9% Cr > 750°F	2.0
0.5 a 0.69	-1.0	Inoxidables 304/316 > 1500°F	2.0
< 0.5	-2.0	Todos los aceros < -20°F	1.0

El último factor a considerar dentro del módulo mecánico es la vibración, la cual es una variable de estudio para bombas, compresores y otros equipos rotatorios, en donde el monitoreo de las vibraciones permite la detección de fallas en etapa prematura. La Tabla 2.30 muestra los valores numéricos asignados para los distintos monitoreos de vibración en bombas y compresores. El subfactor mecánico se calcula sumando todos los factores involucrados.

- Subfactor de Proceso.- Analiza las condiciones del proceso a través de la información contenida en los registros de operación por medio del análisis de la continuidad y estabilidad del proceso y la operación de las válvulas de alivio.

En la continuidad del proceso, se analiza las reparaciones planificadas y las no planificadas en un periodo de estudio de 3 años a través de la información encontrada en los registros de los componentes incluidos en el análisis de riesgos. Los valores numéricos asignados se pueden observar en la Tabla 2.31.

TABLA 2.30

VALORES NUMÉRICOS PARA EL MONITOREO DE VIBRACIONES

Técnicas de monitoreo	Valor numérico	
	Bombas	Compresores
No existe programa de monitoreo de vibraciones	0.5	1.0
Monitoreo de vibraciones periódicas	-2.0	0
Monitoreo de vibraciones permanentes	-4.0	-2.0

TABLA 2.31

REPARACIONES PLANIFICADAS Y NO PLANIFICADAS

Reparaciones planificadas	Valor numérico	Reparaciones no planificadas	Valor numérico
0 A 1 /año	-1.0	0 A 1 /año	-1.5
1.1 a 3 /año	0	1.1 a 3 /año	0
3.1 a 6 /año	1.0	3.1 a 6 /año	2.0
> 6 /año	1.5	> 6 /año	3.0

Con respecto a la estabilidad del proceso, dependerá de que tan frecuente el proceso se desvía del punto de operación y requiere de la intervención del personal de la planta, debido en ciertas ocasiones a la complejidad del proceso en donde la asignación numérica se puede encontrar en la Tabla 2.32.

Las válvulas de alivio de presión son incluidas en el análisis de riesgos debido que la condición operativa en que se encuentran puede influir en el aumento o disminución de la probabilidad de falla del componente en estudio.

Dentro del análisis de las válvulas de alivio, se considera el programa de mantenimiento y el tipo de servicio al que se encuentran expuestos. Estos servicios pueden incluir sustancias corrosivas, condiciones de extrema limpieza o suciedad extrema.

TABLA 2.32

VALORES NUMÉRICOS PARA EL RANGO DE ESTABILIDAD

Rango de estabilidad	Valor numérico
Más estable que los procesos promedio	-1.0
Más estable que los procesos promedio	0
Menos estable que los procesos promedio	1.0
Mucho menos estable que los procesos promedio	2.0

El mantenimiento de las válvulas de alivio debería ser acorde a las indicaciones encontradas en la norma API 510. El análisis de riesgos considera el porcentaje de válvulas en que no se ha cumplido la planificación del mantenimiento e inspección con respecto al total de válvulas consideradas, asignando un valor numérico de acuerdo a la Tabla 2.33.

Si el servicio de las válvulas involucra sociedad extrema, esta es penalizada debido a que puede provocar que la misma no cumpla su función cuando sea requerida. De existir sustancias corrosivas, se debe considerar un aumento en la probabilidad de falla. En el caso de que el proceso se lleve a cabo con extremada limpieza, la probabilidad de riesgo disminuye. Los valores para estas condiciones de trabajo se pueden encontrar en la Tabla 2.33. El factor de modificación del equipo resultará de la suma de los subfactores de proceso, mecánico, universal y de módulo técnico.

TABLA 2.33

VALORES NUMÉRICOS PARA LAS VÁLVULAS DE ALIVIO

Estado del mantenimiento		Categoría	Valor numérico
Menos del 5% no se ha cumplido		A	-1.0
5% al 15% no se ha cumplido		B	0
15% al 25% no se ha cumplido		C	1.0
Más del 25% no se ha cumplido		D	2.0
Cantidad de suciedad		Categoría	Valor numérico
No significativa		A	0
Algún polímero u otro material		B	2.0
Gran cantidad de depósitos		C	4.0
Sustancia corrosiva	Valor numérico	Servicio muy limpio	Valor numérico
Si	3.0	Si	-1.0
No	0.0	No	0

- **Factor de Evaluación del Sistema de Administración de la Compañía.-** Este factor modifica a la frecuencia genérica de falla y es cuantificado por medio de 101 preguntas que se presentarán más adelante y a través de la Figura 2.11, se asigna un valor entre 0.1 a 10. Las preguntas involucran diversos tópicos mostrados en la Tabla 2.34

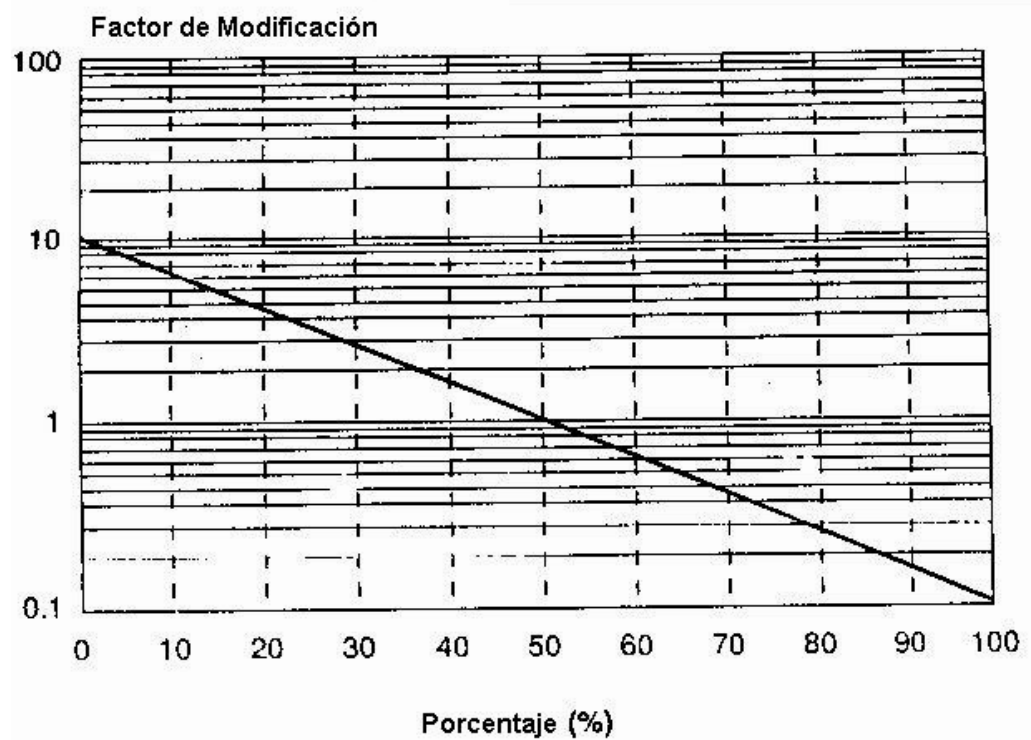


FIGURA 2-11. FACTOR DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN

TABLA 2.34

EVALUACIÓN DEL SISTEMA ADMINISTRATIVO

Sección	Título	Preguntas	Puntos
1	Gerencia y administración	6	70
2	Información segura del proceso	10	80
3	Análisis de peligros del proceso	9	100
4	Gestión de cambios	6	80
5	Procedimientos de operación	7	80
6	Prácticas seguras de trabajo	7	85
7	Capacitación	8	100
8	Integridad mecánica	20	120
9	Revisión inicial de seguridad	5	60
10	Reacción a emergencias	6	65
11	Investigación de incidentes	9	75
12	Contratistas	5	45
13	Auditorias	4	40
TOTAL		101	1000

2.6. Determinación del índice de riesgo de forma cualitativa

El análisis de riesgos de forma cualitativa es utilizado para predecir el nivel de riesgo que podría tener los componentes en estudio, para luego desarrollar el plan de inspección más adecuado y con los resultados obtenidos, realizar un análisis cuantitativo de los riesgos a los que se encuentran expuestos.

En la determinación del análisis de riesgos cualitativo se utiliza un procedimiento que consiste en la recopilación de información general sobre el equipo y el proceso y se divide en tres partes:

- Parte A: Determinación de la probabilidad (Ver Tabla 2.35)
- Parte B: Determinación de las consecuencias de daños (Ver Tabla 2.36)
- Parte C: Determinación de las consecuencias a la salud (Ver Tabla 2.37)

Entre los resultados obtenidos en la parte B y C, se deberá escoger la que posea mayores consecuencias y junto a la probabilidad que posea el componente poder predecir el nivel de riesgo que existe.

TABLA 2.35

PARTE A: DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD

Factor de Equipo (FE)		
Se refiere al tamaño del estudio que puede afectar la probabilidad de falla del componente en estudio		
Para definir el Factor de Equipo, se utiliza la siguiente tabla:		
Si una unidad operativa completa esta siendo evaluada, (mayor a 150 partes por equipo) FE = 15		
Si una gran parte de una unidad operativa esta siendo evaluada (entre 20 a 150 partes por equipo) FE = 5		
Si un sistema o una unidad operativa esta siendo evaluada (entre 5 a 20 partes por equipo) FE = 0		
El Factor de Equipo es:	1	
Factor de daño(FD)		
Este factor es una medida del riesgo asociado con el conocimiento de los mecanismos de daños potenciales en las operaciones que están siendo evaluadas		
Si se conoce de mecanismos de daños que pueden causar fisuras por corrosión en aceros al carbono FD1 = 5	2	
Si existe la probabilidad de falla catastrófica por fragilización por operación a baja temperatura FD2 = 4	3	

Si los mecanismos térmicos pueden inducir fallas por fatiga y si todavía estos mecanismos pueden estar activos FD3 = 4	4	
Si hay conocimiento de que ocurra ataque por hidrógeno a alta temperatura FD4 = 3	5	
Si hay conocimiento que ocurra fisuras por corrosión en aceros inoxidable austeníticos como resultado del proceso FD5 = 3	6	
Si esta ocurriendo corrosión localizada FD6 = 3	7	
Si esta ocurriendo corrosión general FD7 = 2	8	
Si hay conocimiento de daños por fluencia en procesos de alta temperatura, incluyendo hornos y calentadores FD8 = 1	9	
Si hay conocimiento que ocurra degradación del material, producto de la formación de la fase sigma, carburización, esferoidización, etc FD9 = 1	10	
Si otro mecanismo de daño a sido identificado FD10 = 1	11	
Si los mecanismos de daños potenciales en la unidad operativa no esta siendo evaluados y no es revisada periódicamente por un personal calificado, DF11 = 10	12	
El Factor de Daño es	13	
<p>Factor de Inspección (FI)</p> <p>Es una medida de la efectividad del programa de inspección para identificar los mecanismos de daños activos o anticipadamente en la unidad</p>		

<p>Paso 1. Inspección de Recipientes.- Medida de la efectividad del programa de inspección de recipientes para encontrar mecanismos de falla</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el programa de inspección es extenso y una variedad de métodos de inspección y monitoreo son usada F11 = -5 ▪ Si hay un programa de inspección formal en el lugar y alguna de las inspecciones es hecha, principalmente lecturas visuales y mediciones ultrasónicas F11 = -2 ▪ Si no hay un programa de inspección en el sitio, F11 = 0 <p>Seleccione el apropiado F11 sobre esto</p>		14	
<p>Paso2. Inspección de tuberías.- Medida de la efectividad del programa de inspección de tuberías para encontrar mecanismos de falla</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el programa de inspección es extensivo y una variedad de métodos de inspección y monitoreo son usada F11 = -5 ▪ Si hay un programa de inspección formal en el lugar y alguna de las inspecciones es hecha, principalmente lecturas visuales y mediciones ultrasónicas F11 = -2 ▪ Si no hay un programa de inspección en el sitio, F11 = 0 <p>Seleccione el apropiado F12 sobre esto</p>		15	

<p>Paso3. Programa de inspección.- La comprensión del diseño del programa de inspección y los resultados de la inspección son evaluados y usados para modificar el programa de inspección</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si los mecanismos de deterioro son identificados en cada parte del equipo y el programa de inspección es modificado de acuerdo a los resultados del inspector F13 = -5 ▪ Si la inspección excluye cualquier identificación de los mecanismos de falla o no incluye una evaluación crítica de todos los resultados de la inspección F13 = -2 ▪ Si el programa de inspección no toma en cuenta los criterios expuestos en los puntos anteriores F13 = 0 <p>Seleccione el apropiado F13 sobre esto</p>	16	
<p>El Factor de Inspección es</p>		
<p>Factor de Condición (FC)</p> <p>Intenta comparar la efectividad del mantenimiento de la planta</p>		
<p>Paso 1. En la ruta de la planta, como son juzgadas las cosas en la planta (incluyendo pintura y aislamiento)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Significativamente mejor que industrias típicas FC1 = 0 ▪ Parecida a las industrias típicas FC1 = 2 ▪ Significativamente bajo con respecto a industrias típicas, FC1 = 5 <p>Seleccione el apropiado FC1 sobre esto</p>	18	

<p>Paso 2. La calidad del diseño de planta y construcción es:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Significativamente mejor que las industrias típicas, donde se han usado los más rigurosos estándares, FC2 = 0 ▪ Parecida a las industrias típicas, donde los estándares típicos fueron utilizados FC2 = 2 ▪ Significativamente bajo con respecto a las industrias típicas, FC2 = 5 <p>Seleccione el apropiado FC2 sobre esto</p>		19	
<p>Paso 3. En la revisión de la efectividad del mantenimiento de la planta, fabricación y control de calidad, estos son juzgados:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejor que las industrias típicas FC3 = 0 ▪ Parecida a las industrias típicas FC3 = 2 ▪ Significativamente bajo con respecto a las industrias típicas, FC3 = 5 <p>Seleccione el apropiado CCF3 sobre esto</p>		20	
<p>El Factor de Condición es</p>		21	
<p>Factor de Proceso (FP)</p> <p>Es una medida del potencial de operaciones anormales o fuera de condición que puede resultar en el inicio de eventos que pueden conducir a la pérdida de contaminantes</p>			

<p>Paso 1. El número de interrupciones planeadas o no planeadas del proceso en un año promedio (en condiciones normales de operación) FP1 se toma de la siguiente tabla:</p> <table border="1" data-bbox="395 501 1021 896"> <thead> <tr> <th>Número de interrupciones</th> <th>FP1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 a 1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2 a 4</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>5 a 8</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>9 a 12</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>más de 12</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	Número de interrupciones	FP1	0 a 1	0	2 a 4	1	5 a 8	3	9 a 12	4	más de 12	5		
Número de interrupciones	FP1													
0 a 1	0													
2 a 4	1													
5 a 8	3													
9 a 12	4													
más de 12	5													
<p>Seleccione el apropiado FP1 sobre esto</p>	22													
<p>Paso 2. Valoración del potencial de exceder las variables del proceso en operación (FP2)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el proceso es muy estable, y no hay una combinación de factores conocidos que puedan provocar reacciones o condiciones inseguras FP2 = 0 ▪ Solamente circunstancias muy inusuales pueden causar condiciones que pueden ser situaciones inseguras FP2 = 1 ▪ Si condiciones anormales son conocidas que pueden resultar en un aceleramiento del daño del equipo u otras condiciones inseguras FP2 = 3 ▪ Si la posibilidad de perder el control es inherente en el proceso, FP2 = 5 														
<p>Seleccione el apropiado FP2 sobre esto</p>	23													

<p>Paso 3. Valoración de los recursos de protección, tales como válvulas de alivio, que pueden provocar una condición no operativa como resultado de un taponamiento o suciedad en el fluido del proceso</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Servicio limpio, no existe taponamiento FP3 = 0 ▪ Ligera suciedad o taponamiento FP3 = 1 ▪ Suciedad o taponamiento Significativo FP3 = 3 ▪ Elementos de protección se encuentran deteriorados en servicio FP3 = 5 <p>Seleccione el apropiado FP3 sobre esto</p>	24	
<p>El Factor de Proceso es</p>		25
<p>Factor de Diseño Mecanico (FDM)</p> <p>Evalua ciertos aspectos del diseño en la operación de los equipos</p>		
<p>Paso 1.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el equipo puede ser identificado de que no esta diseñado de acuerdo a códigos FDM1 = 5 ▪ Si todo el equipo considerado esta diseñado y preservado con los códigos con los que fue construido FDM1 = 2 ▪ Si todo el equipo considerado esta diseñado y preservado con los códigos actuales FDM1 = 0 <p>Seleccione el apropiado FDM1 sobre esto</p>	26	

<p>Paso 2.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el proceso evaluado es inusual o único o alguna de las condiciones de diseño son extremas FDM2 = 5 <p style="padding-left: 40px;">Condiciones extremas de diseño son consideradas:</p> <ul style="list-style-type: none"> a.- Presión que excede los 10000 psi b.- Temperaturas que exceden los 1500 °F c.- Condiciones corrosivas que requieren materiales de alta aleación <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el proceso es común, con condiciones normales de diseño FDM2 = 0 		
<p>Seleccione el apropiado FDM2 sobre esto</p>	27	
<p>El Factor de Diseño Mecánico es</p>	28	
Probabilidad		
<p>Paso 1. Determine el Factor de Probabilidad. Este es igual a la suma de los factores previos. Sume las líneas 1, 13, 17, 21, 25 y 28</p>		
<p>El Factor de Probabilidad es</p>	29	

Paso 2. La Probabilidad es determinada por el Factor de Probabilidad (en la línea 29) usando la siguiente tabla:		
Factor	Categoría	
0 – 15	1	
16 – 25	2	
26 – 35	3	
36 – 50	4	
51 – 75	5	
Ingrese la Probabilidad		30

TABLA 2.36

PARTE B: DETERMINACIÓN DE LA CONSECUENCIA DE DAÑOS

Factor Químico (FQ)					
Es una medida de la tendencia química del material a ser encendido. Las respuestas de esta sección deben estar basadas en los materiales predominantes o representativos en el fluido en movimiento					
Paso 1. Determine el Factor de Encendido, utilizando el rango de peligro de inflamabilidad (diamante rojo)					
Ingrese el factor de inflamabilidad NFPA					31
Paso 2. Determine el Factor de Reacción, utilizando el rango de peligro de inflamabilidad (diamante amarillo)					
Ingrese el factor de reacción NFPA					32
Paso 3. Determinar el Factor Químico					
Factor de reacción (línea 32)					
		1	2	3	4
Factor					
Inflamabilidad	1	7	9	12	15
(Línea 31)	2	10	12	15	20
	3	12	15	18	25
	4	13	15	20	25
El Factor Químico es					33

Factor de cantidad (FC)	
Representa la cantidad de material que podría ser emitido	
El factor de cantidad es tomado de la siguiente tabla	
Material	Factor de Cantidad
<1.000 libras	15
1K – 2K libras	20
2K – 10K libras	25
10K – 30K libras	28
30K – 80K libras	31
80K – 200K libras	34
200K – 700K libras	37
700K – 1 millón	39
1 – 2 millones	41
2 – 10 millones	45
> a 10 millones	50
El Factor de Cantidad es	34

<p>Factor de Estado (FE)</p> <p>Es dependiente del punto normal de evaporación del fluido, es una indicación de la tendencia del fluido de vaporizarse y dispersarse cuando es arrojado al ambiente</p>													
<p>Seleccione el Factor de Estado basado en la temperatura normal de evaporación en grados Fahrenheit</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>T (°F)</th> <th>Factor de estado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Menor a -100</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>-100 a 100</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>100 a 250</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>250 a 400</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>sobre 400</td> <td>-3</td> </tr> </tbody> </table>		T (°F)	Factor de estado	Menor a -100	8	-100 a 100	6	100 a 250	5	250 a 400	1	sobre 400	-3
T (°F)	Factor de estado												
Menor a -100	8												
-100 a 100	6												
100 a 250	5												
250 a 400	1												
sobre 400	-3												
<p>El Factor de Estado es</p>	<p>35</p>												
<p>Factor de Auto ignición (FA)</p> <p>Es una penalización aplicada al fluido que sé esta procesando por encima de la temperatura de auto ignición (TAI)</p>													

<p>Si el fluido es procesado por debajo de TAI FA = -10</p> <p>Si el fluido es procesado por encima de TAI, utilice la siguiente tabla para determinar FA</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>T (°F)</th> <th>Factor FA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Por debajo de 0</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>0 a 300</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>sobre 300</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table>		T (°F)	Factor FA	Por debajo de 0	3	0 a 300	7	sobre 300	13	
T (°F)	Factor FA									
Por debajo de 0	3									
0 a 300	7									
sobre 300	13									
El Factor de Auto Ignición es	36									
<p>Factor de Presión (FPR)</p> <p>Representa la tendencia del fluido a ser arrojado rápidamente, resultando en un gran cambio de los efectos instantáneos</p>										
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el fluido es un líquido en el interior del equipo FPR = -10 ▪ Si el fluido es un gas en el interior del equipo y con una presión mayor a 150 psig FPR = -10 ▪ Si ningún caso anterior son ciertas FPR = -15 										
El Factor de Presión es	37									
<p>Factor de Crédito (FCR)</p> <p>Es producto de subfactores, los cuales pueden reducir los daños</p>										
<p>Si la detección de gases en el sitio es del 50% o más en fisuras prematuras, ingrese -1, en otros casos ingrese 0</p>		38								
<p>Si el proceso es normalmente operado en una atmósfera inerte, ingrese -1, en otros casos ingrese 0</p>		39								

Si los sistemas de contra incendios son seguros en caso de grandes accidentes, ingrese -1, en otros caso ingrese 0	40	
Si la capacidad de aislamiento del equipo en esta área puede ser controlada de manera remota y: <ul style="list-style-type: none"> ▪ El aislamiento y la instrumentación asociada esta protegida contra incendios y explosiones, ingrese -1 ▪ O si el aislamiento y la instrumentación asociada esta protegida contra fuego solamente, ingrese -1 ▪ O si no existe la capacidad de protección del aislamiento contra fuego y explosiones, ingrese -1 		
En otros casos ingrese 0	41	
Si hay paredes de protección alrededor del equipo más crítico, ingrese -1, en otros casos ingrese 0	42	
Si hay un sistema de descarga o drenaje el cual elimina el 75% del material en 5 minutos o menos, con un 90% de seguridad, ingrese -1, en otros casos 0	43	
Si hay aislamiento contra fuego en el sitio en las estructuras y cables ingrese -1, en otros casos ingrese 0	44	
Si hay suministro de agua contra incendios el cual dura como mínimo 4 horas, ingrese -1, en otros casos ingrese 0	45	
Si hay un monitor para agua contra incendios el cual puede llegar a todas las áreas de la unidad afectada, ingrese -1, en otros casos ingrese 0	46	

Si hay un sistema de espuma compuesto, ingrese -1 en otros casos ingrese 0	47													
El Factor de Crédito es	48													
Consecuencia del daño														
Paso 1. Determine el Factor de Consecuencia del daño Sume las líneas 33, 34, 35, 36, 37 y 48. Este es el Factor de consecuencia del daño														
El Factor de Consecuencia del daño es	49													
Paso 2. La Consecuencia es determinada por el Factor de Consecuencia del daño usando la siguiente tabla:														
<table> <thead> <tr> <th>Factor</th> <th>Categoría</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 – 19</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>20 – 34</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>35 – 49</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>50 – 69</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>> 70</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>	Factor	Categoría	0 – 19	A	20 – 34	B	35 – 49	C	50 – 69	D	> 70	E		
Factor	Categoría													
0 – 19	A													
20 – 34	B													
35 – 49	C													
50 – 69	D													
> 70	E													
Ingrese la Consecuencia	50													

TABLA 2.37

PARTE C: DETERMINACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS A LA SALUD

Factor Cantidad Tóxica (FCT)		
Es una medición tanto de la cantidad del químico como su toxicidad		
Paso 1. El factor de cantidad tóxica es tomado directamente de la siguiente carta.		
Material	Factor de Cantidad	
<1.000 libras	15	
1K – 10K libras	20	
10K – 100K libras	27	
> 1 millón de libras	35	
Ingrese el factor de la tabla, el factor de cantidad tóxica		51
Paso 2. Estime el factor tóxico (FCT2) de la siguiente tabla, basado en el diamante azul del sistema de identificación de peligros de la NFPA		
N° NFPA	Factor de Cantidad	
1	-20	
2	-10	
3	0	
4	20	
Ingrese el factor de la tabla, el factor de cantidad tóxica		52
El Factor de Cantidad Tóxica es		53
Factor de Población (FP)		
Es una medida del número potencial de persona que pueden ser afectados por emisiones tóxicas		

<p>Estime el factor de población de la siguiente carta. Esta basado en el número de personas promedio ubicadas a ¼ de milla del punto de emisión</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>N° personas</th> <th>Factor de Población</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>10 a 100</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>100 a 1000</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>1000 a 10000</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table>		N° personas	Factor de Población	< 10	0	10 a 100	7	100 a 1000	15	1000 a 10000	20	
N° personas	Factor de Población											
< 10	0											
10 a 100	7											
100 a 1000	15											
1000 a 10000	20											
El Factor de Población es		54										
<p>Factor de Crédito (FCR)</p> <p>Es una medida de la forma en que pueden reducirse las consecuencias tóxicas por la detección, aislamiento y mitigación</p>												
<p>Paso 1. Si en el sitio puede detectarse el fluido de interés en un 50% o más en caso de fugas, ingrese -1</p> <p>En otro caso ingrese 0</p>												
		55										
<p>Paso 2</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el recipiente puede ser aislado automáticamente, y el aislamiento comienza cuando se tiene una gran lectura en el detector de material tóxico, ingrese - 25 ▪ O, si el aislamiento es remoto con un comienzo manual, ingrese -5 ▪ O, si el aislamiento es operado manualmente, ingrese -1 ▪ En otro caso ingrese 0 												
		56										

Paso 3.		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si el equipo posee un sistema de mitigación con una efectividad del 90% en la eliminación del fluido, ingrese -5 ▪ En otro caso ingrese 1 		57
El Factor de Crédito es		58
Factor de Dispersión (FDI)		
Es la medida de la habilidad del material para dispersarse en las condiciones típicas del proceso		
Determine el factor de dispersión de la siguiente tabla		
Factor	Punto de evaporación(°F)	Dispersión
12	< 30	1
9	30 – 80	0.5
7	80 – 140	0.3
5	140 – 200	0.1
1	200 - 300	0.05
-3	> 300	0.03
El Factor de Dispersión es		59
Paso 1. Sume las líneas 53, 54, 58 y 59. Este es el Factor de consecuencia a la salud		
		60

Paso 2. La Consecuencia es determinada por el Factor de Consecuencia a la salud usando la siguiente tabla:		
Factor	Categoría	
< 10	A	
10 – 19	B	
20 – 29	C	
30 – 39	D	
> 40	E	
Ingrese la Consecuencia a la salud		61
Consecuencia Total		
Seleccione la mayor categoría entre las líneas 50 0 61		62

Una vez determinada la probabilidad de riesgo y el nivel de consecuencia tanto de daños como de salud, se procede a ubicar los resultados en una matriz de 5 x 5, conocida como matriz de nivel de riesgo, la cual indica el nivel de riesgo del componente analizado. La matriz se encuentra dividida en zonas identificada con colores que indican si el nivel de riesgo es bajo con color blanco, medio con color amarillo, medio alto con color anaranjado y rojo para riesgos altos. La matriz se puede observar en la Figura 2.12

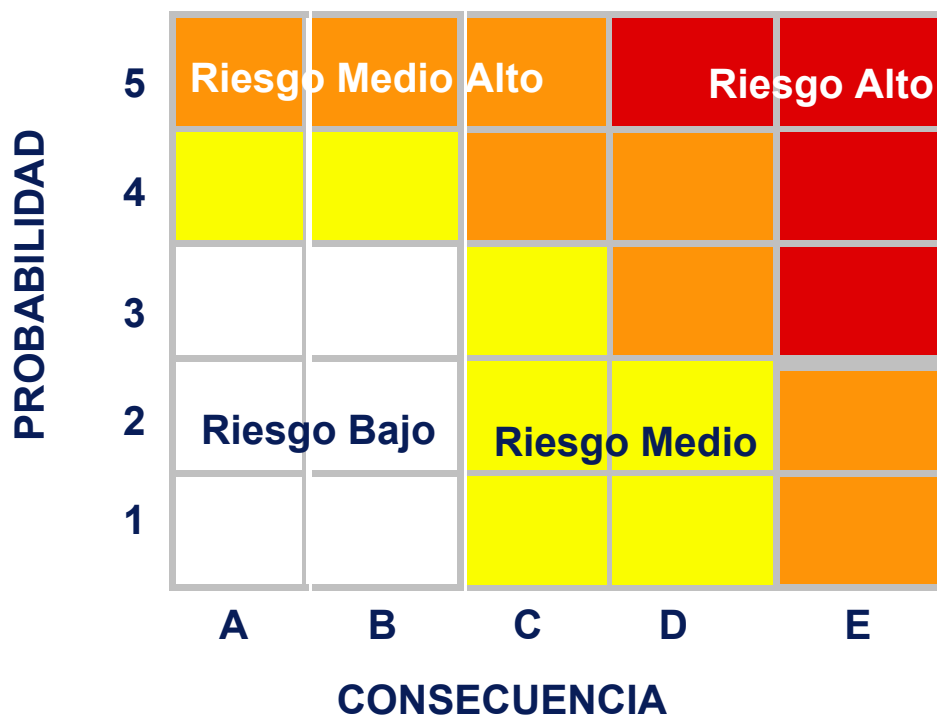


FIGURA 2-12. MATRIZ DE NIVEL DE RIESGO

2.7. Análisis de riesgo de los componentes seleccionados

Para la aplicación del análisis de riesgos, se han seleccionado 3 tanques de almacenamiento atmosférico de tipo horizontal de un total de 9 tanques en una compañía que brinda las facilidades para realizar este estudio. Las características principales de los recipientes se detallan a continuación en la Tabla 2.38 de acuerdo los datos proporcionados por la compañía, en donde cabe indicar que no fue posible obtener los datos de diseño como son la presión, temperatura y espesor de diseño. Los recipientes fueron construidos en el año de 1971 y no se especifica el tiempo de vida, que de acuerdo a la norma API 581, de no existir esta información se asume un tiempo de vida de 40 años. Los tanques fueron clasificados por grupos de acuerdo a que sus propiedades son similares, tal como se observa en la Tabla 2.39.

Esta información general de los componentes en estudio servirá para predecir el índice de riesgos de manera cualitativa de cada recipiente y de esta manera poder elaborar el programa de inspección más adecuado con el objeto de cuantificar la probabilidad y frecuencia de fallas de acuerdo a la sustancia almacenada. El análisis de riesgos de los 3 tanques seleccionados se detalla a continuación desde la Tabla 2.40 a la 2.46.

TABLA 2.38

INFORMACIÓN DE LOS COMPONENTES A EVALUAR

Descripción	Diámetro (m)	Longitud (m)	Masa (Kg)	Producto
Tanque N° 1	2.44	8.45	31570	Diluyente
Tanque N° 2	2.44	8.45	33980	Xileno
Tanque N° 3	2.44	8.45	26670	Hexano
Tanque N° 4	2.44	8.45	35560	Aceite Agrícola
Tanque N° 5	2.44	8.45	31807	Butanol
Tanque N° 6	2.44	8.45	34375	Tolueno
Tanque N° 7	2.44	8.45	31016	Acetato Etilo
Tanque N° 8	2.42	6.40	54165	Ácido sulfúrico
Tanque N° 9	3.10	6.17	82893	Soda Líquida

TABLA 2.39

CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES POR SUS CARACTERÍSTICAS

Grupos	Tanque	Fluido Contenido	Factor de Inflamabilidad	Factor de Reactividad	Factor de Toxicidad
G1	1	Diluyente	3	0	2
	2	Xileno	3	0	2
	5	Butanol	3	0	2
G2	3	Hexano	3	0	1
	7	Acetato de etilo	3	0	1
G3	6	Tolueno	1	2	3
	8	H ₂ SO ₄	0	2	3
	9	NaOH	0	1	3

TABLA 2.40

DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA DE LOS TANQUES

Factor de Equipo Los componentes son parte de una unidad operativa	1	5
Factor de Daño Se conoce de mecanismo de daños que causan fisuras por corrosión y esta ocurriendo corrosión localizada y corrosión general	13	10
Factor de Inspección Se tiene un programa de inspección formal, que incluye lecturas visuales y mediciones ultrasónicas	17	-2
Factor de Condición La efectividad del mantenimiento de la planta es parecido al encontrado en industrias típicas	21	6
Factor de Proceso Las interrupciones promedio son de 3 por año, siendo las operaciones inseguras en circunstancias muy inusuales y el servicio de las válvulas es limpio	25	5
Factor de Diseño Mecánico Los tanques son preservados con el código que se utilizó en su construcción	28	2
Factor de Probabilidad	29	26
Categoría de la Probabilidad	30	3

TABLA 2.41

DETERMINACIÓN DE LA CONSECUENCIA DE DAÑOS DEL TANQUE # 2

Factor Químico Factor de Inflamabilidad = 3. Factor de Reactividad = 0	33	0
Factor de Cantidad La cantidad almacenada es aproximadamente de 75000 libras	34	31
Factor de Estado Punto normal de evaporación al alrededor de 284° F	35	1
Factor de Auto Ignición El fluido opera por debajo de la temperatura de auto ignición	36	-10
Factor de Presión El fluido es un líquido en el interior del recipiente	37	-10
Factor de Crédito Existen paredes de protección	48	-1
Factor de Consecuencia de Daño	49	11
Consecuencia	50	A

TABLA 2.42

DETERMINACIÓN DE CONSECUENCIA A LA SALUD DEL TANQUE # 2

Factor de Cantidad Tóxica	53	17
La cantidad almacenada es aproximadamente de 75000 libras y el Factor de Toxicidad es de 2		
Factor de Población	54	7
La población ubicada esta entre 15 y 25 personas		
Factor de Crédito	58	0
El aislamiento es operado manualmente y el sistema de mitigación tiene una efectividad menor al 90%		
Factor de Dispersión	59	1
Punto normal de evaporación al alrededor de 284° F		
Factor de Consecuencia a la Salud	60	25
Consecuencia	61	C
Consecuencia Total		
Seleccione la mayor categoría entre las líneas 50 0 61	62	C

TABLA 2.43

DETERMINACIÓN DE LA CONSECUENCIA DE DAÑOS DEL TANQUE # 3

Factor Químico Factor de Inflamabilidad = 3. Factor de Reactividad = 0	33	0
Factor de Cantidad La cantidad almacenada es aproximadamente de 59000 libras	34	31
Factor de Estado Punto normal de evaporación al alrededor de 155° F	35	5
Factor de Auto Ignición El fluido opera por debajo de la temperatura de auto ignición	36	-10
Factor de Presión El fluido es un líquido en el interior del recipiente	37	-10
Factor de Crédito Existen paredes de protección	48	-1
Factor de Consecuencia de Daño	49	15
Consecuencia	50	A

TABLA 2.44

DETERMINACIÓN DE CONSECUENCIA A LA SALUD DEL TANQUE # 3

Factor de Cantidad Tóxica La cantidad almacenada es aproximadamente de 59000 libras y el Factor de Toxicidad es de 1	53	7
Factor de Población La población ubicada esta entre 15 y 25 personas	54	7
Factor de Crédito El aislamiento es operado manualmente y el sistema de mitigación tiene una efectividad menor al 90%	58	0
Factor de Dispersión Punto normal de evaporación al alrededor de 155° F	59	5
Factor de Consecuencia a la Salud	60	19
Consecuencia	61	B
Consecuencia Total		
Seleccione la mayor categoría entre las líneas 50 0 61	62	B

TABLA 2.45

DETERMINACIÓN DE LA CONSECUENCIA DE DAÑOS DEL TANQUE # 8

Factor Químico Factor de Inflamabilidad = 0. Factor de Reactividad = 2	33	0
Factor de Cantidad La cantidad almacenada es aproximadamente de 120000 libras	34	34
Factor de Estado Punto normal de evaporación al alrededor de 525° F	35	-3
Factor de Auto Ignición El fluido opera por debajo de la temperatura de auto ignición	36	-10
Factor de Presión El fluido es un líquido en el interior del recipiente	37	-10
Factor de Crédito Existen paredes de protección	48	-1
Factor de Consecuencia de Daño	49	10
Consecuencia	50	A

TABLA 2.46

DETERMINACIÓN DE CONSECUENCIA A LA SALUD DEL TANQUE # 8

Factor de Cantidad Tóxica	53	27
La cantidad almacenada es aproximadamente de 120000 libras y el Factor de Toxicidad es de 3		
Factor de Población	54	7
La población ubicada esta entre 15 y 25 personas		
Factor de Crédito	58	0
El aislamiento es operado manualmente y el sistema de mitigación tiene una efectividad menor al 90%		
Factor de Dispersión	59	-3
Punto normal de evaporación al alrededor de 525° F		
Factor de Consecuencia a la Salud	60	31
Consecuencia	61	D
Consecuencia Total		
Seleccione la mayor categoría entre las líneas 50 0 61	62	D

Realizado el análisis cualitativo, se obtuvo los resultados que se observan en la Tabla 2.47 por medio de la matriz de probabilidad y riesgo de la Figura 2.12

Se procederá en el siguiente capítulo, a la elaboración del programa de inspección con respecto al nivel más crítico y calcular el riesgo de forma cuantitativa de cada componente.

TABLA 2.47**RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS CUALITATIVO**

Componente	Nivel de riesgo
Tanque N° 2	3C (Medio)
Tanque N° 3	3B (Bajo)
Tanque N° 8	3D (Medio Alto)

CAPÍTULO 3

3. PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN EL ANÁLISIS DE RIESGOS APLICADO A TANQUES

3.1. Introducción

La importancia del desarrollo de un plan de inspección efectivo, es determinar el estado real de los componentes en estudio y luego de realizarlo, identificar las diferentes fallas existentes tales como errores de diseño, mal funcionamiento de equipos auxiliares, defectos de fabricación, etc. Con la inspección se logra conocer la tasa de daño y se puede determinar de manera efectiva la probabilidad de daño que posee el equipo.

Es importante determinar al momento de desarrollar el plan de inspección, los mecanismos de deterioro a los que estaría expuesto el componente en estudio que tiendan a determinar los

tipos de daños y poder elegir entre los diferentes ensayos no destructivos disponibles.

3.2. Desarrollo del plan de inspección

El propósito de un programa de inspección es planificar las actividades necesarias para detectar el deterioro al que están expuestos los equipos durante el servicio antes de que una falla ocurra.

Un programa de inspección debe ser desarrollado para identificar los diferentes tipos de daños posibles que deberían ser encontrados, el lugar donde estarían localizados, la técnica de inspección a utilizar y que tan frecuente se debe de realizar la inspección.

Para realizar una inspección de manera efectiva, se deberán de disponer de datos de diseño tales como los materiales de construcción, dimensiones y procesos de fabricación. Se necesita además de datos del proceso como la presión y temperatura de trabajo y el producto que es manejado por el equipo. Por último debe de conocerse la historia del equipo referente a datos de inspecciones realizadas anteriormente, análisis de fallas, actividades de mantenimiento, reparaciones y modificaciones.

3.2.1. Tipo de daño a encontrar

Los tipos de daños que pueden afectar a los equipos en su vida de servicio con respecto a las condiciones ambientales y de operación poseen características físicas que se encuentran en la tabla 3.1 y deben de ser consideradas al momento de seleccionar las técnicas de inspección a emplear.

Los mecanismos de daños de una falla pueden ser de tipo mecánico, por corrosión, inducido por hidrógeno, por corrosión bajo esfuerzos o metalúrgicos y ambientales, los cuales producen los diferentes daños citados en la Tabla 3.1. Los daños pueden ser generales en toda la superficie del equipo o localizada, la cual requiere de una inspección más detallada para que sea detectada por medio de un entendimiento de los mecanismos de daños.

TABLA 3.1

TIPOS DE DAÑOS Y SUS CARACTERÍSTICAS

Tipo de daño	Descripción
Reducción de espesor	Remoción de material de una o más superficies (general o localizada)
Fisuras en superficies conectadas	Fisuras en una o más superficies metálicas que están en contacto
Fisuras subsuperficiales	Fisuras desarrolladas en la superficie del metal
Formación de microfisuras o microvacíos	Fisuras microscópicas o vacíos desarrollados en la superficie del metal
Cambios metalográficos	Cambios en la microestructura del metal
Cambios dimensionales	Cambio en las dimensiones físicas o de la orientación
Ampolladuras	Ampollas inducidas por el hidrógeno
Cambios en las propiedades del material	Cambios en las propiedades del metal

3.2.2. Técnicas de inspección

Las técnicas de inspección se seleccionan de acuerdo a su efectividad de detectar defectos. Sin embargo los mecanismos que producen estos daños pueden influir en la selección de las técnicas de inspección.

La efectividad de las técnicas de inspección en función al tipo de daño se observan en el Apéndice J, en donde una combinación de las técnicas genera un mejor resultado al momento de la búsqueda de defectos.

Al momento de seleccionar un método de inspección se deben de considerar factores de evaluación como los que se detallan en la Tabla 3.2, la cual menciona la importancia que toma en el análisis de riesgos.

La efectividad de la inspección es cuantificada en términos de los estados de daños del elemento, con el objeto de determinar por medio del teorema de Bayes la probabilidad real de detección que posee el programa de inspección seleccionado con relación a la confiabilidad de la tasa de deterioro obtenida. Los valores se muestran en la Tabla 3.3.

TABLA 3.2

FACTORES DE EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN

Factor de Evaluación	Valoración en el análisis de riesgos
Densidad del daño y variabilidad	1. El daño ocurre en un área grande o pequeña 2. El daño ocurre de forma aleatoria o la localización puede ser predicha
Validación de la muestra	El programa de inspección es diseñado para concentrarse en lugares donde es probable que un daño ocurra
Tamaño de la muestra	El área inspeccionada debería ser apropiada para los mecanismos de daños a localizar
Capacidad de detección	La capacidad del tipo de inspección es evaluada cualitativamente
Validación de predicciones basado en anteriores observaciones	Las observaciones anteriores son usadas para predecir el futuro, basado en el incremento o decremento en la tasa de daño

TABLA 3.3

CUANTIFICACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN

Estado de daño	Efectividad de la inspección				
	Alta	Normal	Regular	Mala	No efectiva
Estado 1: Tasa de daño medida (0 – 1X)	0.9	0.7	0.50	0.40	0.33
Estado 2: Tasa de daño alta (1 – 2X)	0.09	0.2	0.30	0.33	0.33
Estado 3: Tasa de daño alta (2 – 4X)	0.01	0.1	0.20	0.27	0.33

La frecuencia de la inspección es determinada por medio de cuatro factores que son:

1. Mecanismo de daño y el tipo de daño
2. Tasa de daño
3. La tolerancia del equipo para el tipo de daño
4. Probabilidad de detección y predicción de daños con las técnicas de inspección

La frecuencia de inspección es seleccionada como una fracción de la vida remanente del equipo, la cual esta definida por la ecuación 3.1. Además, en las normas de inspección de los diferentes componentes se da información sobre el periodo que debe de existir entre cada inspección

$$\text{Vida Remanente (años)} = \frac{\text{Tolerancia de daño}}{\text{Tasa de daño}} \quad (\text{ec. 3.1})$$

3.2.3. Selección del programa de inspección

Para la selección del programa de inspección, primero se debe definir el mecanismo de daño al que se encuentran

expuestos los 9 recipientes y determinar el posible tipo de daño a encontrar.

Debido a las condiciones de operación y propiedades físicas de las sustancias almacenadas, los tanques se encuentran expuestos al mecanismo de daño por corrosión causado en el interior del tanque producto de la acción corrosiva de la sustancia almacenada y a corrosión atmosférica debido a una atmósfera de trabajo tipo industrial, la cual contiene sulfatos en suspensión y afecta a la capa de pintura que poseen los tanques.

El tipo de daño que se va a encontrar en los tanques de almacenamiento es el de reducción de espesor producto de la reducción del espesor de las planchas que conforman a los tanques, provocando que los tanques puedan ser puestos fuera de servicio si al momento de la inspección se detecta un espesor menor al requerido para que soporte los esfuerzos producidos por el peso de la columna líquida de la sustancia almacenada.

De acuerdo a las recomendaciones del apéndice J, se han seleccionado la inspección visual y la medición de espesores

para la evaluación del estado de cada uno de los tanques y tentativamente se tiene que la inspección debería de realizarse al menos cada 5 años de acuerdo a las recomendaciones de la norma API 620 y API 653.

3.3. Inspección de los equipos seleccionados

En la Figura 3-1 se muestran a los tanques a ser inspeccionados en donde se observa el sistema de enfriamiento de los tanques en caso de ocurrir un incendio.



FIGURA 3-1. VISTA GENERAL DE LOS TANQUES A INSPECCIONAR

La inspección realizada en los recipientes en el sitio consistió de la evaluación visual de la integridad física de cada tanque de almacenamiento, en donde se tomo en cuenta las condiciones en que se encuentran las válvulas de despacho, válvulas de vacío, pintura sobre el recipiente, estado de los cordones de soldadura, estado del sistema de enfriamiento de los tanques, separación de las paredes del cubeto de contención y estado de las escaleras y plataformas por medio de la norma API 620 “Design and Construction of Large Welded, Low Pressure Storage Tank” y API 575 “Inspection of Atmospheric and Low – Pressure Storage Tanks”.

La medición de espesores de las planchas que conforman a los tanques fue llevada a cabo a través de las recomendaciones encontradas en la Norma ASME “Boiler and Pressure Vessel Code - Section V Nondestructive Examinations”. Para llevar a cabo estas mediciones, se utilizó un equipo de señal ultrasónica marca STRESSTEL modelo T – Mike, para obtener los espesores de cada tanque, realizando 2.5 lecturas por metro cuadrado. Las lecturas fueron puntuales y se llevaron acabo en las tapas y anillos que conforman a los tanques.

La inspección ha sido realizada después de 6 años de haberse realizado la última inspección y se procedió a comparar los resultados obtenidos en las pruebas realizadas con las anteriores a fin de determinar la tasa de deterioro de cada tanque y de esta forma predecir el tiempo de vida remanente.

Por falta de datos de diseño, se determinó el espesor mínimo requerido de acuerdo a las especificaciones de operación de los tanques y consideraciones de diseño. Además, se consideró una vida de diseño de 40 años como recomendación de la norma API 581 "Risk Based Inspection para realizar posteriormente el análisis de riesgos.

3.4. Resultados obtenidos

Los valores significativos de la medición de espesores obtenidos de cada tanque se muestran en las Tablas 3.4 a la 3.12 se comparan los valores actuales con los datos anteriores de las planchas del fondo por ser más susceptible a fallas y determinar la tasa de corrosión promedio de los tanques.

Los resultados de la inspección visual de los tanques son mostrados desde la Figura 3.2 hasta la Figura 3.8, en la que se proporciona una breve descripción de los defectos encontrados.

TABLA 3.4

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 1

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.60	3.80	3.67
	PL4	Mayo – 03	3.10	3.62	3.47
DIFERENCIA					0.20
AN2	PL4	Julio – 97	3.49	3.70	3.64
	PL4	Mayo – 03	3.48	3.65	3.58
DIFERENCIA					0.06
AN3	PL1	Julio – 97	3.30	3.80	3.53
	PL1	Mayo – 03	3.23	3.71	3.50
DIFERENCIA					0.03
AN4	PL1	Julio – 97	3.60	3.90	3.74
	PL5	Mayo – 03	3.59	3.70	3.65
DIFERENCIA					0.09
AN5	PL1	Julio – 97	3.20	3.80	3.57
	PL4	Mayo – 03	3.10	3.72	3.49
DIFERENCIA					0.08
AN6	PL1	Julio – 97	3.00	3.80	3.60
	PL4	Mayo – 03	3.00	3.50	3.31
DIFERENCIA					0.29
AN7	PL1	Julio – 97	3.40	3.80	3.61
	PL1	Mayo – 03	3.00	3.80	3.51
DIFERENCIA					0.10
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.02

TABLA 3.5

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 2

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.50	3.80	3.71
	PL4	Mayo – 03	3.50	3.79	3.70
DIFERENCIA					0.01
AN2	PL4	Julio – 97	3.60	3.70	3.65
	PL3	Mayo – 03	3.50	3.62	3.56
DIFERENCIA					0.09
AN3	PL1	Julio – 97	3.80	3.90	3.84
	PL4	Mayo – 03	3.20	3.82	3.59
DIFERENCIA					0.25
AN4	PL1	Julio – 97	3.70	4.00	3.81
	PL1	Mayo – 03	3.60	3.69	3.66
DIFERENCIA					0.15
AN5	PL1	Julio – 97	3.70	3.90	3.76
	PL1	Mayo – 03	3.42	3.85	3.67
DIFERENCIA					0.09
AN6	PL1	Julio – 97	3.60	3.90	3.72
	PL1	Mayo – 03	3.60	3.85	3.72
DIFERENCIA					0.00
AN7	PL1	Julio – 97	3.60	3.90	3.75
	PL4	Mayo – 03	3.32	3.90	3.62
DIFERENCIA					0.13
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.02

TABLA 3.6

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 3

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.40	4.00	3.80
	PL4	Mayo – 03	3.40	3.70	3.71
DIFERENCIA					0.09
AN2	PL4	Julio – 97	3.50	4.00	3.73
	PL1	Mayo – 03	3.50	3.80	3.72
DIFERENCIA					0.01
AN3	PL1	Julio – 97	3.60	3.90	3.73
	PL1	Mayo – 03	3.55	3.80	3.73
DIFERENCIA					0.00
AN4	PL1	Julio – 97	3.20	3.90	3.70
	PL6	Mayo – 03	3.62	3.79	3.69
DIFERENCIA					0.01
AN5	PL1	Julio – 97	3.60	4.00	3.84
	PL1	Mayo – 03	3.56	4.00	3.75
DIFERENCIA					0.09
AN6	PL1	Julio – 97	3.70	4.00	3.86
	PL1	Mayo – 03	3.70	3.90	3.79
DIFERENCIA					0.07
AN7	PL1	Julio – 97	3.70	4.80	4.26
	PL4	Mayo – 03	3.78	4.01	3.88
DIFERENCIA					0.38
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.02

TABLA 3.7

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 4

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.10	3.90	3.55
	PL1	Mayo – 03	3.10	3.77	3.54
DIFERENCIA					0.01
AN2	PL4	Julio – 97	3.10	3.80	3.46
	PL1	Mayo – 03	3.05	3.78	3.46
DIFERENCIA					0.00
AN3	PL1	Julio – 97	3.20	3.80	3.63
	PL1	Mayo – 03	3.30	3.80	3.62
DIFERENCIA					0.01
AN4	PL1	Julio – 97	3.50	3.90	3.71
	PL6	Mayo – 03	3.45	3.80	3.66
DIFERENCIA					0.01
AN5	PL1	Julio – 97	3.30	3.90	3.67
	PL3	Mayo – 03	3.60	3.73	3.66
DIFERENCIA					0.01
AN6	PL1	Julio – 97	3.70	3.90	3.73
	PL1	Mayo – 03	3.53	3.73	3.67
DIFERENCIA					0.06
AN7	PL1	Julio – 97	3.50	4.00	3.77
	PL1	Mayo – 03	3.45	3.80	3.69
DIFERENCIA					0.08
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.004

TABLA 3.8

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 5

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.50	3.90	3.79
	PL1	Mayo – 03	3.42	3.50	3.46
DIFERENCIA					0.33
AN2	PL4	Julio – 97	3.40	3.90	3.67
	PL1	Mayo – 03	3.35	3.81	3.52
DIFERENCIA					0.15
AN3	PL1	Julio – 97	3.50	4.00	3.83
	PL1	Mayo – 03	3.21	3.45	3.34
DIFERENCIA					0.49
AN4	PL1	Julio – 97	4.00	4.00	4.00
	PL2	Mayo – 03	3.50	3.62	3.56
DIFERENCIA					0.44
AN5	PL1	Julio – 97	3.30	4.00	3.56
	PL4	Mayo – 03	3.35	3.70	3.56
DIFERENCIA					0.00
AN6	PL1	Julio – 97	3.40	3.90	3.60
	PL1	Mayo – 03	3.40	3.75	3.56
DIFERENCIA					0.04
AN7	PL1	Julio – 97	3.50	4.00	3.71
	PL1	Mayo – 03	3.32	3.52	3.42
DIFERENCIA					0.29
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.04

TABLA 3.9

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 6

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	3.70	4.00	3.87
	PL4	Mayo – 03	3.45	3.71	3.58
DIFERENCIA					0.29
AN2	PL4	Julio – 97	3.40	4.00	3.67
	PL1	Mayo – 03	3.10	3.68	3.49
DIFERENCIA					0.18
AN3	PL1	Julio – 97	3.40	3.90	3.74
	PL4	Mayo – 03	3.43	3.87	3.66
DIFERENCIA					0.08
AN4	PL1	Julio – 97	3.40	3.80	3.61
	PL2	Mayo – 03	3.20	3.30	3.25
DIFERENCIA					0.36
AN5	PL1	Julio – 97	3.30	3.90	3.71
	PL4	Mayo – 03	3.50	3.72	3.63
DIFERENCIA					0.08
AN6	PL1	Julio – 97	3.30	4.00	3.57
	PL1	Mayo – 03	3.33	3.80	3.57
DIFERENCIA					0.00
AN7	PL1	Julio – 97	3.30	4.00	3.76
	PL1	Mayo – 03	3.12	3.60	3.36
DIFERENCIA					0.40
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.04

TABLA 3.10

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 7

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	1.60	3.80	3.37
	PL4	Mayo – 03	2.40	3.50	3.30
DIFERENCIA					0.07
AN2	PL4	Julio – 97	3.00	3.70	3.39
	PL1	Mayo – 03	3.00	3.75	3.37
DIFERENCIA					0.02
AN3	PL1	Julio – 97	2.70	3.90	3.51
	PL4	Mayo – 03	2.70	3.80	3.51
DIFERENCIA					0.00
AN4	PL1	Julio – 97	3.10	3.90	3.56
	PL2	Mayo – 03	3.00	3.89	3.53
DIFERENCIA					0.03
AN5	PL1	Julio – 97	2.70	3.80	3.51
	PL1	Mayo – 03	3.36	3.70	3.50
DIFERENCIA					0.01
AN6	PL1	Julio – 97	3.40	3.70	3.51
	PL1	Mayo – 03	3.28	3.70	3.51
DIFERENCIA					0.00
AN7	PL1	Julio – 97	3.40	3.80	3.57
	PL1	Mayo – 03	3.45	3.60	3.52
DIFERENCIA					0.05
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.004

TABLA 3.11

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 8

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	5.56	5.72	5.65
	PL4	Mayo – 03	5.52	5.70	5.61
DIFERENCIA					0.04
AN2	PL4	Julio – 97	5.40	5.80	5.61
	PL1	Mayo – 03	5.35	5.70	5.48
DIFERENCIA					0.13
AN3	PL1	Julio – 97	5.60	5.90	5.74
	PL1	Mayo – 03	5.40	5.90	5.60
DIFERENCIA					0.14
AN4	PL1	Julio – 97	4.80	5.70	5.43
	PL1	Mayo – 03	5.14	5.52	5.37
DIFERENCIA					0.06
AN5	PL1	Julio – 97	5.50	5.70	5.61
	PL1	Mayo – 03	5.38	5.70	5.61
DIFERENCIA					0.00
AN6	PL1	Julio – 97	5.40	5.70	5.54
	PL1	Mayo – 03	5.40	5.70	5.49
DIFERENCIA					0.05
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.01

TABLA 3.12

MEDICIÓN DE ESPESORES TANQUE N° 9

Anillo N°	Plancha N°	Fecha de medición	Lecturas (mm)		
			L. min	L. max	L. prom
AN1	PL4	Julio – 97	6.00	6.00	6.00
	PL1	Mayo – 03	5.79	6.35	5.95
DIFERENCIA					0.05
AN2	PL4	Julio – 97	5.80	6.00	5.91
	PL4	Mayo – 03	5.80	6.00	5.90
DIFERENCIA					0.01
AN3	PL1	Julio – 97	5.80	6.00	5.93
	PL4	Mayo – 03	5.79	5.87	5.82
DIFERENCIA					0.11
AN4	PL1	Julio – 97	5.90	6.00	5.93
	PL4	Mayo – 03	5.78	6.10	5.90
DIFERENCIA					0.03
AN5	PL1	Julio – 97	5.90	6.00	5.96
	PL1	Mayo – 03	5.80	6.05	5.94
DIFERENCIA					0.02
Tasa de corrosión promedio (mm/año)					0.01



FIGURA 3-2. FALTA DE SEGURIDAD EN LA DESCARGA DE PRODUCTO



FIGURA 3-3. CORROSIÓN DEL SOPORTE DE LA PLATAFORMA- TK 2



FIGURA 3-4. CORROSIÓN EN LAS SILLETAS DE SOPORTE- TK 2



FIGURA 3-5. TAPA CORROÍDA Y SIN PERNOS DE SUJECIÓN- TK 3



FIGURA 3-6. DISMINUCIÓN DE ESPESOR LOCALIZADA- TK 7



FIGURA 3-7. CORROSIÓN ENTRE ESCALERA Y TANQUE- TK 8



FIGURA 3-8. DISTANCIA DE TANQUE A CUBETO INADECUADO– TK 9



FIGURA 3-9. DISTANCIA ENTRE TANQUES INSUFICIENTES

3.5. Determinación cuantitativa del índice de riesgos

El análisis de riesgos de forma cuantitativa se utiliza para establecer el nivel de riesgo del componente en estudio en términos de área afectada por año o por pérdidas económicas por año, luego de haber ejecutado el plan de inspección seleccionado anteriormente con el análisis cualitativo

La determinación del riesgo cuantitativo se realiza por medio de los procedimientos explicados en las secciones 2.4 y 2.5. Para la determinación del índice de riesgos, se deben definir las características del fluido almacenado y de esta manera calcular la tasa de emisión al ambiente a fin de encontrar las consecuencias que provocarán las diferentes emisiones dependiendo del tamaño de agujeros seleccionados y a través de la determinación de la probabilidad de falla, determinar el índice de riesgos dependiendo del interés requerido.

3.6. Índice de riesgos cuantitativo de los componentes seleccionados

De acuerdo a los factores de inflamabilidad, toxicidad y reactividad, el tanque N° 4 no será considerado en el análisis cuantitativo.

El primer paso consiste en determinar el fluido representativo en cada tanque con la Tabla 2.6 y definir sus propiedades, Además se debe tener en cuenta la fase del fluido dentro del recipiente y a condiciones ambientales para modelar el fluido de acuerdo a la Tabla 2.9. El fluido representativo de cada tanque con sus propiedades y forma de modelado se puede observar en la Tabla 3.13.

Con los valores de la Tabla 2.7, seleccionamos el juego de agujeros para realizar el análisis y por tratarse de tanques de almacenamiento atmosféricos horizontales, se seleccionan los cuatro tipos de agujeros, es decir ¼”, 1”, 4” y ruptura.

La cantidad disponible a ser emitida en una fisura, será en este caso del 50% del contenido de líquido en cada recipiente y se procede a calcular la tasa de descarga de cada sustancia para cada tamaño de agujero con la ecuación 2.2, donde C_d toma el valor de 0.61 y los resultados se muestran en la Tabla 3.14

$$Q_L = C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{g_c}{144}} \quad (\text{ec. 2.2})$$

TABLA 3.13

FLUIDO REPRESENTATIVO, PROPIEDADES Y TIPO DE MODELADO

Tanque	Fluido Contenido	Material Representativo	Gravedad específica	Tipo de modelado
1	Diluyente	C ₃ – C ₅	0.799	Líquido
2	Xileno	Aromático; C ₆ – C ₈	0.86	Líquido
3	Hexano	C ₆ – C ₈	0.675	Líquido
5	Butanol	C ₃ – C ₅	0.805	Líquido
6	Tolueno	Aromático	0.87	Líquido
7	Acetato de etilo	C ₁ – C ₂	0.785	Líquido
8	Ácido Sulfúrico	Ácido (alto)	1.84	Líquido
9	Soda Líquida	Ácido (alto)	1.78	Líquido

TABLA 3.14

TASA DE DESCARGA POR AGUJERO PARA CADA TANQUE

Tanque	1/4" (lb/s)	1" (lb/s)	4" (lb/s)	Ruptura (lb/s)
1	0.282	4.505	72.081	1153.310
2	0.292	4.674	74.783	1196.525
3	0.259	4.141	66.253	1060.046
5	0.283	4.522	72.352	1157.632
6	0.294	4.701	75.216	1203.462
7	0.279	4.465	71.448	1143.161
8	0.427	6.837	109.386	1750.176
9	0.420	6.724	107.588	1721.404

A continuación se establece si la emisión será instantánea, si la cantidad emitida del fluido es mayor a 10000 libras en 3 minutos, caso contrario, será continua. Utilizando el fluido del tanque 3 que posee las menores tasa de emisión, se encontró que para los agujeros de ¼ y 1" la emisión es continua, mientras que el agujero de 4" y la ruptura, obedecen a una emisión instantánea.

El área afectada por consecuencias inflamables para cada tipo de emisión de los tanques 1 al 7, excepto el 6, es calculada con las ecuaciones de las Tablas 2.11 y 2.12 y los resultados se muestran en la Tabla 3.15. Para los tanques 8 y 9, se utilizará la curva que obedece a la ecuación 3.2 de la Figura 2.9 en las emisiones continuas y los resultados se observan en la Tabla 3.16

$$A = 2699.5x^{0.2024} \quad (\text{ec. 3.2})$$

Como el tolueno es tóxico, para el tanque N° 6 se considera el porcentaje de evaporación de la Tabla 2.16 para el tiempo de duración de una fuga continua de la Tabla 2.10, en donde el sistema de detección y de aislamiento tienen categoría C de acuerdo a la Tabla 2.5. El área afectada se calcula con la ecuaciones 2.7 de acuerdo al tipo de emisión. La Tabla 3.17 muestra los resultados obtenidos

TABLA 3.15

ÁREA AFECTADA POR LAS CONSECUENCIAS INFLAMABLES

Tanque	Área afectada (m ²) por agujero			
	1/4"	1"	4"	Ruptura
1	45.91	555.91	2923.22	2923.22
2	16.03	189.11	4356.98	4356.98
3	14.41	169.79	3606.86	3606.86
5	46.06	557.80	2941.86	2941.86
7	No se modela			

TABLA 3.16

ÁREA AFECTADA POR LAS CONSECUENCIAS TÓXICAS

Tanque	Área afectada (m ²) por agujero			
	1/4"	1"	4"	Ruptura
8	211.11	370.075	No se modela	
9	210.406	368.829	No se modela	

TABLA 3.17

ÁREA AFECTADA POR LA EMISIÓN DE TOLUENO DEL TANQUE 6

Tamaño de agujero (pulg.)	1/4	1	4	Ruptura
Duración de la fuga (min)	60	40	Instantánea	
Cantidad emitida (lb)	1058.4	11282.4	37891.95	37891.95
Tasa de evaporación (lb/s)	0.011	0.118	0.395	0.395
Área afectada (m ²)	0.00061	0.007	0.022	0.022

El acetato de etilo contenido en el tanque N° 7, no puede ser modelado tanto para consecuencias inflamables como para consecuencias tóxicas, debido a que el estado final del fluido es líquido, lo cual concuerda con el análisis cualitativo que lo calificó con un índice 3B, el que significa que su riesgo es bajo, por lo tanto no se lo considerará para la determinación cuantitativa del índice de riesgos.

El siguiente paso consiste en encontrar la probabilidad de falla a los que se encuentran expuestos los tanques en estudio por medio de la ecuación 2.8

$$Frecuencia_{Ajustada} = Frecuencia_{genérica} \times F_E \times F_M \quad (\text{ec. 2.8})$$

Del Apéndice I, se obtiene la frecuencia genérica de falla de los tanques para cada agujero. A continuación se procede a calcular el factor de modificación del equipo, el cual consta de 4 subfactores explicados en la sección 2.5.1.

Para el cálculo del subfactor de módulo técnico, se establece el mecanismo de daño, el cual fue establecido al momento de desarrollar el plan de inspección y se determinó que los tanques están expuestos a corrosión, lo que provoca reducción de espesor

de las planchas que conforman al recipiente. El tipo de daño se encuentra considerado dentro de la norma API 581 en su Apéndice G, para el cálculo de este módulo, el cual consiste en aplicar la ecuación 3.3 y de acuerdo a la efectividad de la inspección para corrosión detallada en la Tabla 3.18 y el número de inspecciones realizadas determinar el subfactor de módulo técnico a partir del Apéndice K. Este valor deberá ser multiplicado por el factor de sobre diseño de la Tabla 3.19 de acuerdo a la ecuación 3.4.

$$\frac{ar}{t} \quad (\text{ec. 3.3})$$

$$\frac{T_{actual}}{T_{actual} - CA} \quad (\text{ec. 3.4})$$

Donde a representa el tiempo, r la tasa de corrosión y t el espesor en la ecuación 3.3 y T_{actual} se refiere el espesor actual y CA el espesor considerado para la corrosión.

Con las recomendaciones de la norma API 620, se determinó que el espesor mínimo requerido para los tanques es de aproximadamente de 1.3 mm, en donde los resultados del subfactor de módulo técnico para cada tanque se encuentran en la Tabla 3.20

TABLA 3.18

APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN

Efectividad de la inspección	Tipo de inspección
Alta	Examinación visual interna completa con medición por ultrasonido de espesores
Normal	Examinación visual interna parcial con medición por ultrasonido de espesores
Regular	Medición ultrasónica externa de espesores
Mala	Prueba del martillo
No efectiva	Examinación externa visual

TABLA 3.19

AJUSTES POR SOBRE DISEÑO

$T_{\text{actual}}/(T_{\text{actual}} - CA)$	Factor de sobre diseño
1.0 a 1.5	1
> 1.5	0.5

TABLA 3.20

MÓDULO TÉCNICO DE LOS TANQUES

Tiempo entre inspecciones			6 años				
Tipo de Inspección			Normal				
Número de Inspecciones			1				
Tanque	r (mm/año)	t (mm)	ar/t	SFMT	CA (mm)	FSD	SFMT_{Final}
1	0.02	3.00	0.04	1	1.7	0.5	0.5
2	0.02	3.20	0.04	1	1.9	0.5	0.5
3	0.02	3.40	0.04	1	2.1	0.5	0.5
5	0.04	3.21	0.08	1	1.91	0.5	0.5
6	0.04	3.10	0.08	1	1.8	0.5	0.5
8	0.01	5.14	0.01	1	3.84	0.5	0.5
9	0.01	5.78	0.01	1	4.48	0.5	0.5

Los datos encontrados son de moderada fiabilidad de acuerdo a la Tabla 2.22, debido a que los datos fueron obtenidos por mediciones en el sitio y la efectividad de la inspección para los diferentes estados de daños se muestra en la Tabla 3.3, por lo que aplicando la ecuación 2.9 se tiene que la inspección para un estado de daño tipo 1 posee una fiabilidad del 90.74%

$$p[A / B_k] = \frac{0.7 \times 0.7}{0.7 \times 0.7 + 0.2 \times 0.2 + 0.1 \times 0.1} = 0.9074$$

Procedemos al cálculo del subfactor universal, el cual es el mismo para todos los tanques e involucra la condición en que se encuentran los tanques en la planta, las condiciones ambientales de operación y la actividad sísmica de la región. Las condiciones en planta son similares a compañías típicas, la temperatura en invierno es superior a los 40°F y la actividad sísmica de la región es 2, por lo que de acuerdo a los valores asignados en la Tabla 2.24, los tanques poseen un subfactor universal de 1.

El subfactor mecánico depende de la complejidad de los tanques, el código de construcción utilizado, el ciclo de vida y el factor de seguridad. El número de inyectores de cada tanque es 1, por lo que se asigna un valor de -1 de la Tabla 2.25. Los tanques se diseñados con la norma API620 en el año de 1971 y es mantenido

bajo ese código y por lo que corresponde un valor numérico 1 de la Tabla 2.27.

Al no existir datos de diseño se asume un tiempo de vida de 40 años sugerido en la norma API 581 y los tanques llevan en operación 32 años por lo que la vida en servicio es de un 80%, correspondiente a un valor numérico de 1 en la Tabla 2.28. Los tanques operan a presión atmosférica y en el diseño de estos tanques la presión de diseño tiene un margen de seguridad de 1.5, por lo tanto la relación entre la presión de operación con respecto a la de diseño es menor a 0.5, correspondiente a un valor numérico de -2 sugerido en la Tabla 2.29. El subfactor mecánico es de -1

El último subfactor a calcular es el correspondiente al proceso, en donde se considera la continuidad y estabilidad de la operación y el estado de las válvulas de alivio. Los mantenimientos planificados son 2 al año, mientras que los no planificados es 1 al año por lo que el valor numérico asignado es de -1.5 de la Tabla 2.31. La estabilidad de operación de los tanques se encuentra dentro de los procesos promedios por lo que su asignación numérica es 0 con respecto a la Tabla 2.32.

El plan de mantenimiento considera a todas las válvulas de los tanques las que poseen un servicio libre de suciedad por lo que el valor numérico asignado es de -2 de la Tabla 2.33. A excepción de los tanques 8 y 9, los tanques en su interior no poseen sustancias corrosivas por lo que su valor numérico es de 0, mientras que para los tanques 8 y 9 el valor numérico corresponde a 3, obtenidos de la Tabla 2.33. El subfactor de proceso de los tanques 1 al 7 es de -3.5 y el de los tanques 8 y 9 es de 0.5.

Los cuatro subfactores se suman y se obtiene el Factor de modificación de equipo. Para los tanques 1 al 7 el Factor toma un valor de 3 y para los tanques 8 y 9 el valor es de 1.

El último factor a considerar en la determinación de la probabilidad de fallas es el factor de evaluación del sistema de administración de la compañía, el cual es válido para todos los tanques en estudio e involucra la calificación que se obtenga de 101 preguntas sobre una calificación de 1000 puntos, resultado que será evaluado en la Figura 2.11 y servirá para incrementar o disminuir la frecuencia de falla de los tanques

Las preguntas con sus respectivos puntajes son mostradas a continuación en la Tabla 3.21.

TABLA 3.21

**PREGUNTAS DEL FACTOR DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE
ADMINISTRACIÓN**

1. Gerencia y Administración		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	La compañía tiene políticas sobre la administración de seguridad de los procesos.	10	10
2	La política general se tiene en:		
	a) Manuales	2	2
	b) Afiches en varios sitios	2	2
	c) Se incluye en todos los folletos	2	2
	d) Publicada en programas de capacitación	2	0
	e) Utilizada en otras formas	2	0
3	Las responsabilidades de los gerentes están claramente descritas	10	10
4	Los objetivos de seguridad son establecidos anualmente por el personal involucrado	15	15
5	Que porcentaje de la gerencia a participado en seminarios sobre seguridad en los últimos 3 años	%x10	8
6	Existe un comité de seguridad o similar?	5	5
	a) Es parte del organigrama este comité	5	5

	b) El comité conoce de los documentos a ser implantados	5	5
Puntaje Total		70	64
2. Información segura del proceso		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Los datos de seguridad de las sustancias químicas manipuladas están disponibles en cada unidad	5	0
	a) La cantidad máxima a almacenar esta documentada	2	2
	b) La información esta disponible para el personal de mantenimiento, operadores y contratistas en la unidad	2	2
	c) Son los efectos peligros y el personal esta capacitado para situaciones riesgosas	2	0
2	Los procedimientos de control de calidad para todos los materiales permiten la identificación de las especificaciones cuando son recibidos o utilizados	10	10
3	Si información de lectura disponible en el sitio es:		
	a) Resumen del proceso químico	3	0
	b) Límites de operación (temperatura, presión, flujo)	3	0
	c) Consecuencias en caso de pasar los límites	3	0
4	Existe un diagrama de flujo disponible para el entendimiento del proceso para los operadores	5	0

5	Están disponibles los planos de instrumentación y proceso de todas las unidades en el sitio	10	0
6	Existe documentación de que los equipos se han diseñado bajo normas	8	0
7	Todos los equipos se han diseñado bajo norma	4	4
	Existe los datos de mantenimiento y diseño en el manual de seguridad del operador	4	0
8	Se tiene información escrita de los equipos de:		
	a) Materiales de construcción	1	1
	b) Códigos de diseño	1	1
	c) Clasificación eléctrica	1	1
	d) Diseño de sistemas de alivio	1	1
	e) Diseño del sistema de ventilación	1	1
	f) Sistemas de seguridad	1	1
9	Los procedimientos en el sitio de cada individuo son conocidos dentro del proceso de seguridad	5	5
10	La documentación sobre la seguridad del proceso es mantenida como referencia en cada elemento	8	0
Puntaje Total		80	29
3. Análisis de peligros del proceso		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Que porcentaje de todas las unidades que manejan	%x10	0

	sustancias peligrosas se han considerado en un análisis de peligros del proceso en los últimos 5 años		
2	Existe un orden de prioridad para conducir este tipo de análisis en el futuro Este análisis incluye los siguientes factores: a) La cantidad de material tóxico o inflamable b) El nivel de toxicidad o reactividad del material c) El número de personas cercanas al sitio d) Complejidad del proceso e) Condiciones de operación críticas	5 . 1 1 1 1 1	5 . 1 1 1 1 1
3	El análisis de peligros del proceso posee datos de: a) Los peligros del proceso b) Revisión previa de accidentes de cada equipo c) Control de peligros entre la ingeniería y administración d) Consecuencia de fallas e) Facilidades del sitio f) Factores humanos g) Evaluación cualitativa de los efectos de las fallas	 2 2 2 . 2 2 2 2 2	 2 0 0 . 2 2 2 2 2
4	Basado en el más reciente análisis de peligros a) El líder del equipo poseía experiencia	 3	 0

	b) El líder recibió preparación para el análisis	3	0
	c) Se tenía un experto en análisis de peligros en el equipo de análisis	3 .	0 .
	d) Fueron cubiertas todas las áreas durante el análisis	3 .	0 .
	e) Uno de los miembros del equipo no participó en el diseño original de las instalaciones	3	0
5	El sistema en el sitio posee las reglas y recomendaciones y están documentadas para asegurarse que sea utilizadas en un tiempo establecido	8	0
	a) Los tiempos de implementación están establecidos	3	0
	b) El sistema requiere que las decisiones del análisis de peligro y la implementación sea comunicada a todas las personas afectadas	3	0
6	La metodología utilizada en anteriores análisis o en la utilizar a futuro es la apropiada para la complejidad del proceso	10	10
7	El análisis de peligros fue guiado por alguien que estaba capacitado en la metodología empleada	12	0
8	Basado en el más reciente análisis, son las tasas promedio de análisis apropiados para la complejidad del sistema analizado	10	0
9	Después de que los peligros del proceso han sido identificados, son las probabilidades y consecuencias de fallas valorizadas con un estudio cualitativo o	5	5

	cuantitativo.		
Puntaje Total		100	35
4. Gestión de cambios		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Existe documentación pertinente sobre los pasos a seguir en caso de cambios en el proceso	9	9
	Los procesos autorizados son claros y tienen un alto nivel	5	5
2	Los siguientes tipos de cambios están considerados en el procedimiento de gestión de cambios		
	a) Cambios físicos del sistema	4	4
	b) Cambios en los procesos químicos	4	4
	c) Cambios en las condiciones del proceso	4	4
	d) Cambios significativos en el procedimiento de operación	4	4
3	Esta claramente entendido que es un cambio temporal	10	10
	a) La gestión de cambios maneja los cambios temporales como permanentes	4	4
	b) Las instalaciones temporales son removidas luego de un tiempo o se la re califica como permanentes	5	5
4	Los procedimientos de la gestión de cambios requiere que las siguientes acciones se revisen en el proceso		
	a) Análisis de peligros de los equipos		

	b) Actualizar los procedimientos de operación	3	0
	c) Actualizar los programas de mantenimiento	3	3
	d) Modificación de los planos de proceso e instrumentación y límites de operación	3	3
	e) Notificar de los cambios al personal involucrado	.	.
	f) Notificar a los contratistas de los cambios	3	3
	g) Revisión de los efectos de los cambios propuestos	3	0
		3	3
5	Cuando los cambios son hechos en el proceso o en la operación, se documentan los efectos en los equipos y materiales de construcción para determinar si la tasa de daños se incrementa o habrá nuevos mecanismos de daños en los equipos del proceso	10	0
6	Cuando se cambian los materiales de los equipos por reparación o mantenimiento, se hace una revisión metalúrgica para verificar que el nuevo material es acorde con el proceso	5	0
Puntaje Total		80	62
5. Procedimientos de operación		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Los procedimientos escritos de operación son disponibles para el personal de cada equipo.	10	10
	Los procedimientos de operación definen las responsabilidades de cada persona	5	5

2	Los procedimientos de operación consideran:		
	a) Arranque	2	2
	b) Operación normal	2	2
	c) Parada normal	2	2
	d) Parada de emergencia	2	2
	e) La posición de las personas para iniciar la parada de emergencia	2	2
	f) Paso para corregir o evitar desviaciones en el proceso	2	2
	g) Arranque después de la emergencia	2	2
	h) Sistemas de seguridad y sus funciones	2	2
3	Las siguientes consideraciones de seguridad son cubiertas en el uso de químicos en el proceso	.	.
	a) Propiedades de los químicos	3	3
	b) Precauciones a seguir y equipo de protección	4	4
	c) Medidas de control en caso de contacto físico	3	3
4	Los procedimientos de operación son fáciles de comprender	10	10
5	Son adecuados los procedimientos de transferencia de información	10	10
6	Con que frecuencia se revisa los procedimientos de operación		

	a) Anualmente o cuando ocurre un cambio	11	11
	b) Cada dos años	6	
	c) Solamente cuando se hacen grandes cambios	3	
	d) No esta establecido	0	
7	Conque frecuencia se hace una evaluación imparcial del nivel de complejidad de los procedimientos escritos	.	4
	a) Cada 6 meses	8	
	b) Anualmente	4	
	c) Cada 3 años	2	
	d) No se hace	0	
Puntaje Total		80	76
6. Prácticas seguras de trabajo		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Las prácticas de seguridad en el trabajo desarrolladas e implementadas por los empleados y contratistas para controlar los peligros durante la operación o el mantenimiento incluyen:		
	a) Trabajos con temperatura	2	0
	b) Procedimientos de interrupción de líneas	2	2
	c) Cerrojos y adhesivas	2	0
	d) Ingreso a espacios confinados	2	2

	e) Tuberías o abertura de equipos de procesos	2	0
	f) Ingreso a las instalaciones para personal contratista, de mantenimiento, de laboratorio u otro personal.	2	2
	g) Ingreso de vehículos	2	0
	h) Grúas de carga	2	0
	i) Manejo de materiales peligrosos	2	2
	j) Inspección o mantenimiento de equipos en servicio	2	2
2	Las recomendaciones listadas anteriormente requieren de una autorización previa para iniciar la actividad Si es así, los procedimientos permiten:	10 .	10 .
	a) Formas para resguardar el área	1	1
	b) Instrucciones claras suministradas	1	1
	c) Autorización para emisiones	1	1
	d) Firmas para completar el trabajo	1	1
	e) Procedimientos para extensión del trabajo	1	1
3	Existe una capacitación formal a las personas acerca de las autorizaciones emitidas	10	10
4	Son los empleados afectados capacitados acerca de las autorizaciones y requerimientos de procedimientos	10	10

5	Conque frecuencia se evalúa los requerimientos para realizar trabajos en algún componente	.	
	Cada 3 meses	8	
	Cada 6 meses	4	2
	Anualmente	2	
	No se realiza	0	
6	Los procedimientos en el sitio requieren que los procedimientos autorizados y reglas de trabajo sean revisadas y actualizados formalmente cada 3 años	10	10
	Los registros indican que estas revisiones se han llevado a cabo	5	0
7	Se tiene fuentes para determinar que las condiciones ambientales de trabajo son consistentes con los estándares de ergonomía	4	0
	Las deficiencias encontradas en estas fuentes han sido corregidas	4	0
Puntaje Total		85	57
7. Capacitación		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Están escritos los procedimientos que definen la capacitación general sobre seguridad, practicas de trabajo, etc. para que sean recibidos por todos los empleados	10	10

2	Se encuentra documentado la cantidad y contenido de las especificaciones de los programas de capacitación para nuevos empleados	10	10
3	Los procedimientos de capacitación incluyen:		
	a) Revisión de los procesos y las especificaciones de seguridad y peligros para la salud	3	3
	b) Capacitación en todos los procedimientos de operación	3	3
	c) Capacitación en los procedimientos de emergencia	3	3
	d) Énfasis en la seguridad de las actividades tales como las autorizaciones de trabajos, etc.	3	3
	e) Prácticas seguras de trabajo	3	3
	f) Habilidades básicas requeridas	3	3
4	Que métodos se utilizan para evaluar la comprensión de los operadores dentro de los programas de capacitación		
	Pruebas escritas y la observación de las actividades	10	
	Pruebas escritas solamente	7	3
	Opinión del instructor	3	
	No existe verificación	0	
5	Conque frecuencia se refresca los conocimientos del personal		

	Cada 3 años	10	
	Cuando se hacen cambios mayores	5	5
	Nunca	0	
6	Cual es el promedio del tiempo de capacitación que reciben los empleados por año		
	15 días/año o más	10	
	11 a 14 días/año	7	
	7 a 10 días/año	5	3
	3 a 6 días/año	3	
	menos de 3 días/año	0	
7	Existe una forma para identificar las áreas de capacitación que requiere el personal	4	4
	a) Los programas de capacitación están establecidos de acuerdo a las necesidades identificadas	4	4
	b) Son revisadas y actualizadas periódicamente	4	0
8	Se incluye lo siguiente en los programas de capacitación		
	a) Calificación del instructor	5	0
	b) Lecciones escritas se utilizan para verificar de que se han cubierto todos los tópicos	5	0
	c) Simulaciones son utilizadas para una mejor capacitación	5	0

	d) Se guardan registro de cada programa de capacitación y se utiliza para verificar si fue aprovechado el programa por el personal	5	0
Puntaje Total		100	57
8. Integridad mecánica		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Los registros desarrollados de los programas de inspección para los equipos incluye:		
	a) Los equipos necesarios para la inspección	2	0
	b) El personal responsable de las inspecciones	2	2
	c) La frecuencia de inspección	2	2
	d) Los métodos de inspección a utilizar	2	0
	e) Los requerimientos en los reportes de inspección	2	0
2	Los programas de inspección incluyen un programa de inspección visual de todas las unidades	2	2
	a) En la inspección visual se considera: la condición externa, aislamiento, pintura, soportes, identificación de mecanismos de daños, corrosión, fuga, vibración o componentes mal reparados	1	1
	b) Los recipientes a presión son revisados visualmente al menos cada 5 años	2	2
	c) Las tuberías que manejan productos inflamables, volátiles, tóxicos, ácidos y cáusticos son revisados visualmente al menos cada 5 años	2	2

3	Los recipientes a presión son inspeccionados detalladamente con técnicas no destructivas cada 10 años	5	5
4	Se utiliza personal capacitado para la identificación de las posibles causa de deterioro o falla	5	5
	a) La información es utilizada para establecer los métodos de inspección, frecuencia y desarrollo del programa de mantenimiento preventivo	1	1
	b) Se definen los límites basados en las consideraciones de aptitud para el servicio	1	1
5	Se realiza la medición de espesores de tuberías y recipientes	3	3
	a) En la localización de espesores críticos se elige		
	1. Factores del análisis de las probabilidades y frecuencias de fallas	1	1
	2. Consideraciones de corrosión localizada y erosión	1	1
	b) Las mediciones son registradas en un dibujo del elemento para poder verificar la medición en caso de ser requerido	2	2
	c) Los espesores se encuentran actualizados	2	2
	d) Los resultados predicen la vida remanente y la próxima inspección	2	2
6	La máxima presión de trabajo en las tuberías esta	3	3

	establecido por norma de acuerdo a las condiciones de operación		
	Son revisadas después de la medición de espesores, utilizando la tasa de corrosión y espesor mínimo	2	2
7	Para cambios en los métodos y frecuencia de inspección existen procedimientos establecidos por personal calificado	5	0
8	Se utiliza una lista de revisión para la inspección	3	3
	Son periódicamente revisados y actualizados	2	2
9	Las inspecciones, pruebas y reparaciones de los equipos se encuentra registrado	3	3
	La documentación incluye:	3	3
	a) Fecha de la inspección		
	b) Nombre de la persona que la realizó		
	c) Identificación del equipo inspeccionado		
	d) Descripción de la prueba utilizada		
	e) Resultado de la inspección		
	f) Recomendaciones producto de la inspección		
	g) Fecha y descripción de las actividades de mantenimiento		
10	Las deficiencias encontradas en la inspección son corregidas en un tiempo corto y existe forma de verificar que se las haya realizado	5	0

	a) Existen sistemas auxiliares para realizar las operaciones del equipo	1	1
	b) Si se encuentran defectos, la decisión de continuar en operación esta basado en criterios de ingeniería recomendados en la aptitud para el servicio	2	0
11	Existe un archivador con la información de l programa de inspección	3	3
	La información está disponible para el personal que vaya a trabajar en el proceso	2	2
12	Todos los empleados envueltos en el mantenimiento y la inspección de los equipos están capacitados para las desviaciones del proceso y sus peligros	5	5
13	Todos los empleados envueltos en el mantenimiento y la inspección de los equipos están capacitados para el cumplimiento de sus tareas a fin de que sean seguras y efectivas	3	3
	La capacitación incluye un método de evaluación sobre la comprensión por parte del personal	2	0
14	Los inspectores están capacitados de acuerdo a los códigos industriales	5	5
15	Se tienen programas de capacitación para el personal de contratista a fin de garantizare la seguridad en el trabajo a realizar	5	0
16	Se tiene una lista establecida para la inspección de las	3	3

	válvulas de alivio de cada componente		
	a) La lista es conocida?	1	1
	b) Todas las reparaciones e inspecciones están documentadas	1	1
	c) Las reparaciones fueron hechas por personal calificado y con experiencia en el mantenimiento de válvulas	1	1
17	El programa de mantenimiento preventivo utiliza los siguientes criterios		
	a) Los puntos críticos tales como interruptores eléctricos y equipo rotativo están identificados	1	1
	b) Se utiliza lista de inspección	1	1
	c) El trabajo debe ser realizado en un tiempo establecido	1	1
	d) El programa es actualizado después de cada inspección	1	0
	e) Las reparaciones son identificadas en el programa de mantenimiento preventivo	1	1
18	En los programas de mantenimiento y construcción se asegura que:	.	.
	a) Materiales de construcción adecuadas sean utilizados	1 .	1 .
	b) Los procedimientos de fabricación e inspección sean apropiados	1	1

	c) Los equipos son mantenidos de acuerdo al código de construcción utilizado	1	1
	d) Las bridas son ensambladas correctamente	1	0
	e) Los materiales de reemplazo y mantenimiento son especificados, inspeccionados y almacenados correctamente	1	1
19	Los registros de todos los recipientes a presión incluyen a) Datos de la manufactura b) Identificación del recipiente c) Información de las válvulas de alivio d) Resultado de las inspecciones, reparaciones, alteraciones a la fecha	5	0
20	Existe la metodología para comprobar que los diseños y reparaciones de recipientes o tuberías son acordes a las normas	5	5
Puntaje Total		120	88
9. Revisión inicial de seguridad		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Dentro de las políticas de la compañía, se requiere de un análisis de peligros de proceso en la concepción y diseño de proyectos de nuevos desarrollos, construcciones y grandes modificaciones	10	0
2	Si los procedimientos escritos antes de realizar	10	0

	<p>modificaciones o nuevas instalaciones requieren de:</p> <p>a) Los procedimientos de operación</p> <p>b) Capacitación completa del personal envuelta en el proceso</p> <p>c) Procedimientos adecuados de mantenimiento, seguridad y emergencia</p> <p>d) Alguna recomendación producto del análisis de peligros del proceso</p>		
3	<p>Si en los procedimientos se considera la inspección antes de la instalación para confirmar que se cumplan las especificaciones de diseño y manufactura</p> <p>a) Se requiere de un informe de la inspección de la fabricación y la inspección</p> <p>b) Los procedimientos definen las acciones correctivas a seguir en caso de encontrar deficiencias</p>	<p>10</p> <p>5</p> <p>5</p>	<p>10</p> <p>5</p> <p>0</p>
4	<p>En la revisión inicial de seguridad, se requiere de una revisión física para confirmar:</p> <p>a) Fugas en los equipos mecánicos antes de introducir materiales peligrosos</p> <p>b) Verificación de los sistemas de control antes de arrancar el proceso</p> <p>c) Revisión de la instalación y operación de los equipos de seguridad</p>	<p>5</p> <p>5</p> <p>5</p>	<p>5</p> <p>5</p> <p>5</p>

5	Los datos anteriormente expuestos requieren de un documento certificado antes de comenzar la operación	5	5
Puntaje Total		60	35
10. Reacción a emergencias		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Se tiene un plan de emergencia escrito con todas las emergencias probables	10	10
2	¿Existe un requerimiento formal de revisión y actualización del programa basado en una planificación específica? :		
	a) Los procedimientos de administración de cambios incluyen un procedimiento que considera los impactos posibles en las instalaciones del programa de emergencia	2	2
	b) Los resultados actualizados del análisis de peligros en el proceso son revisados para determinar si algún peligro identificado requiere que se hagan cambios en el programa de emergencia	2	0
3	El programa de emergencia incluye lo siguiente:		
	a) Pasos para designar a un coordinador en una situación de emergencia con las responsabilidades bien definidas	2	2
	b) Procedimientos y rutas de escapes	2	2
	c) Pasos a seguir por los empleados para evitar	2	2

	<p>situaciones críticas antes de la evacuación</p> <p>d) Procedimientos para contar al personal después de la evacuación</p> <p>e) Obligaciones médicas y de rescate que deben de cumplir los empleados</p> <p>f) Datos a incluir en los reportes de incendios y otras emergencias</p> <p>g) Procedimientos de control de materiales peligrosos</p> <p>h) Programas de búsqueda y rescate</p> <p>i) Procedimientos para el reingreso a las instalaciones</p>	<p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>	<p>2</p> <p>2</p> <p>0</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>
4	<p>Tienen un centro de control de emergencia designado dentro de las instalaciones</p> <p>Los recursos mínimos que posee son:</p> <p>a) Fuente de energía de emergencia</p> <p>b) Instalaciones para comunicación</p> <p>c) Copia de los planos, procesos y toda información referente a las unidades de la planta</p>	<p>5</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>	<p>0</p> <p>0</p> <p>0</p> <p>0</p>
5	<p>Se tienen designadas las personas quienes pueden ser contactadas para dar información o explicaciones de las obligaciones bajo el programa de emergencia</p> <p>La lista esta localizada en sitios accesibles al personal</p>	<p>5</p> <p>2</p>	<p>0</p> <p>0</p>

6	Existe una forma establecida para evaluar y reforzar el programa de emergencia	10	10
Puntaje Total		65	38
11. Investigación de incidentes		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Se tiene un procedimiento escrito de investigación para el estudio de accidentes y fallas	10	10
	El procedimiento incluye que las recomendaciones de la investigación sean realizadas	5	5
2	Los procedimientos requieren que el equipo de investigación incluya:		
	a) Un miembro capacitado en las técnicas de investigación de accidentes	3	3
	b) Personal que este familiarizado con el proceso	3	3
3	Indique si los procedimientos de investigación incluyen el registro de los siguientes datos		
	a) Incendios y explosiones	2	2
	b) Propiedades perdidas o establecer un costo base	2	2
	c) Lesiones e incapacidad laboral	2	2
	d) Descarga de sustancias peligrosas	2	2
	e) Otros incidentes	2	2
4	Los estándares de investigación de accidentes incluyen		

	la siguiente información.		
	a) Fecha del incidente	2	2
	b) Fecha que comenzó la investigación	2	2
	c) Descripción del incidente	2	2
	d) Causas básicas del incidente	2	2
	e) Evaluación del potencial severo y la frecuencia de recurrencia	2	2
	f) Recomendaciones para prevenir las recurrencias	2	2
5	Basado en la revisión de los registros de la compañía, Que grado se muestra que los procedimientos de investigación de incidentes son realizados	5	4
6	Si un incidente involucra la falla de un equipo o parte del mismo, el personal de ingeniería es apropiado para realizar un análisis de fallas	10	0
7	Los reportes de investigación de incidentes incluyen al personal afectado incluyendo el personal de contratista	5	5
8	Durante los últimos 12 meses, se han tenido accidentes en donde las conclusiones del reporte son transmitidas a otras compañías con instalaciones similares	6	0
9	Los procedimientos de estudios de incidentes y análisis de peligros en el proceso requieren que las observaciones sean revisadas e incorporadas en futuros análisis de peligros del proceso	6	0

Puntaje Total		75	52
12. Contratistas		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Los procedimientos de selección de contratistas incluyen las siguientes prioridades para otorgar el contrato		
	a) Si los contratistas poseen programas de seguridad y salud	3	0
	b) Si los contratistas poseen experiencia en el estudio de daños	3	3
	c) Poseen documentación que acredite que la compañía puede realizar el trabajo de forma segura y eficiente	3	3
2	Antes de comenzar los trabajos, los contratistas son asesorados por escrito de:		
	a) Conocimiento de los peligros del proceso	2	2
	b) Prácticas de seguridad de la compañía	2	2
	c) Control de accesos	2	2
	d) Los suministros disponibles en una emergencia	2	2
3	Las reuniones previas al trabajo revisan el alcance de las actividades a realizar y los requerimientos por partes de la compañía	9	0
4	Se toma un periodo para asegurar que los contratistas sean capacitados a fin de asegurar que el personal	9	0

	tenga conocimiento de las prácticas de seguridad.		
5	Todos los contratistas para mantenimiento o reparación cumplen los procedimientos establecidos en esta sección	10	0
Puntaje Total		45	14
13. Auditorías		Puntaje Posible	Puntaje Actual
1	Con qué frecuencia se realiza una valorización del sistema de gestión de seguridad del proceso Cada año Cada tres años No se realiza.	10 7 0	7
2	Se tiene un plan de acción desarrollado para conocer las necesidades del programa como se indicaron en la última revisión	10	0
3	Basado en la última revisión, el equipo de trabajo incluía personas con las siguientes habilidades: a) Capacitación formal en las técnicas aplicadas b) Conocimiento profundo del proceso	5 5	5 5
4	Basado en la última revisión, fue esta amplia y profunda de acuerdo a las instalaciones de la compañía	10	10
Puntaje Total		40	27

Total: 634/1000, equivalente al 63.4%.

De la Figura 2.11, se tiene que el factor de evaluación del sistema de administración es de 0.5, el cual se aplica a todos los componentes en estudio.

Una vez determinados los factores de modificación de equipo y de evaluación del sistema de administración, se procede al cálculo de la frecuencia ajustada de falla de cada uno de los tanques para los agujeros seleccionados a partir de la frecuencia genérica de falla. Los resultados son mostrados en la tabla 3.22.

Con las áreas afectadas por cada tanque de las tablas 3.15, 3.16 y 3.17, se procede junto a los valores de frecuencia ajustada a determinar el índice de riesgo cuantitativo del juego de agujeros y encontrar de esta manera el índice de riesgos total, los cuales se observan desde la Tabla 3.23 a la 3.31

El análisis de riesgos en los tanques en estudio, corresponden a un nivel 3, en donde se tiene un lucro cesante por la falla de un tanque entre 7000 y 40000 dólares. Para el análisis se ha escogido el valor más crítico, el cual coincide con los costos de falla sugeridos en el apéndice G y para el caso de ruptura se asumirá el valor de 80000 dólares recomendado en el apéndice, el cual es permitido por la norma API 581.

TABLA 3.22

FRECUENCIA AJUSTADA DE LOS TANQUES

Tanques	Tamaño de agujero (pulg.)	F genérica (veces/año)	F _E	F _M	F ajustada (veces/año)
1 al 7	¼	4 x 10 ⁻⁵	3	0.5	6x10 ⁻⁴
	1	1 x 10 ⁻⁴			1.5x10 ⁻⁴
	4	1x10 ⁻⁵			1.5x10 ⁻⁵
	Ruptura	2x10 ⁻⁵			3x10 ⁻⁵
8 y 9	¼	4 x 10 ⁻⁵	1	0.5	2x10 ⁻⁵
	1	1 x 10 ⁻⁴			5x10 ⁻⁵

TABLA 3.23

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 1 CON DILUYENTE

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	45.91	80000	0.0275	48
1	1.5x10 ⁻⁴	555.91	120000	0.0834	18
4	1.5x10 ⁻⁵	2923.22	280000	0.0438	4.2
Ruptura	3x10 ⁻⁵	2923.22	320000	0.0876	9.6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.2423	79.8
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3C (medio)	

TABLA 3.24

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 2 CON XILENO

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
1/4	6x10 ⁻⁴	16.03	40000	0.0096	24
1	1.5x10 ⁻⁴	189.11	120000	0.0284	18
4	1.5x10 ⁻⁵	4356.98	280000	0.0654	4.2
Ruptura	3x10 ⁻⁵	4356.98	320000	0.1307	9.6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.2341	55.8
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3C (medio)	

TABLA 3.25

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 3 CON HEXANO

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	14.41	40000	0.0086	24
1	1.5x10 ⁻⁴	169.76	120000	0.0255	18
4	1.5x10 ⁻⁵	3606.86	280000	0.0541	4.2
Ruptura	3x10 ⁻⁵	3606.86	320000	0.1082	9.6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.1964	55.8
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3B (bajo)	

TABLA 3.26

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 4 CON ACEITE AGRICOLA

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6×10^{-4}	0	40000	0	24
1	1.5×10^{-4}	0	40000	0	6
4	1.5×10^{-5}	0	40000	0	0.6
Ruptura	3×10^{-5}	0	80000	0	2.4
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0	33
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3A (bajo)	

TABLA 3.27

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 5 CON BUTANOL

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	46.06	120000	0.0276	72
1	1.5x10 ⁻⁴	557.8	200000	0.0837	30
4	1.5x10 ⁻⁵	2941.86	280000	0.0441	4.2
Ruptura	3x10 ⁻⁵	2941.86	320000	0.0883	9.6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.2437	115.8
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3C (medio)	

TABLA 3.28

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 6 CON TOLUENO

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	0.00061	40000	3.66X10 ⁻⁷	24
1	1.5x10 ⁻⁴	0.007	40000	1.05X10 ⁻⁶	6
4	1.5x10 ⁻⁵	0.022	40000	3.3X10 ⁻⁷	0.6
Ruptura	3x10 ⁻⁵	0.022	80000	6.6X10 ⁻⁷	2.4
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				2.4X10 ⁻⁶	33
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3D (medio alto)	

TABLA 3.29

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 7 CON ACETATO ETILO

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6×10^{-4}	0	40000	0	24
1	1.5×10^{-4}	0	40000	0	6
4	1.5×10^{-5}	0	40000	0	0.6
Ruptura	3×10^{-5}	0	40000	0	2.4
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0	33
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3B (bajo)	

TABLA 3.30

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 8 CON ÁCIDO SULFÚRICO

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	211.11	40000	0.1266	24
1	1.5x10 ⁻⁴	370.075	40000	0.0555	6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.1821	30
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3D (medio alto)	

TABLA 3.31

ÍNDICE DE RIESGOS DEL TANQUE 9 CON SODA LÍQUIDA

Agujero (pulg.)	F_{ajustada} (veces/año)	Área afectada (m²)	Costo de falla (USD)	Riesgos (m²/año)	Riesgos (USD/año)
¼	6x10 ⁻⁴	210.406	40000	0.1266	24
1	1.5x10 ⁻⁴	368.829	40000	0.0555	6
ÍNDICE DE RIESGO TOTAL				0.1821	30
NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO				3D (medio alto)	

3.7. Tipo de fallas encontradas

Las fallas encontradas en el programa de inspección por medio de la inspección visual son iguales para todos los tanques, las cuales se detallan a continuación:

- La pintura en la parte superior ha sido afectada por derrame del producto contenido, lo cual es ocasionado cuando el proceso de llenado de los tanques no es controlado adecuadamente.
- Las tapas de los tanques se encuentran corroídas en su superficie y se puede observar la falta de la mayoría de pernos de sujeción.
- Se observa en algunos cordones de soldaduras defectos tales como: corrosión, porosidades y falta de penetración.
- Las silletas de soporte de los tanques presentan signos de corrosión producto de la acumulación de humedad y no poseen placa de desgaste.
- En el tanque N° 7 se observó una fuga del sistema de enfriamiento ubicado sobre el tanque, lo cual puede provocar

el deterioro de la pintura y acumulación de humedad en las silletas de soporte.

- Entre la escalera y la superficie del tanque N° 8, se observa corrosión localizada debida a la acumulación de humedad en esta zona.
- La separación entre los tanques no es la adecuada de acuerdo a la “Industrial Risk Insurers”, donde la separación entre tanques es igual a la tercera parte suma de los diámetros.
- La distancia entre los tanques y los muros de contención es pequeña, la cual debe de ser al menos la altura del tanque para contenerlo en el interior en caso de volteo.

Los tanques poseen una baja tasa de corrosión y cada año se reemplaza la pintura de la superficie exterior, lo cual hace que no sea necesario aplicar las recomendaciones de la norma 579 “Fitness for Service”, la que se utiliza cuando los componentes inspeccionados no cumplen los requisitos mínimos para poder seguir operando de acuerdo a los requerimientos del proceso y en caso de no poder realizarse los ajustes necesarios, la norma ayuda a la determinación de los nuevos parámetros de operación.

Para no afectar la integridad de los tanques se plantean realizar las siguientes observaciones:

- Colocar un sello asfáltico en las silletas a fin de evitar la acumulación de humedad
- Instalar las placas de desgaste en los tanques en la zona de contacto con las silletas de soporte
- Controlar mejor el proceso de llenado de los tanques para evitar derrames de productos que afecten la pintura.
- Reparar las soldaduras defectuosas
- Reparar las tapas corroídas y colocar todos los pernos de sujeción.
- Reemplazar la pintura deteriorada por derrame de producto.
- Evitar fugas en el sistema de enfriamiento de los tanques
- Eliminar el contacto entre la escalera y el tanque N° 8 a fin de evitar corrosión localizada
- Reemplazar las válvulas donde la manija se encuentre rota.

- De ser posible, separar los tanques entre si, por medio de las recomendaciones dadas por la “Industrial Risk Insurers”
- Tratar de que los muros de contención se encuentren ubicados a una distancia igual o mayor a la altura de los tanques.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

Se concluye lo siguiente:

1. La inspección basada en riesgo resulta beneficiosa en las compañías que la apliquen, debido a que integra las técnicas tradicionales de ensayos no destructivos con las políticas de calidad.
2. El análisis de riesgos se enfoca en la importancia en que la gerencia presta atención a los componentes existentes y a la integridad de las operaciones, lo cual es útil al momento de realizar tomas de decisiones que garantice el correcto manejo de sustancias peligrosas y que el personal de la

compañía se encuentre capacitado para el trabajo y casos de emergencias.

3. Provee a las compañías una visión real del estado en que se encuentran los componentes y logran identificar los mecanismos de daños a los que se encuentran expuestos, y por medio de la de inspección periódica poder establecer la vida útil de los equipos.
4. La determinación del riesgo esta basada en aspectos estadísticos que evalúan la efectividad de las técnicas de inspección con el propósito de disminuir la incertidumbre de los resultados obtenidos
5. Se logra identificar las áreas afectadas por cada componente con respecto a las características de inflamabilidad, toxicidad y reactividad de los fluidos de trabajo y de esta forma readecuar las instalaciones y medidas de seguridad a fin de reducir el impacto esperado.

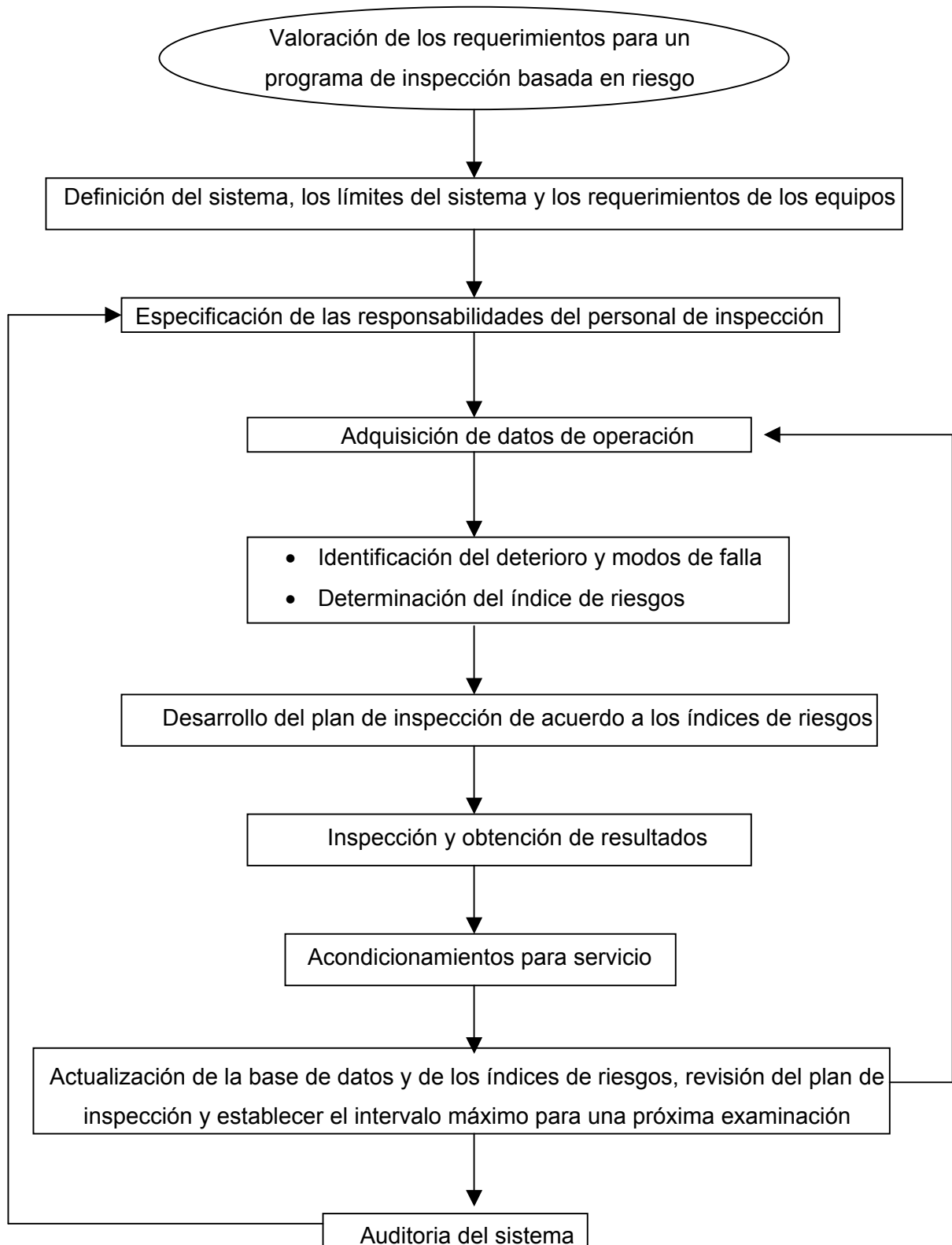
4.2. Recomendaciones

Se recomienda lo siguiente:

1. El análisis de riesgos debería ser aplicado en las compañías ecuatorianas que usan en sus procesos sustancias inflamables o tóxicas, a fin de tener una visión real de los componentes que poseen, para desarrollar un programa de inspección que integre a toda la compañía y poder disminuir las pérdidas económicas por las fallas de los equipos.
2. Modelar las consecuencias tóxicas de las sustancias no consideradas en la Norma API 581, a fin de incrementar el campo de aplicación del análisis de riesgos
3. La creación de un organismo de control que verifique la correcta aplicación del análisis de riesgos. Este organismo deberá incluir controles sobre el medio ambiente, salud de la población aledaña y de la vida útil de los equipos.
4. Poseer una base de datos de las inspecciones realizadas anteriormente, a fin de tener registros sobre la tasa de daños de los componentes, lo cual resulta beneficioso al momento de realizar el análisis de riesgos

APÉNDICE A

DIAGRAMA DE PROCESO PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO



APÉNDICE B

DATOS TÍPICOS RECOPIRADOS PARA UN ANÁLISIS DE RIESGOS

INFORMACIÓN SOBRE PELIGROS
Inventario de materiales peligrosos Hoja de datos de materiales seguros Resultados existentes de un estudio de Peligrosidad y Operabilidad. Localización de fuentes de ignición.
DATOS DE DISEÑO Y OPERACIÓN
Tamaño de recipientes Diámetro de tuberías y longitudes Condiciones de operación Tasa de flujo de bombas y compresores Diseño de canales y drenajes Procedimientos de operación
DATOS RESPECTO AL CLIMA
Velocidad promedio del viento Probabilidades en la dirección del viento
SISTEMAS DE DETECCIÓN
Detección de gases Detección de fuegos Detección de toxicidad
SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE FUEGOS
Agentes de extinción Tasas de flujo Procedimientos de acción
DATOS HISTÓRICOS
Historia del sitio para realizar eventos Estadística de accidentes de trabajo Distribución del personal en el sitio (día y noche)
DATOS EXTERNOS
Población cercana Terreno utilizado de 1 a 10 kilómetros Topografía alrededor del sitio

APÉNDICE C

CAPACIDAD DE DETECCIÓN Y DETERMINACIÓN DE TAMAÑO DE DEFECTOS EN LOS PRINCIPALES MÉTODOS END

		Método de Ensayo No Destructivo					
		Inspección Visual	Tintas Penetrantes	Partículas Magnéticas	Corrientes de Eddy	Radiografía	Ultrasonido
Capacidad de Detección	Fisuras (abiertas a la superficie)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Fisuras Internas					✓	✓
	Falta de fusión					✓	✓
	Escorias/ inclusiones					✓	✓
	Porosidades/ vacíos					✓	✓
	Corrosión/ erosión	✓				✓	✓
Capacidad de determinación de tamaño	Localización del defecto	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Longitud del defecto	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Altura del defecto				✓		✓
	Espesor del componente				✓	✓	✓
	Espesor del revestimiento				✓		✓

APÉNDICE D

HOJA DE DATOS PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

Encabezado

1. N° del equipo: _____ 2. Categoría: _____
3. Descripción: _____ 4. N° del elemento: _____
5. N° PISC: _____ 6. N° DFP: _____ 7. N° Flujo: _____

Información Universal

8. Trabajo: _____ 9. Condición en planta: A B C D
10. Mínima temperatura ambiental: _____ °C 11. Actividad Sísmica: _____

Información Mecánica

12. Espesor: _____ mm 21. Presión de diseño: _____ psig
13. Longitud: _____ m 22. Temperatura de diseño: _____ °C
14. Diámetro Principal: _____ m 23. Vida de diseño: _____ años
15. Diámetro Secundario _____ m 24. Tiempo en servicio: _____ años
16. N° Bandejas: _____ 25. Aislamiento: Si No
17. Fecha de fabricación: _____ 26. Revestimiento Exterior: Si No
18. Código de Fabricación _____ 27. Tubería de intercambio Si No
19. Estado del código: : A B C
20. Revestimiento del recipiente Si No

Si es si, indique su tipo: _____

28. Material de Construcción	Revenido Normalizado		TTPS		Procesamiento de grano fino		Temperatura de impacto	
Coraza: _____	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No
Tubos: _____	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No
Planchas: _____	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No

29. Complejidad de Fabricación

Para Equipos

N° de inyectores: _____

Para Tuberías

N° de conexiones: _____.

N° de puntos de inyección: _____.

N° de ramificaciones: _____.

N° de válvulas: _____.

Información del proceso

30. Grupo de inventario: _____

31. Características del fluido: _____

32. Componente representativo: _____

Condiciones de operación

	Normal	Máx.	Mín.	36. Probabilidad
33. Presión (psig):	_____	_____	_____	_____.
34. Temperatura (°C):	_____	_____	_____	_____.
35. Concentración (%):	_____	_____	_____	_____.

Líquido

Gas

36. Revisión de probabilidad: _____

37. Estado inicial (en el equipo): _____

38. Estado final (después de la emisión): _____

39. % Líquido: _____ 42. Densidad del líquido: _____ Kg/m³

40. % Vapor: _____ 43. Densidad del vapor: _____ Kg/m³

41. Para columnas solamente, Nivel del líquido en el fondo: _____ m

44. N° de reparaciones por año

45. Rango de estabilidad

Planificada: _____

A B C D

No planificada: _____

46. Condiciones que afectan a las válvulas de alivio:

Programa de mantenimiento de válvulas de alivio:	A	B	C	D
Condiciones de suciedad:	A	B	C	
Condiciones corrosivas:	Si		No	
Condiciones de extrema limpieza:	Si		No	

47. Datos para el módulo técnico:

Contaminante	% Concentración	Fase
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

Información de mantenimiento o de inspección

Intervalo entre pruebas

Procedimiento de Inspección	Programada	Actual	% Alcance
Visual – Externa:	_____	_____	_____.
Visual – Interna:	_____	_____	_____.
Ultrasonido – Externa:	_____	_____	_____.
Ultrasonido – Interna:	_____	_____	_____.
Ultrasonido automático:	_____	_____	_____.
Prueba Radiográfica:	_____	_____	_____.
Prueba Corrientes Inducidas:	_____	_____	_____.
Partículas Magnéticas:	_____	_____	_____.
Prueba de Líquidos Penetrantes:	_____	_____	_____.
Prueba Hidrostática:	_____	_____	_____.

Para componentes aislados

Desmontaje selectivo: _____

Desmontaje Completo: _____

Radiografía: _____

Para equipo rotativo:

Medición de vibraciones: _____

Monitoreo de vibración: _____

Otros procedimientos:

Inspección no ejecutada: N/A N/A N/A

Historia de Mantenimiento:

Reparación mayor: Si No Tasa de daños: _____

Alteraciones mayores: Si No Tipo de daños: _____

Partes reemplazados: Si No Mecanismos de daño: _____

Comentarios: _____

Información del sistema de seguridad

Clasificación del sistema de detección: A B C

Clasificación del sistema de aislamiento: A B C

Mecanismo de mitigación en el sitio:

Sistemas de rociadores: _____

Sistema de espuma: _____

Pared contra explosiones: _____

Contenedores para derrame de líquido: _____

Otros (especifique) _____

APÉNDICE E

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MÁS REPRESENTATIVOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS

Fluido	Peso Molecular	Densidad lb/pie ³	Punto de ebullición °F	Estado al ambiente	*C _p Constante de gas A	*C _p Constante de gas B	*C _p Constante de gas C	*C _p Constante de gas D	Temperatura de auto ignición °F
C ₁ — C ₂	23	5.639	193	Gas	12.3	1.150E-01	-2.870E-05	-1.300E-09	1036
C ₃ — C ₅	51	3.610	6.3	Gas	2.632	0.3188	1.347E+04	1.466E-08	696
C ₆ — C ₈	100	42.702	210	Líquido	-5.146	6.762E-01	-3.651E-04	7.658E-08	433
C ₉ — C ₁₂	149	45.823	364	Líquido	-8.5	1.010E+00	-5.560E-04	1.180E-07	406
C ₁₃ — C ₁₆	205	47.728	502	Líquido	-11.7	1.390E+00	-7.720E-04	1.670E-07	396
C ₁₇ — C ₂₅	280	48.383	651	Líquido	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07	396
C ₂₅₊	422	56.187	981	Líquido	-22.4	1.940E+00	1.120E-03	2.530E-07	396
H ₂	2	4.433	-423	Gas	27.1	9.270E-03	-1.380E-05	7.650E-09	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.180E-08	500
HF	20	60.370	68	Gas	29.1	6.610E-04	-2.030E-06	2.500E-09	32000
Agua	18	62.3	212	Líquido	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	N/A
Vapor	18	62.3	212	Gas	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	N/A
Ácido (bajo)	18	62.3	212	Líquido	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/A
Ácido (medio)	18	62.3	212	Líquido	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/A
Ácido (alto)	18	62.3	212	Líquido	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/A
Aromáticos	104	42.7314	293.3	Líquido	-28.25	0.6159	-4.02E-04	9.94E-08	914
Estireno	104	42.7314	293.3	Líquido	-28.25	0.6159	-4.02E-04	9.94E-08	914

*Para encontrar C_p, se utiliza la ecuación de capacidad calorífica de los gases ideales $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$ (J/mol-K)

APÉNDICE F

DATOS PARA EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS AMBIENTALES

Variable	Fuente	Unidad
Considerar emisiones al ambiente	Usuario	N/A
Emisión a tierra o agua	Usuario	Tierra/Agua
Factor de daños	Módulo de daños	Ninguna
Fluido representativo	Usuario	Ninguna
Estado final del fluido	Módulo de consecuencia	Ninguna
Tipo de emisión	Módulo de consecuencia	Ninguna
Módulo de consecuencia	Autoignición probable o no	Ninguna
Densidad	Apéndice E	lb/gal
Temperatura de ebullición	Apéndice E	°F
Duración de la emisión	Tabla 2.10	Minutos
Tasa de emisión	Módulo de consecuencia	lb/s
Volumen disponible	Módulo de consecuencia	lbs
% fluido evaporado	Tabla 2.16	%
Tipo de equipo	Usuario	Ninguna
Tipo de fundación	Tabla 2.17	Ninguna
Tiempo de detección fugas en piso	Tabla 2.18	Ninguna
Frecuencia genérica de falla	Tabla 2.	Eventos/año
Método de detección	Usuario	
Tiempo para pruebas de rigidez	Usuario	
% contenido en dique	Usuario	%
Costo de limpieza bajo suelo	Mercado	\$/gal
Costo de limpieza sobre suelo	Mercado	\$/gal
Costo de limpieza del agua	Mercado	\$/gal

APÉNDICE G
COSTOS APROXIMADOS DE DAÑOS EN EQUIPOS

Tipo	Descripción	Costo de falla pequeña (\$)	Costo de falla mediana (\$)	Costo de falla grande (\$)	Costo de falla ruptura (\$)
Bomba 1	Bomba centrífuga, 1 sello	1000	2500	5000	5000
Bomba 2	Bomba centrífuga, 2 sellos	1000	2500	5000	5000
Columna, fondo	Columna de destilación	10000	25000	50000	100000
Columna, tapa	Columna de destilación	10000	25000	50000	100000
Compresor C	Compresor centrífugo	10000	20000	100000	300000
Compresor R	Compresor recíprocante	5000	10000	50000	100000
Filtro	Filtro	1000	2000	4000	10000
Ventilador	Ventilador enfriador	1000	2000	20000	40000
Intercambiador	Intercambiador, coraza	1000	2000	20000	60000
Tubería 0.75	Tubería, diámetro 0.75", por pie	5	0	0	10
Tubería 1	Tubería, diámetro 1", por pie	5	0	0	20
Tubería 2	Tubería, diámetro 2", por pie	5	0	0	40
Tubería 4	Tubería, diámetro 4", por pie	5	10	0	60
Tubería 6	Tubería, diámetro 6", por pie	5	20	0	120
Tubería 8	Tubería, diámetro 8", por pie	5	30	60	180
Tubería 10	Tubería, diámetro 10", por pie	5	40	80	240
Tubería 12	Tubería, diámetro 12", por pie	5	60	120	360
Tubería 16	Tubería, diámetro 16", por pie	5	80	160	500
Tubería >16	Tubería, diámetro > 16", por pie	10	120	240	700
Tambor	Recipiente a presión	5000	12000	20000	40000
Reactor	Reactor	10000	24000	40000	80000
Bomba R	Bombas recíprocantes	1000	2500	5000	10000
Tanque	Tanque de almacenamiento	40000	40000	40000	80000
Calentador	Tubos del calentador	1000	10000	30000	60000

APÉNDICE H
TIEMPO DE PARA ESTIMADO EN EQUIPOS

Tipo	Descripción	Tiempo de para pequeña	Tiempo de para mediana	Tiempo de para grande	Tiempo de para ruptura
Bomba 1	Bomba centrífuga, 1 sello	0	0	0	0
Bomba 2	Bomba centrífuga, 2 sellos	0	0	0	0
Columna, fondo	Columna de destilación	2	4	5	21
Columna, tapa	Columna de destilación	2	4	5	21
Compresor C	Compresor centrífugo	2	3	7	14
Compresor R	Compresor recíprocante	2	3	7	14
Filtro	Filtro	0	1	1	1
Ventilador	Ventilador enfriador	1	1	3	5
Intercambiador	Intercambiador, coraza	1	1	3	5
Tubería 0.75	Tubería, diámetro 0.75", por pie	0	0	0	1
Tubería 1	Tubería, diámetro 1", por pie	0	0	0	1
Tubería 2	Tubería, diámetro 2", por pie	0	0	0	2
Tubería 4	Tubería, diámetro 4", por pie	0	1	0	2
Tubería 6	Tubería, diámetro 6", por pie	0	1	2	3
Tubería 8	Tubería, diámetro 8", por pie	0	2	3	3
Tubería 10	Tubería, diámetro 10", por pie	0	2	3	4
Tubería 12	Tubería, diámetro 12", por pie	0	3	4	4
Tubería 16	Tubería, diámetro 16", por pie	0	3	4	5
Tubería >16	Tubería, diámetro > 16", por pie	1	4	5	7
Tambor	Recipiente a presión	2	3	3	7
Reactor	Reactor	4	6	6	14
Bomba R	Bombas recíprocantes	0	0	0	0
Tanque	Tanque de almacenamiento	0	0	0	7
Calentador	Tubos del calentador	1	2	4	5

APÉNDICE I
FRECUENCIA GENÉRICA DE FALLAS SUGERIDA

Tipo de equipo	Tamaño del agujero			
	¼ pulgada	1 pulgada	4 pulgadas	Ruptura
Bomba centrífuga, 1 sello	6×10^{-2}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Bomba centrífuga, 2 sellos	6×10^{-3}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Columna de destilación	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Compresor centrífugo		1×10^{-3}	1×10^{-4}	
Compresor recíprocante		6×10^{-3}	6×10^{-4}	
Filtro	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Ventilador enfriador	2×10^{-3}	3×10^{-4}	5×10^{-8}	2×10^{-8}
Intercambiador, coraza	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Intercambiador, lado tubo	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Tubería, diámetro 0.75", por pie	1×10^{-5}			3×10^{-7}
Tubería, diámetro 1", por pie	5×10^{-6}			5×10^{-7}
Tubería, diámetro 2", por pie	3×10^{-6}			6×10^{-7}
Tubería, diámetro 4", por pie	9×10^{-7}	6×10^{-7}		7×10^{-8}
Tubería, diámetro 6", por pie	4×10^{-7}	4×10^{-7}		8×10^{-8}
Tubería, diámetro 8", por pie	3×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubería, diámetro 10", por pie	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubería, diámetro 12", por pie	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubería, diámetro 16", por pie	1×10^{-7}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubería, diámetro > 16", por pie	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Recipiente a presión	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Reactor	1×10^{-4}	3×10^{-4}	3×10^{-5}	2×10^{-5}
Bombas recíprocantes	0.7	0.01	0.001	0.001
Tanque de almacenamiento	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-5}

Los datos encontrados en esta tabla están dados en frecuencia por año para cada tamaño de agujero.

APÉNDICE J

EFECTIVIDAD DE LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN PARA VARIOS TIPOS DE DAÑOS

Técnica de Inspección	Reducción de espesor	Fisuras en superficie	Fisuras subsuperficiales	Formación de microfisuras	Cambios metalográficos	Cambios dimensionales	Ampolladuras
Inspección Visual	1 – 3	2 – 3	X	X	X	1 – 3	1 – 3
Ondas longitudinales de ultrasonido	1 – 3	3 – X	3 – X	2 – 3	X	X	1 – 2
Ondas superficiales de ultrasonido	X	1 – 2	1 – 2	2 – 3	X	X	X
Partículas magnéticas fluorescentes	X	1 – 2	3 – X	X	X	X	X
Tintas penetrantes	X	1 – 3	X	X	X	X	X
Emisión acústica	X	1 – 3	1 – 3	3 – X	X	X	3 – X
Corrientes de Eddy	1 – 2	1 – 2	1 – 2	3 – X	X	X	X
Detección de fugas	1 – 2	X	X	X	X	X	X
Radiografía	1 – 3	3 – X	3 – X	X	X	1 – 2	X
Medición de dimensiones	1 – 3	X	X	X	X	1 – 2	X
Metalografía	x	2 – 3	2 – 3	2 – 3	1 – 2	X	X

1= Muy efectivo

2 = Efectividad normal

3 = Posiblemente efectivo

X = No se usa normalmente

APÉNDICE K
SUBFACTOR DE MÓDULO TÉCNICO POR REDUCCIÓN DE ESPESOR

N° inspección		1				2				3				4				5				
ar/t	Ninguna	M	R	N	A	M	R	N	A	M	R	N	A	M	R	N	A	M	R	N	A	
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1	7	2	1	1	5	1	1	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	20	2	1	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1	100	15	1	1	70	7	1	1	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	240	60	5	1	180	20	2	1	120	10	1	1	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	260	80	6	1	200	30	2	1	150	15	2	1	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2	180	25	3	2	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5	440	90	10	4	350	70	6	4	4
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8	400	110	10	8	8
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15	500	160	20	15	15
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40	40	40

M: Mala

R: Regular

N: Normal

A: Alta

BIBLIOGRAFÍA

1. API PUBLICATION 581, Risk Based Inspection. Base Resource Document, First Edition, May 2000
2. API RECOMMENDED PRACTICE 575, Inspection of Atmospheric and LowPressure Storage Tanks, First Edition, November 1995
3. API RECOMMENDED PRACTICE 580, Risk-based Inspection, First Edition, May 2002
4. BRENNTAG ECUADOR S.A., Hojas de Datos de Seguridad, Marzo 2003
5. JOHNSON RICHARD A., Probabilidad y estadística para Ingenieros de Miller y Freund, Prentice-Hall Hispanoamérica S.A., Quinta edición, México 1997, pp 76-79

6. MEGYESY EUGENE F., Manual de Recipientes a Presión. Diseño y Cálculo, Editorial LIMUSA S.A., México D.F. 1992, pp. 15-31.
7. OBERT EDWARD F., Motores de Combustión Interna, Compañía Editorial Continental S.A., Segunda Edición, México 1997, pp 282-291.
8. ROYAL & SUNALLIANCE ENGINEERING, Best Practice for Risk Based Inspection as a part of Plant Integrity Management, Health & Safety Executive, First Edition, London, September 2001
9. STORCH DE GRACIA J.M., Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras. Fundamentos, Evaluación de riesgos y Diseño, Tomo I y II, Editorial Mc Graw Hill, Primera Edición, Madrid 1998, pp 227-366, 597-620.