

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA



**INSPECCIÓN DE EQUIPOS BASADOS EN RIESGOS PARA EQUIPOS
ESTÁTICOS, PLANTA PETROQUIM S.A.**

Informe de Habilitación profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor guía:

Sr. Juan Carlos Figueroa Barra.

Felipe Sebastián Burboa Medina

CONCEPCION – CHILE

2016

I. Dedicatoria

A Dios por mantener mi fe intacta y darme fuerzas para seguir adelante día a día, estar conmigo en cada paso que doy y presentarme en el camino a todas esas personas que me han apoyado, otorgado su compañía y han formado la persona que soy hoy en día.

Mis padres, Mireya Medina y Pedro Burboa, por creer en mí y por apoyarme durante todo mi periodo de formación académica.

Ruth Quivira y Bryan Tur, por brindarme su amistad, apoyo y consejos. Los considero parte de mi familia.

Mis amigos, Francisco Rivas, Sergio Matus, José Sandoval, Bernabé Palma, Ricardo Peñaloza, Camilo Díaz, Rodrigo Reyes, Diego Cid, Hermes Cartes, Manuel Vallejos y Pablo Romero, por compartir sus sueños, anhelos y alegrías conmigo, espero que nuestra amistad perdure en el tiempo.

Mi novia Valentina Pastorini, por apoyarme en todo lo que me he propuesto, brindarme su amor incondicional, compartir y trabajar juntos por nuestros sueños.

Don Fernando Aburto Gallardo, Q.E.P.D, por preocuparse por mí y entregarme enseñanzas que me serán útiles en este largo camino llamado vida.

II. Agradecimientos

Quisiera agradecer a la empresa Petroquim S.A. en especial al Departamento de Mantención dirigido por Don Mario Merello, Jefe de Mantención, a don José Oñate, Supervisor Mecánico y a don Juan Jara, Planificador de Mantención y sus técnicos. Les agradezco la oportunidad, la confianza, el apoyo, la paciencia y todo lo aprendido durante el periodo que asistí a la planta en la realización mi memoria de título.

También a don Juan Carlos Figueroa, profesor guía, muchas gracias por apoyarme en la elaboración de la memoria de título.

Al personal administrativo del departamento de Ingeniería Mecánica, en especial a doña Laura Páez, Ingebor Cartes, gracias por todo el apoyo y ayuda entregada durante estos largos años de carrera universitaria.

III. Sumario

Título: Inspección de equipos basados en riesgos para equipos estáticos Planta Petroquim S.A. API 581.

AUTOR: Felipe Sebastián Burboa Medina.

Confiabilidad, Inspección, Consecuencia, Peligro, Criticidad, Probabilidad, Riesgo.

Este proyecto tiene como objeto determinar el nivel de riesgo, confiabilidad, criticidad e integridad de los equipos de la planta Petroquim S.A., mediante la aplicación de la norma API-581, con el apoyo de las normas ASME SECCIÓN VIII, DIV. 1 (código de inspección de recipientes a presión: mantenimiento, inspección, clasificación, reparación y alteraciones), API- 570 (código de inspección para tubería: inspección, reparación, alteraciones y recalibración de sistema de tubería en servicio) y ASME B31.3 (Guía de tuberías de proceso). El desarrollo del panorama de riesgo para equipos basados en riesgos incluye: determinación de los lazos de corrosión presentes en los equipos evaluados, nivel de criticidad de cada equipo estático de la planta que este directamente relacionado con la probabilidad y la consecuencia de falla, factor de intervalo de confiabilidad, determinación de vida útil remanente y los máximos intervalos de inspección para estos.

IV. Planteamiento del problema

Debido a que el plan de inspección propuesto para los equipos estáticos de la planta Petroquim S.A. carecía de una base teórica para determinar una posible falla de éstos, se presentó la necesidad inmediata de analizar la integridad estructural de las unidades de esta planta, en la cual se ha iniciado el estudio y la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo, o mejor conocida como IBR para minimizar al máximo las probabilidades de falla de los equipos y las consecuencias de estos acontecimientos inesperados. Las antiguas metodologías de inspección que poseían los equipos estaban asentadas en las experiencias del personal a cargo y de recomendaciones de catálogos de éstos, por ello se buscó un nuevo enfoque y éste es a través de los riesgos asociados a cada equipo, con interés de la minimización del riesgo y de los costos asociados a este tipo de intervenciones.

Con la implementación del programa Inspección Basada en Riesgo (norma API 581) se pretende tener conocimiento del estado actual de los equipos y el riesgo que representan cada uno de ellos, considerando iniciar un registro histórico y mediante la implementación del IBR, se intenta ubicar la estación en un nivel de riesgo y se recomendarán acciones correctivas, que permitan minimizar la probabilidad de falla de los equipos y tuberías de procesos que se encuentran en la planta petroquímica elaboradora de polipropileno.

V. Objetivos:

Objetivo general:

Creación de un plan de inspección preventivo bajo una mirada de riesgos al conjunto de equipos estáticos planta Petroquim S.A. tomando como base la norma API-581, con el fin de determinar intervalos de inspección acordes a la probabilidad y consecuencias de falla de éstos.

Objetivos específicos:

Recopilación y estudio de la información técnica de los equipos estáticos y procesos existentes en la planta Petroquim S.A. de los equipos estáticos para la implementación de la metodología de la norma API 581.

Evaluación de los procedimientos y mecanismos de daño en las inspecciones no destructivas realizadas a los equipos que afecten su integridad estructural y que se pasen por alto en éstos.

Creación de una base de datos tanto cualitativa como cuantitativa apoyada en probabilidades y consecuencias de fallas de los equipos en estudio para su análisis bajo la metodología IBR.

Evaluación de los planes actuales de inspección planta Petroquim S.A. para determinar las prioridades en las inspecciones, categorizando equipos desde mayor a menor riesgo, evaluación propuesta por la metodología IBR.

Índice

I. Dedicatoria.....	6
II. Agradecimientos.....	7
III. Sumario.....	8
IV. Planteamiento del problema	9
V. Objetivos:	10
Objetivo general:	10
Objetivos específicos:.....	10
1. Introducción	10
2. Marco teórico.....	11
2.1. Metodologías de inspección	11
2.2. Inspección basada en riesgo (API RP 580) [1].....	12
2.2.1. Tipos de Evaluación IBR:.....	13
2.2.1.1. Análisis Cualitativo:.....	13
2.2.1.2. Análisis Cuantitativo:.....	14
2.2.1.3. Análisis semi-cuantitativo:.....	14
2.2.2. Fallas, modos de falla y mecanismos de deterioro para la Inspección Basada en Riesgo: 14	
2.3. Inspección basada en riesgo (API 581) [2]:.....	15
2.3.1. Metodología IBR:	16
2.3.1.1. Base de datos:.....	17
2.3.1.2 Proceso de valoración de riesgo:.....	18
2.3.1.3 Plan de Inspección.....	18
2.3.1.4. Resultados de inspección	18
2.3.1.5. Nueva Valoración:.....	19
2.3.1.6. Límites de estudio	21
2.3.1.7. Equipos de Trabajo.....	21
2.3.1.8. Base datos de los equipos:.....	21
2.3.1.9. Redes de deterioro:.....	22
2.3.1.10. Evaluación de Criticidad:	22

2.3.1.11. Confiabilidad:.....	25
2.3.1.12. Intervalo de Inspección:	26
2.3.1.13. Plan de Inspección y Monitoreo:.....	27
2.4. Código de diseño, construcción e inspección de tanques y recipientes a presión (ASME SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1)	27
2.4.1. Plan de Inspección:	28
2.4.2. Criterios de aceptación del equipo, según norma ASME [6]:.....	29
2.4.2.1. Espesor de diseño para cabezales de recipientes sometidos a presión interna [6]:	29
2.4.2.2. Espesor de diseño para manto considerando uniones longitudinales y esfuerzos circunferenciales [6]:.....	29
2.5. Código de inspección de tubería: inspección, reparación y recalibración de sistemas de tubería en servicio (API 570) [7].	30
2.5.1. Plan de Inspección:	30
2.5.2. Criterios de aceptación y rechazo de tuberías de proceso.....	30
3. Aplicación de la norma API 581 en equipos estáticos, planta Petroquim S.A.:	32
3.1 Ejemplo práctico: Aplicación de la norma API 581 en equipo D101 o estanque dosificador de Teal	32
3.2. Resumen de equipos evaluados bajo la Norma API 581 en la planta Petroquim S.A.	45
4. Conclusiones:	51
5. Recomendaciones:	52
6. Bibliografía:	53
7. ANEXOS:	54
7.1. Determinación de la Categoría de Probabilidad de Falla	54
7.2. Determinación de la Categoría Consecuencia del Daño.....	60
7.3. Determinación de la Categoría Consecuencia en Salud, Si el fluido del proceso solamente presenta consecuencias inflamables	65
7.4. ANEXO B. Resumen informe de Inspección, equipo D101	68

Lista de tablas

Tabla 1. Cálculo del factor de confiabilidad [5].	25
Tabla 2.a. Esquema simplificado de la consecuencia de falla:	35
Tabla 2.b: Equivalencia numérica para la matriz de riesgo de la tabla 2.a	36
Tabla 3. Resultado de probabilidad de falla.	38
Tabla 4. Resultado de consecuencia de falla.	40
Tabla 5. Resultado de consecuencia de falla.	41
Tabla 6. Matriz de riesgo para el equipo D101, estaque dosificador de TEAL.	42
Tabla 7.b. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	46
Tabla 7.c. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	47
Tabla 7.d. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	47
Tabla 7.e. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	48
Tabla 7.f. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	49
Tabla 7.g. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan	50

1. Introducción

En procesos petroquímicos se han presentado un sin número de accidentes catastróficos debido a las condiciones en las que se opera los equipos estáticos y tuberías que se ven involucrados en estas situaciones. Debido a esto, se comenzaron a implementar nuevas formas para evitar tales desastres, por medio de nuevos planes de inspección que contribuyen a controlar el estado de integridad estructural de éstos.

Asimismo, la planta de polipropileno, Petroquim S.A., ubicada en Hualpén, región del Bío-Bío, busca nuevas formas y planes de inspección, utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgos, que es una herramienta que busca determinar y mitigar los factores que afectan la integridad estructural de los equipos de forma eficiente y en periodos acordes a éstos, tales como factores mecánicos, de operación, químicos y físicos a los que son sometidos dichos aparatos. Además, busca asegurar la integridad de equipos estáticos de las instalaciones y establece una metodología de inspección que utiliza la valoración del riesgo en sus equipos.

Este trabajo está basado en el estudio de las normas API 581 (Inspección Basada en Riesgos), que utiliza un enfoque basado en el riesgo para la priorización y planificación de las inspecciones. Este tipo de inspección analiza la programación de la probabilidad de falla y las consecuencias de la misma con el fin de desarrollar el plan de inspección, pero para el caso de esta planta, determinar un nuevo intervalo de inspección para dar prioridad a la inspección por medio de ensayos no destructivos (END) a los equipos con alta probabilidad y consecuencias de falla frente a los equipos con baja probabilidad de falla con consecuencias bajas. Esta metodología permite una eficiencia económica con respecto a los recursos de dispuestos a los planes de inspección.

2. Marco teórico

2.1. Metodologías de inspección

En las rutinas de mantenimiento, el mantenimiento preventivo es el que está destinado al resguardo de equipos o instalaciones a partir de la realización de inspecciones y reparaciones que garanticen el funcionamiento óptimo y fiable de éstos. El mantenimiento preventivo se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento. El objetivo de éste, es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos de los equipos, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. También tiene como propósito planear periodos de paralización de trabajo en momentos determinados, para observar en qué condiciones se encuentran los equipos, y dependiendo de esto, realizar las acciones de mantenimiento del equipo, con lo que se evitan reparaciones de emergencia.

La IBR está enmarcada dentro de la mantención preventiva como una herramienta para determinar el riesgo de los equipos utilizados, principalmente en procesos de las industrias petroleras, clasificando los equipos según el nivel de riesgo, para priorizar y planificar los equipos dentro de un intervalo de inspección, que serán sometidos a ensayos no destructivos (END).

En el desarrollo de la inspección bajo esta herramienta, el grupo de especialistas o técnicos a cargo debe conocer las diferentes técnicas aplicables. La elección de la técnica de inspección dependerá de múltiples factores, estos son:

- La naturaleza del material.
- El estado superficial.
- El mecanismo de falla que opera.
- Falla no detectada.

El instrumento elemental de la inspección de equipos son los ensayos no destructivos (END); este es un método físico indirecto para la inspección de productos, partes, piezas o componentes que afecten su calidad o utilidad. Los END se caracterizan por que no afectan de forma irreversible las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensiones del elemento inspeccionado.

- Las metodologías de inspección tienen las siguientes etapas:

Etapas 1:

- Identificar los límites físicos en el que el análisis de los daños debe ser considerado.
- Identificar los mecanismos de acumulación de deterioros apreciables y el riesgo de falla.
- Identificar las áreas críticas de acumulación de daño.
- Definir los elementos de información disponibles.

Etapas 2:

Verificar a través de ensayos no destructivos la presencia de daño caracterizando su extensión e identificando los mecanismos de daño responsables.

Etapas 3:

Ensayos complementarios.

2.2. Inspección basada en riesgo (API RP 580) [1]

Su finalidad es entregar una guía en la realización de un programa de inspección basado en riesgo (IBR) sobre equipos estáticos, estos pueden ser estanques o tuberías. El propósito del IBR es complementar los códigos de inspección de recipientes a presión (API 510) y tubería (API 570), pero en este caso se realizarán con sus homólogos, estos son código ASME sección VIII, Div I (Diseño de estanques a presión) y el código ASME B31.3 (Tuberías a presión) mediante los resultados de esta metodología se plantearán modificaciones en los planes e intervalos de inspección, para dar resultados de mayor confiabilidad a la inspección realizada con los códigos nombrados.

La Figura 1 presenta curvas características que muestran la reducción de riesgo que puede esperarse cuando se aumenta el grado y la frecuencia de inspección con la metodología IBR.

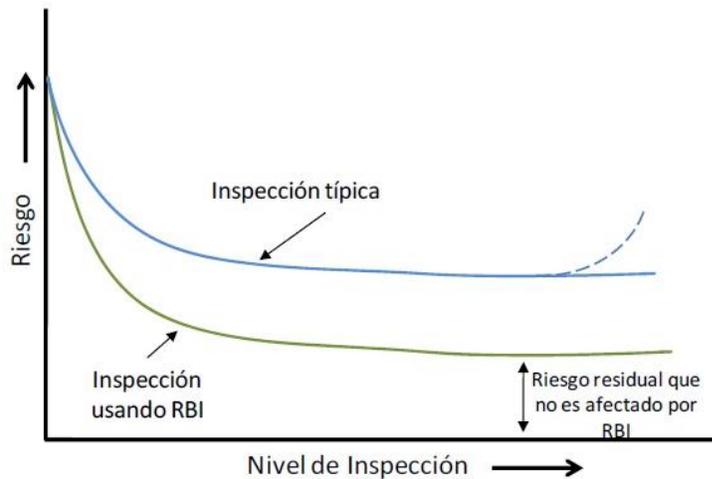


Figura 1. Administración de riesgo utilizando la IBR.

2.2.1. Tipos de Evaluación IBR:

Este método de análisis para equipos estáticos cuenta con tres tipos de evaluación IBR, la diferencia está en el tipo de análisis que se efectúe, éste a su vez depende de las herramientas disponibles en el área de mantenimiento o de instituciones externas dedicadas a este tipo de estudios. A continuación, se presentan los tres tipos de evaluación:

2.2.1.1. Análisis Cualitativo:

Este análisis se basa en la información descriptiva de los equipos de la planta por parte del ingeniero a cargo de mantenimiento de ésta, él utiliza su juicio y experiencia para verificar el comportamiento de los equipos bajo condiciones de operación, ambientales y deterioro. El ingeniero ocupa estos datos como base del análisis de la probabilidad y la consecuencia de falla de éstos. Los resultados obtenidos se clasifican en términos cualitativos como: alto, medio y bajo.

El análisis determina las categorías de probabilidad y consecuencia de la falla para una unidad. Dependiendo del tipo de fluido en la unidad la categoría de consecuencia puede ser determinada por el peligro de inflamabilidad o toxicidad de la unidad, cuando se habla de consecuencia de inflamabilidad es representada por la categoría de consecuencia de daño y está directamente relacionada con el daño en el equipo debido a un evento de impacto, inflamabilidad (fuego o

explosión). Las consecuencias toxicas se refieren a la categoría de consecuencia en salud, usualmente se debe a los efectos en la salud.

2.2.1.2. Análisis Cuantitativo:

Este tipo de análisis requiere información detallada como históricos (de diseño, construcción, montaje, mantenimiento, inspección, fallas, operativos) para utilizar modelos lógicos que muestren combinaciones de sucesos que podrían desencadenar accidentes graves y modelos físicos que muestran el avance del accidente y emisión de un material que pueda comprometer la salud de la población colindante a la planta y el medio ambiente.

2.2.1.3. Análisis semi-cuantitativo:

Este último método, combina los métodos antes mencionados, para obtener mayor beneficio utilizando la velocidad del cualitativo y el rigor del cuantitativo. Gran parte de los datos utilizados son de un enfoque cuantitativo, pero en este caso el análisis es en menor detalle. Los resultados se presentan de igual manera que en el análisis cualitativo, pero son asociados con valores numéricos.

2.2.2. Fallas, modos de falla y mecanismos de deterioro para la Inspección Basada en Riesgo:

La inspección basada en riesgos se enfoca en la comprensión de los modos de falla para mejorar la confiabilidad del equipo. La falla que estudia la IBR está relacionada con la pérdida de contención de los equipos a consecuencia del deterioro. Los principales mecanismos de deterioro que se presentan en la industria química son la disminución del espesor del recipiente (interno y externo) debido a agentes tales como, corrosión bajo esfuerzo, esfuerzos mecánicos, fallas metalúrgicas del material con el que está confeccionado el recipiente y ataques por efecto de ambientes salinos. Para identificar el mecanismo de deterioro es necesario conocer la operación del equipo y la interacción con ambientes químicos y mecánicos.

2.3. Inspección basada en riesgo (API 581) [2]:

La Inspección Basada en Riesgo es una herramienta que busca asegurar la integridad de equipos estáticos y establece una metodología de inspección que utiliza la valoración del riesgo teniendo en cuenta la probabilidad de falla como las consecuencias que ocasiona ésta; donde la probabilidad de falla está directamente relacionada con los mecanismos de daño que operen en el equipo evaluado y las consecuencias de las fallas son examinadas desde cuatro puntos de vista, que son: consecuencias de tipo económico, pérdida o daño de personas, impacto ambiental e imagen de la empresa. La IBR no es una metodología independiente, sino que opera en conjunto con otros códigos API u homólogos.

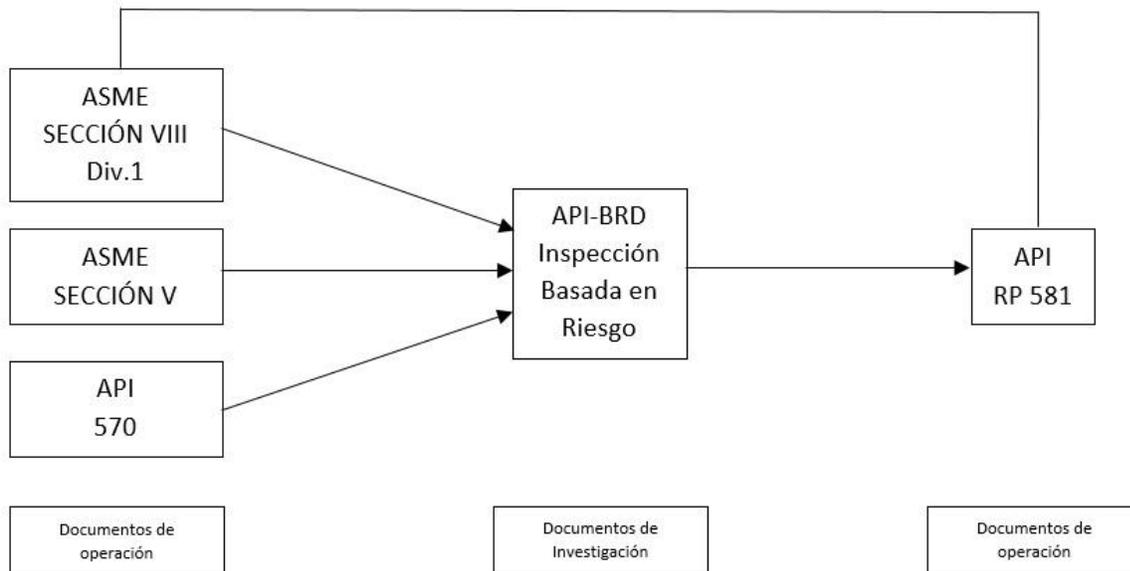


Figura 2. Documentos utilizados y relacionados entre ellos.

2.3.1. Metodología IBR:

En la Metodología de Inspección Basada en Riesgo se puede desarrollar como mínimo en 5 pasos como lo muestra la figura 3:

- Base de datos
- Valoración de riesgo
- Plan de inspección
- Resultados de inspección
- Nueva valoración

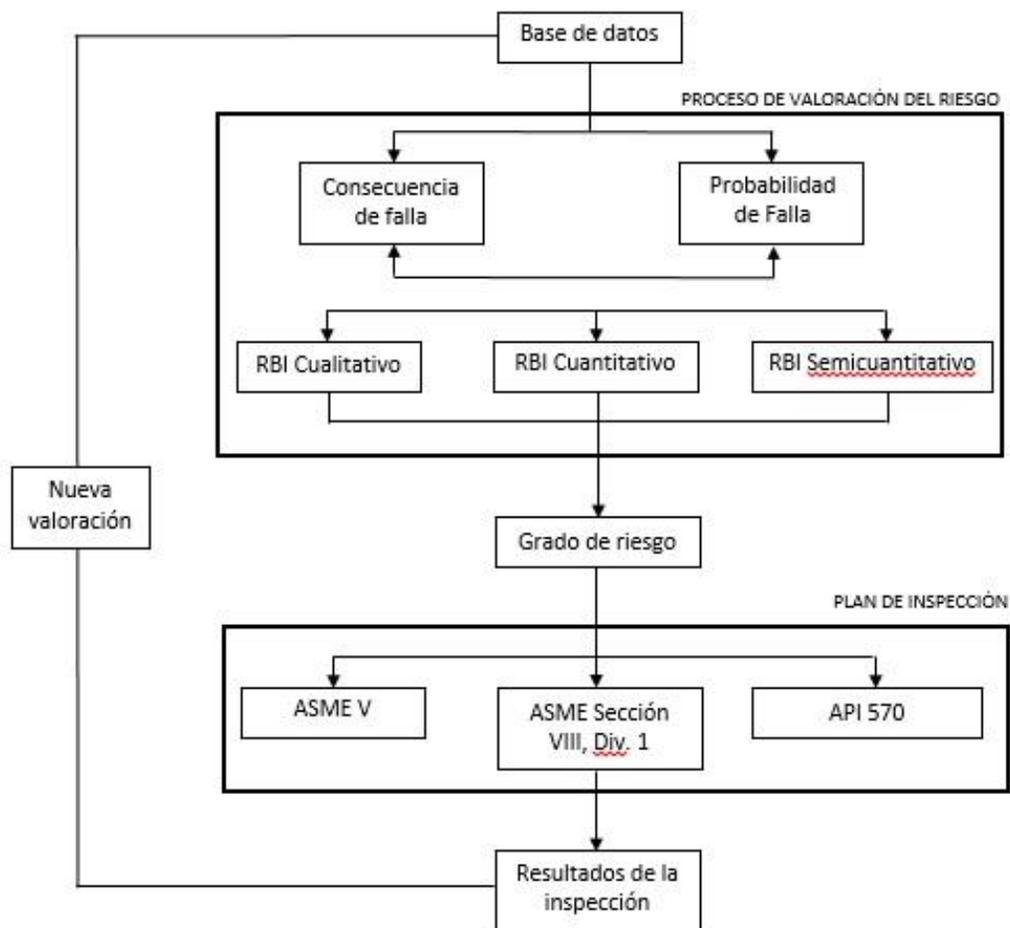


Figura 3. Esquema general de la metodología Inspección Basada en Riesgos.

En la figura (3), se muestra el esquema de un proceso basado en riesgo, el cual incluye actividades de inspección, recolección de datos de inspección, y la retroalimentación del sistema. La valoración del riesgo realizada por un procedimiento de este tipo, incluye un estudio de probabilidad y de consecuencias, que puede ser realizado de forma cualitativa, cuantitativa o semicuantitativa.

Un esquema de inspección basada en riesgo, se caracteriza por realizar inspecciones según el nivel de riesgo que se tiene de ciertos dispositivos de un sistema, clasificando y dando prioridades a la inspección de equipos más críticos.

Luego de ser confeccionado el plan de inspección, los resultados son analizados, tomando las medidas adecuadas para una nueva valoración del proceso que permita disminuir el riesgo.

2.3.1.1. Base de datos:

La base de datos es toda aquella información relacionada con los equipos y procesos de la planta o equipo intervenido, estos son:

- Hoja de datos.
- Fluidos de procesos.
- Datos de fabricación.
- Etc.

Para el estudio de un proceso de inspección basada en riesgo es importante documentar toda la información para el análisis, así como también cualquier desviación de procedimientos prescrita en los estándares aplicados.

Los datos típicos necesarios para un análisis IBR puede incluir:

- Información de peligros.
- Tipo de equipo.
- Datos de diseño.

- Expedientes de inspección, reparación y reemplazo de partes.
- Datos de proceso.
- Sistemas de seguridad.
- Mecanismos de daño, velocidad de deterioro activado por un mecanismo de desgaste.

2.3.1.2 Proceso de valoración de riesgo:

Un proceso de valoración de riesgo consiste en estudiar el riesgo de cada uno de los equipos que forman parte de una planta o unidad, calculando la frecuencia de falla o las disminuciones de espesor en puntos críticos de cada equipo como una función directa de mecanismos de daño que se presentan y el cálculo de los periodos de inspección.

2.3.1.3 Plan de Inspección:

El propósito de un programa de inspección es definir y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de equipo antes de que ocurran las fallas. Un programa de inspección es desarrollado sistemáticamente identificado:

- Qué tipo de daño se busca.
- Dónde buscarlo.
- Cómo buscar el daño (Técnica de inspección).
- Cuando mirar (o cuantas veces)

2.3.1.4. Resultados de inspección:

Los resultados de la inspección se deben utilizar como variables en la evaluación de la vida remanente y planes de inspección futuros. Los resultados se pueden también utilizar para comparar o validar los modelos que se pudieron haber utilizado para la determinación de la probabilidad de falla.

Una vez verificada la inspección, operaciones posteriores a ésta se hacen necesarios para aminorar aquellos riesgos que no pudieron ser tratados adecuadamente por el plan de inspección. Dentro de las acciones requeridas, posteriores a la inspección, incluyen, pero no se limitan a:

- Reemplazo y reparación de equipos.
- Evaluación de fallas por actitud para el servicio.
- Rediseño y modificación del equipo.
- Modificación del proceso.

2.3.1.5. Nueva Valoración:

El análisis basado en riesgos es una herramienta que proporciona evaluaciones de riesgos actuales y futuras proyecciones. No obstante, estas evaluaciones se basan en datos y conocimientos a la hora de la estimación del análisis basado en riesgos. En el transcurso del tiempo, los cambios son ineludibles y los resultados de la valoración del análisis basado en riesgos deben ser actualizados.

Es importante mantener y actualizar un proceso de análisis de riesgo para aseverar la información de la inspección más nueva, proceso, y la información de mantenimiento. Los resultados de inspecciones, los cambios en las condiciones del proceso y la puesta en marcha de las prácticas de mantenimiento, pueden tener efectos indicativos en el nivel de riesgo, requiriendo la necesidad de realizar una nueva valoración.

A partir de esta información se realizó una simplificación de la metodología IBR a fin de realizar el análisis en la planta como se muestra a continuación en la figura 4:

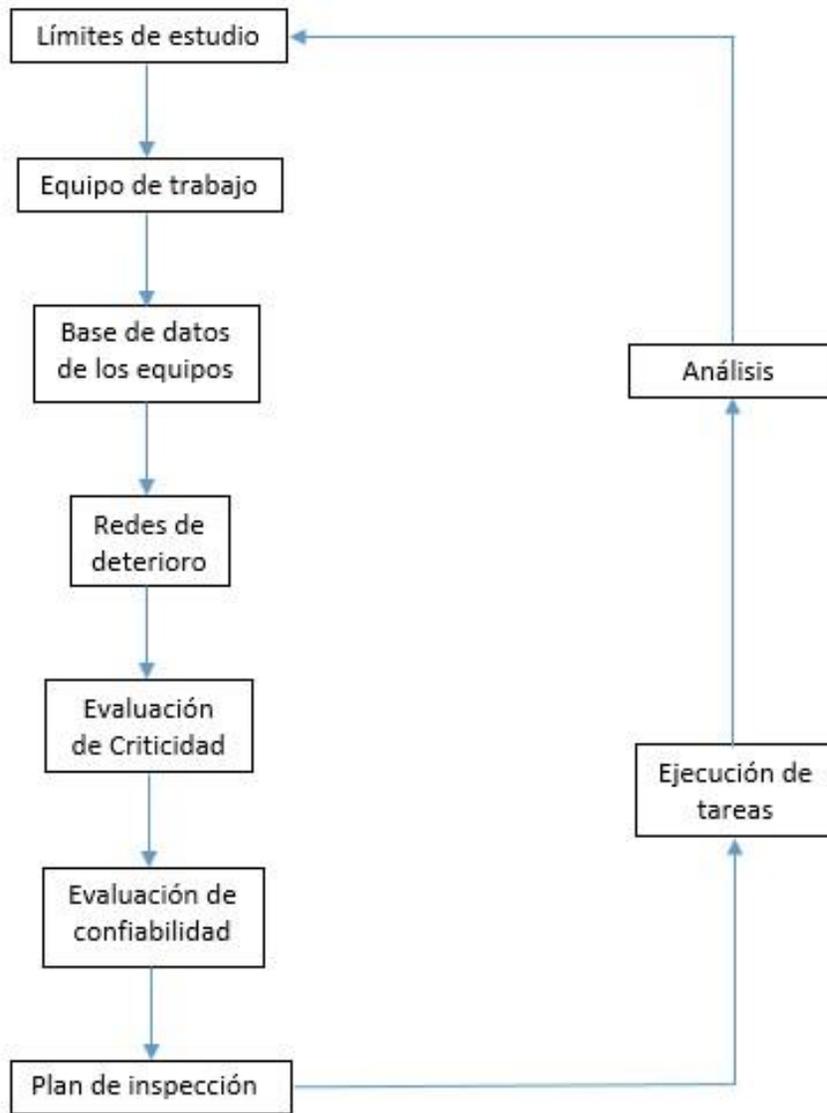


Figura 4. Esquema general de la metodología Inspección Basada en Riesgos.

2.3.1.6. Límites de estudio:

Cuando se va a implementar la metodología de inspección basada en riesgos lo primero que se debe definir son los límites de la inspección, tales como, número de equipos, tipo de equipos, Tuberías etc.

2.3.1.7. Equipos de Trabajo:

Para el proceso de la inspección basada en riesgos se debe crear un grupo interdisciplinario, donde exista un experto en cada uno de los temas que abarca la implementación de la inspección, este grupo debe contar con:

- Ingeniero de Metalúrgico.
- Ingeniero de Procesos.
- Ingeniero Mecánico.
- Ingeniero de Sistemas.
- Un Economista y un facilitador o administrador.

2.3.1.8. Base datos de los equipos:

Ya determinado el conjunto de equipos a inspeccionar y reunido el grupo de expertos que participarán en la inspección basada en riesgos; se debe preparar toda la información de los históricos de cada equipo a examinar, los históricos de fabricación, montaje, operación mantenimiento, inspección y parámetros de procesos, ya que son la información fundamental para el desarrollo de la base de datos. Los históricos deben contar con información tal como el año de la instalación del equipo o mediciones de espesores a través de años inspeccionados para que se realice un cálculo adecuado de la vida remanente de un equipo. La información correspondiente al espesor mínimo calculado en un equipo es importante, ya que es la columna vertebral de la filosofía que maneja la inspección basada en riesgos.

2.3.1.9. Redes de deterioro:

Se define como una manera de entender e identificar los mecanismos de deterioro de una planta, equipo, conjunto de equipos y tuberías. Para establecer los lazos de deterioro dentro de los límites definidos en la fase inicial, los equipos o elementos deben cumplir iguales condiciones de proceso, el mismo mecanismo de falla y el mismo criterio de selección de materiales, para ser agrupados dentro de un mismo lazo de corrosión.

2.3.1.10. Evaluación de Criticidad:

La evaluación de criticidad que maneja el API 581, está definida como la probabilidad de falla por consecuencia de la falla y el objetivo principal es minimizar el riesgo; por lo tanto, se hace necesario estimar las probabilidades de falla para los diferentes mecanismos de daño en cada lazo de corrosión y evaluar las consecuencias. En el anexo A se presentan una serie de cuestionarios relacionados con los diferentes mecanismos de falla, riesgos y las consecuencias que se deben definir para la evaluación de probabilidades de falla y consecuencia de esta para un análisis cualitativo. Una vez determinados estos parámetros, es evaluado el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo. En seguida se presenta dicha matriz:

5	2	2	2	1	1*
4	3	3	2	2	1
3	4	4	3	2	1
2	5	4	3	3	2
1	5	5	3	3	2
	A	B	C	D	E

CONSECUENCIAS

Figura 5. Matriz de Riesgo [4].

En esta matriz de riesgo se tiene en el eje vertical la probabilidad de falla y en el eje horizontal se tiene las consecuencias de falla, de salud, seguridad y medio ambiente. De la intersección de sus ejes, por medio de los elementos analizados de cada uno, se obtendrá como resultado si el riesgo es insignificante, si la criticidad es alta o intolerable o si requiere intervención.

En el código API 581 presenta cuatro categorías de riesgo:

- Nivel de riesgo Bajo (Color Verde).
- Nivel de riesgo Medio (Color Amarillo).
- Nivel de riesgo Medio Alto (Color Naranja).
- Nivel de riesgo Alto (Color Rojo).

Para efectos de criticidad los valores que corresponden a cada cuadro de la matriz están relacionados de la siguiente forma para ser representado en un rango de criticidad.

- 1*: Intolerable.
- 1: Extremo.
- 2: Alto.
- 3: Media.
- 4: Bajo.
- 5: Insignificante.

Los resultados de criticidad y el nivel de riesgo serán de utilidad en el cálculo del máximo intervalo de inspecciones.

2.3.1.11. Confiabilidad:

Una vez terminadas las etapas de evaluación de criticidad se procede a dar respuesta a las siguientes preguntas para determinar la confiabilidad del equipo analizado:

- ¿Qué tan confiable es la información de inspección para asumir el riesgo?
- ¿Qué tanto se tiene controlados los mecanismos de degradación?
- ¿Se realiza monitoreo a las variables operativas que pueden afectar los procesos de degradación?

Mediante la respuesta a estas preguntas se determina que tan confiable es la unidad categorizándola en el rango de criticidad, donde cada rango de criticidad está asociado a un factor de confiabilidad dependiendo de la seguridad de los datos entregados que puede ser, bajo, medio y alto como se muestra en la siguiente tabla:

Rango de Criticidad	Factor de Confianza		
	Bajo	Medio	Alto
1	0.2	0.3	0.3
2	0.3	0.4	0.4
3	0.4	0.5	0.6
4	0.5	0.6	0.8
5	0.6	0.7	0.8

Tabla 1. Cálculo del factor de confiabilidad [5].

2.3.1.12. Intervalo de Inspección:

El intervalo de inspección es el producto entre la vida útil remanente del equipo en estudio y el factor de confianza del equipo. Se debe determinar el intervalo de inspección, el cual está relacionado con el rango de confiabilidad del equipo; Luego de esto, se debe realizar el cálculo de la velocidad de corrosión y la vida remanente del equipo. El factor de confianza (hace referencia a la seguridad del equipo en operación antes que presente una falla) es utilizado para calcular el máximo intervalo de inspección (MII). Mediante la siguiente ecuación se determina el intervalo de inspección.

$$MII = (VIUR) * \text{Factor de confianza} \quad (3.1)$$

$$VIUR = \frac{C.A}{I.C} \quad (3.2)$$

Donde:

MII= Máximo Intervalo de Inspección.

VIUR = Vida útil remanente.

C. A = Tolerancia a la Corrosión (corrosión Allowance)

I. C = Índice de Corrosión o Velocidad de Corrosión.

Y:

$$VIUR = \frac{\text{Espesor de la inspección actual} - \text{Espesor requerido mínimo}}{I.C.}$$

$$C. A = \text{Espesor de la inspección actual} - \text{Espesor requerido mínimo} \quad (3.3)$$

$$I. C. = \frac{\text{Espesor de la inspección previa} - \text{Espesor de la inspección actual}}{\text{n}^\circ \text{ de inspecciones en un año}} \quad (3.4)$$

2.3.1.13. Plan de Inspección y Monitoreo:

Conociendo los mecanismos de falla y los intervalos de inspección que presenta cada equipo a evaluar, se revisa el plan de inspección que posee Petroquim S.A. para equipos estáticos que contengan los ensayos no destructivos que permita monitorear cada uno de los mecanismos de falla y evaluar la reducción de la probabilidad de falla, alterando directamente el nivel de riesgo debido a que se afecta una de las variables de las cuales depende. A partir de los resultados obtenidos en la inspección, se generan una serie de recomendaciones necesarias para minimizar el riesgo. Además, debe actualizarse la base de datos que exista del equipo evaluado, una vez realizadas las recomendaciones para el mejoramiento de la integridad estructural de éste, el riesgo inicial que presentaba el equipo debe disminuir y continuar el ciclo de la metodología IBR.

2.4. Código de diseño, construcción e inspección de tanques y recipientes a presión (ASME SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1)

Los equipos que aplican para este código son los separadores; comúnmente se les denomina tambores, por lo general estos equipos no tienen elementos desarmables, por lo tanto, son menos propensos a daños mecánicos, además las temperaturas de operación son bajas en el caso de estos procesos por lo tanto los daños debidos a la corrosión son relativamente bajos, por lo demás los aceros utilizados son inoxidable.

El proceso de inspección de un estanque a presión es sencillo debido a la facilidad de su diseño, por eso su monitoreo e inspección no presenta dificultad. El plan de inspección que posee Petroquim S.A. se desenvuelve a partir de los históricos de inspecciones END y la evaluación de los equipos son realizadas a partir de los mecanismos de daño detectados en el propio proceso de inspección. Los ensayos no destructivos (END) deben localizar e identificar el mecanismo de daño y la severidad de este.

2.4.1. Plan de Inspección:

El plan de inspección de Planta Petroquim S.A. para equipos estáticos posee actividades y un programa de inspecciones para monitorear los mecanismos de daño y asegurar la integridad de los equipos (recipientes a presión). Este plan de inspección contiene las siguientes etapas de inspección:

- Inspección interna.
- Inspección externa.
- Determinación de espesores.
- Inspección de corrosión bajo aislamiento.

En la Figura 6 se observa el proceder de la inspección interna y externa realizada a recipientes a presión:

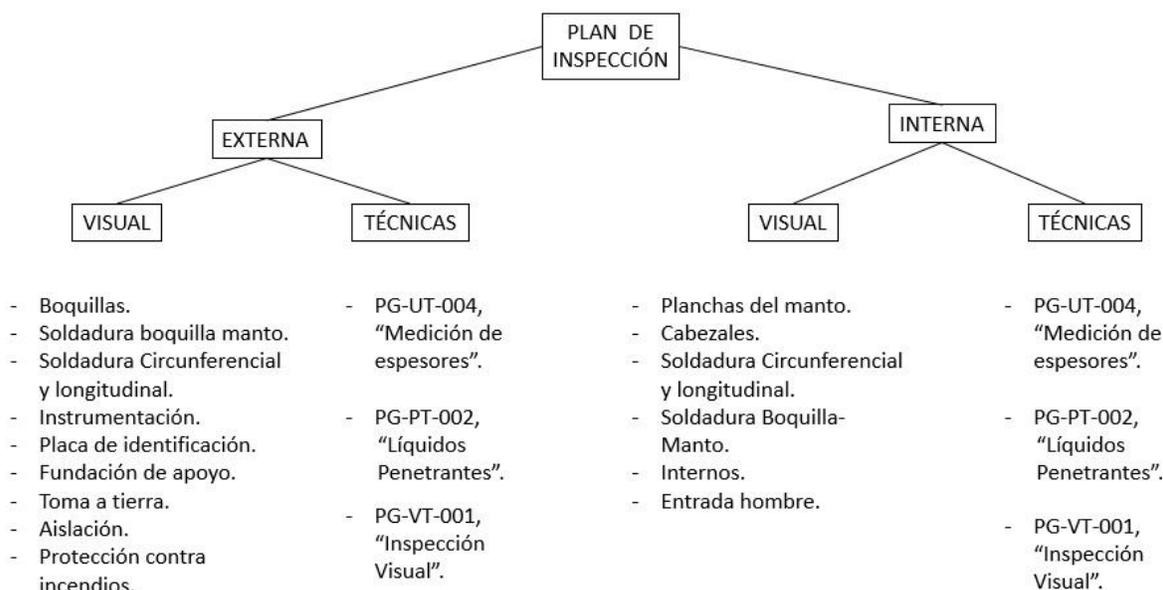


Figura 6. Esquema de inspección de recipientes a presión.

2.4.2. Criterios de aceptación del equipo, según norma ASME [6]:

- Para recipientes de diámetro interno menor o igual a 1,524 m (60 in), la norma acepta un área con corrosión uniforme de longitud de hasta 0,508 m (20 in).
- En recipientes cuyo diámetro interno supera los 1,524m (60 in), la corrosión aceptada debe ser menor a un-tercio del diámetro o menor a 1,02m (40 in).

2.4.2.1. Espesor de diseño para cabezales de recipientes sometidos a presión interna [6]:

$$T_{\min} = \frac{P D}{2SE-0.2P} + C \quad (3.5)$$

Donde:

P= Presión de diseño o de operación, se mide en (PSI).

D=Diámetro externo, se mide en pulgadas.

S=Esfuerzo de fluencia máximo admisible, se mide en (PSI).

E=Eficiencia de la junta, valor 1.

C= Corrosión admisible. (Según el fabricante)

2.4.2.2. Espesor de diseño para manto considerando uniones longitudinales y esfuerzos circunferenciales [6]:

$$T_{\min} = \frac{P R}{SE-0.6P} + C \quad (3.6)$$

Donde:

P= Presión de diseño o de operación, se mide en (PSI).

R= Radio del equipo, se mide en pulgadas.

S=Esfuerzo de fluencia máximo admisible, se mide en (PSI).

E=Eficiencia de la junta, valor 0,85.

2.5. Código de inspección de tubería: inspección, reparación y recalibración de sistemas de tubería en servicio (API 570) [7].

Este código está destinado para organizaciones que mantienen o tienen acceso a una institución autorizada de inspección, reparación, ingenieros de tubería, técnicos calificados e inspectores.

2.5.1. Plan de Inspección:

La frecuencia y extensión de la inspección depende de las formas de degradación que pueden afectar a las tuberías y la consecuencia que conduciría una falla en ésta. Luego de una evaluación, los resultados pueden ser usados para discutir la actual estrategia de inspección como son métodos de inspección, alcances, herramientas y técnicas a utilizar.

2.5.2. Criterios de aceptación y rechazo de tuberías de proceso:

El criterio de aceptación y rechazo de tuberías de proceso, depende de la norma API 570:

- Abolladuras: en las abolladuras que excedan una profundidad de 0,25" en un tubo de diámetro menor a 4" ó 6% del diámetro nominal de tubos mayores de 4". Se debe sustituir el tramo.
- Daños mecánicos: los daños mecánicos con profundidad mayor de 12,5% del espesor nominal requieren reparación.
- Imperfecciones de soldadura: Todas las imperfecciones de soldadura son rechazadas.
- Picadura: si la profundidad de corrosión(C) es menor de 10% del espesor nominal de pared (Ver figura 7), no es necesario considerar una reducción de presión máxima de operación admisible (MAOP), si es mayor del 80% es necesario retirarlo del servicio.

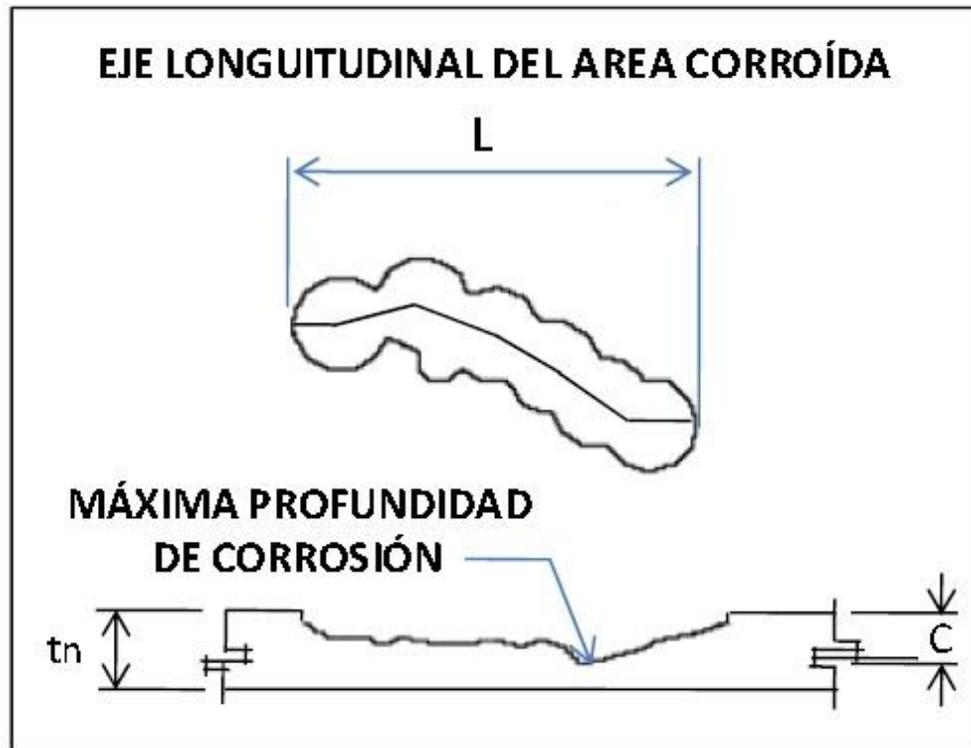


Figura 7. Análisis de la resistencia de áreas corroídas.

3. Aplicación de la norma API 581 en equipos estáticos, planta Petroquim S.A.:

La planta Petroquim S.A. posee 247 equipos estáticos, los cuales fueron analizados durante el desarrollo de este informe. La norma API 581 puede ser explicada través de 7 pasos simples, que se realizan para poder determinar el nivel de riesgo del equipo y posteriormente calcular el intervalo de inspección de éste. Estos pasos serán descritos a continuación y aplicados a través de un ejemplo práctico en un equipo específico. El equipo escogido es el llamado “**D101** o *estanque dosificador de Teal*”.

Finalmente se expondrán los resultados obtenidos para el conjunto de equipos estáticos de la totalidad de la planta en el apartado 4.7, comparando los intervalos entre las inspecciones actuales utilizados en la planta y las inspecciones propuestas por esta nueva metodología basada en riesgo.

3.1 Ejemplo práctico: Aplicación de la norma API 581 en equipo D101 o estanque dosificador de Teal

PASO 1: Definir límites y describir entorno de trabajo

La Inspección Basada en Riesgos se realizó en la planta Petroquim S.A. a los siguientes grupos de recipientes:

- Equipos estáticos Críticos.
- Equipos estáticos Semicríticos.
- Equipos estáticos no Críticos.

Grupo de trabajo:

Para el desarrollo del presente proyecto, los integrantes del equipo de trabajo fueron el personal de mantención en conjunto con el personal de procesos de la planta Petroquim S.A. quienes suministraron información relativa a datos de fabricación, operación e inspección de los equipos en estudio.

Históricos de los equipos:

Los históricos de construcción y de inspección de espesores fueron suministrados por el área de mantención de la Planta Petroquim S.A. Algunos equipos no poseían estos históricos en su conjunto o por separado. Con respecto a histogramas de falla, no se encontraron fallas, por lo tanto, no existen histogramas de fallas. El estado exterior de los equipos se evaluará mediante lazos de corrosión que relaciona el deterioro del recubrimiento y la posterior corrosión.

Redes de deterioro:

En el proceso de síntesis de Polipropileno, se utilizan compuestos químicos tales como TEAL y propileno. El primer compuesto, es descrito en su hoja de seguridad como un agente altamente inflamable y oxidante, esta segunda característica lo encasilla como un lazo de corrosión al igual que el segundo compuesto, debido a que el propileno también se detalla como un químico inflamable y oxidante. Otro agente no menos despreciable es la acción salina a la que se encuentran expuestos los equipos de la planta, ya que ésta se encuentra localizada a escasos metros del mar, provocando la corrosión en los recubrimientos externos de los equipos que se encuentran expuestos a este agresivo ambiente. Para el equipo D101, el producto químico utilizado es TEAL y está expuesto al ambiente.

Descripción del Lazo:

Comprende los siguientes componentes del equipo D101 (Estanque dosificador de TEAL):

- Plancha manto.
- Cabezales.
- Boquillas.
- Soldaduras.
- Instrumentación.
- Fundaciones.
- Toma a tierra.

Evaluación de criticidad:

La Inspección Basada en Riesgo se realiza mediante un análisis cualitativo para la valoración de los equipos clasificados en el punto 4.1. El significado de las letras del eje de consecuencias de daño (pérdidas operacionales y de infraestructura) de la matriz de riesgo se presenta en el siguiente esquema simplificado expuesto en la tabla 2:

Consecuencias de Falla/Factores y Características	A Menor	B Moderado	C Serio	D Mayor	E Catastrófico
Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente	Provoca daños menores (incidente) al personal propio	Afecta seguridad humana con lesiones o de primeros auxilios y las instalaciones causando daños leves a moderados, accidentes con pérdida de tiempo/incendio Localizado y controlable por operaciones accidente ambiental reportable	Afecta la seguridad humana y las instalaciones, causando daños moderados, accidentes con pérdida de tiempo no incapacitantes /fuga menor de fluidos inflamables o tóxicos/incendios localizados/contaminación ambiental localizada	Afecta la seguridad humana causando daños severos, accidentes con lesiones incapacitantes/fuga mayor de fluidos inflamables o tóxicos/incendio con parada de planta/impacto mayor por contaminación ambiental	Afecta la seguridad Humana causando fatalidades. Incendio/explosión (con parada de planta), daños irreversibles al ambiente con impacto masivo y daños materiales importantes
Impacto en Producción	Pérdida cantidad y /o calidad de los productos <24 horas	Pérdida cantidad y/o calidad de productos > 24 horas y < 48 horas	Limitaciones de capacidad de procesamiento en un tren. Impacto en la producción < 25% Tren recirculando (Condición de gas inerte)	Parada total de un tren. Dos o más trenes recirculando (condición de gas inerte)	Parada total de la planta. Parada total de un módulo
Impacto en Mantenibilidad	Tiempo promedio para reparar <24 horas	Tiempo promedio para reparar >24 horas y < 48 horas	Tiempo promedio para reparar > 48 horas y < 7 días	Tiempo promedio para reparar > 7 días y < 30 días	Tiempo promedio para reparar >30 días
Impacto en Costos por ineficiencia operacional y/o costos de reparación	Daños leves con un costo menor a M\$5	Daños menores con un costo de reparación mayor a M\$5 y menos a M\$25. Incremento de Costos operativos por ineficiencia <10%	Daños localizados con un costo de reparación mayor a M\$25 y menor a M\$100. Incremento de costos operativos por ineficiencia <10% y <20%	Daños mayores con un costo de reparación mayor a M\$100 y menor de M\$1000. Incremento en costos por ineficiencia de un >20% y <50%	Daños múltiples con un costo de reparación mayor a M\$1000. Incremento en costos por ineficiencia de un > 50%

Tabla 2.a. Esquema simplificado de la consecuencia de falla:

Luego, para poder ser categorizado dentro de la matriz de riesgo, se le asigna una equivalencia numérica a cada letra del análisis de la consecuencia de falla (véase figura 5, Matriz de riesgo), como se muestra continuación:

Letra	Riesgo	Valor
A	Menor	1
B	Moderado	2
C	Serio	3
D	Mayor	4
E	Catastrófico	5

Tabla 2.b: Equivalencia numérica para la matriz de riesgo de la tabla 2.a

PASO 2: Determinar el factor de probabilidad de falla para equipos en análisis

El factor de probabilidad depende de los siguientes subfactores y se pueden determinar a través del anexo A.

- **Factor de Equipo (EF):** Hace referencia al número de equipos que son evaluados y el valor del subfactor que se ajusta al equipo D101 es 10 que corresponde a estudios con un máximo de 20 equipos.
- **Factor de Daño (DF):** Es una medida del riesgo asociado con los mecanismos de daño conocido, que son activados o potencialmente activados en la operación que están siendo evaluadas. Los subfactores que les corresponden a los mecanismos de daño activo son:
 - DF5= 3, si se presenta corrosión-agrietamiento en aceros inoxidable.
 - DF6= 3, corrosión localizada, debido a condiciones de operación.
 - DF7= 2, corrosión general, debido a el ambiente salino.
 - DF10=1, Si tiene otros mecanismos de daño que no se identificaron, debido a no poder ser examinado en su interior.
 - DF11=10, si el mecanismo de potencial de daño que tiene una unidad en operación no

fue evaluado y no es revisado periódicamente por un ingeniero de materiales calificado.

- **Factor de Inspección (IF):** Es la medida de la efectividad del programa de inspección para identificar en la unidad los mecanismos de daño activos o identificados. En un primer paso, se tiene un registro de los espesores iniciales del recipiente a presión por lo tanto $IF1=2$, siguiendo con el esquema, si existe un programa de inspección formal en el lugar y si las inspecciones están siendo hechas, pero inicialmente inspección visual y lectura de espesores con UT, luego, $IF2=2$. En el caso, si el programa de inspección no se encuentra ninguno de los criterios de los párrafos precedentes, entonces, $IF3=0$

- **Factor de Condición (CCF):** Hace referencia a la efectividad del mantenimiento que depende del programa instaurado por la planta ($CCF1$), la calidad del diseño y construcción de ésta ($CCF2$) y el control del programa de mantenimiento incluyendo fabricación ($CCF3$). Como si existe un programa de mantenimiento $CCF1=2$, $CCF2=2$ debido a que los tanques cumplen con las especificaciones de diseño y construcción de la industria estándar; al no existir un programa de mantenimiento, no se puede controlar la efectividad de éste, pero el diseño y la construcción sí, debido a lo anterior, $CCF3=2$.

- **Factor de Proceso (PF):** Es la medida del potencial de operación o condiciones variables, resultando en la iniciación de eventos que podrían ocasionar pérdidas de contención. Este subfactor relaciona el número de interrupciones ($PF1$). Al existir registros de éstas, el valor $PF1$ es 5. En respuesta al aumento de las variables ($PF2$), se considera que la pérdida de control es inherente del proceso, por ello $PF2=5$. La protección de los aparatos, tal como aparatos de relevo y elementos críticos funcionales, son entregados inactivos como resultado de taponamiento o suciedad debido al fluido ($PF3$), se asume la existencia de un posible taponamiento potencial en sus boquillas, por ello, $PF3=3$.

- **Factor de Diseño Mecánico (MDF1):** Mide determinados aspectos de diseño del equipo en operación. Para este caso, el $MDF1=2$ debido a que los equipos están diseñados y mantiene los códigos en el tiempo en que fue construido. $MDF2$ hace referencia a que el proceso que se está evaluando es inusual, único o cualquiera de las condiciones del proceso son extremas, en este caso, la condición de operación es corrosiva y se requieren utilizar materiales altamente aleados $MDF2=5$.

Como resultado de este paso, la sumatoria de los subfactores es el factor de probabilidad (FP) se encuentra entre los valores 51 y 75, por lo tanto, la probabilidad de falla es 5 como se muestra en la siguiente tabla:

Sumatoria de factores	Rango de la probabilidad	Categoría de la Probabilidad	Resultado
51	0 - 15	1	5
	16 - 25	2	
	26 - 35	3	
	36 - 50	4	
	51 - 75	5	

Tabla 3. Resultado de probabilidad de falla.

PASO 3: Determinar el Factor de Consecuencias del Daño

El factor de consecuencia de daño es igual para todos los recipientes de la planta, de la misma forma para el equipo D101. La consecuencia del daño depende de seis subfactores más otros cuatro subfactores agregados al estudio para asimilar de mejor manera las condiciones de la planta en cuanto a operaciones. Los subfactores son los siguientes:

- **Factor Químico (CF):** Es una medida de la tendencia química inherente a inflamarse. Este subfactor depende del factor de inflamabilidad y el factor de reactividad que son determinados usando la norma NFPA 704, National Fire Protection Association, que explica los diamantes de sustancias peligrosas, para este caso le corresponden el diamante rojo y el diamante amarillo. Los valores fueron tomados del diamante de fuego del equipo; factor de inflamabilidad 4 y factor de reactividad 3, lo que da como resultado un CF=20.
- **Factor de Cantidad (QF):** Representa la suma de material que contiene una unidad en un solo escenario, está relacionado con la cantidad de material que puede ser liberado en un evento de escape. QF=25, por la capacidad de almacenamiento del recipiente (equipo D101).

- **Factor de Estado:** Depende del punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia normal del fluido para evaporarse y dispersarse cuando es liberado en el ambiente. El recipiente almacena TEAL, éste es un líquido incoloro que se utiliza como catalizador en la fabricación de polipropileno. Generalmente se encuentra en solución con un solvente (como hexano o tolueno) para reducir su reactividad. Su factor de estado es igual a 1.
- **Factor de Autoignición (AF):** Es una valoración aplicada a fluidos que son procesados a una temperatura por encima de la temperatura de autoignición. $AF=13$, es el valor asignado para la temperatura de ebullición planteada en el factor de estado.
- **Factor de Presión (PRF):** Representa la tendencia del fluido a ser rápidamente liberados. $PRF=10$, porque el fluido almacenado es líquido.
- **Factor de Crédito (CF):** Es el producto de sistemas de ingeniería que pueden disminuir el daño que ocasione un evento en el sitio. En el caso de este equipo existe un sistema de ingeniería que consta de detectores de fugas de gas, sistemas de agua contraincendios y aislamiento del equipo en el caso de falla, su valoración es $CF= -3$.
- **Factor impacto en la seguridad, higiene y medio ambiente (HMF):** es el valor asociado a las secuelas provocadas por daños que afecten la seguridad humana, las instalaciones y el medio ambiente por medio de incendios, explosiones, etc. Para el equipo D101 se le asoció el valor 10.
- **Factor de impacto en la producción (PRF):** es el valor asociado a la pérdida de cantidad y de calidad de los productos producidos por la empresa, también, a las restricciones de capacidad que provocarían una parada de un módulo o la parada total de esta. Para el equipo D101 se le asoció el valor 10.
- **Factor de mantenibilidad (MMF):** es el valor asociado al tiempo perdido a realizar la reparación del equipo. Al equipo en evaluación se le asoció el valor 10.
- **Factor de costos (CTSF):** es el valor asociado al impacto de costos por ineficiencia operacional y/o costos. Valoración del recipiente, 12.

La sumatoria de los subfactores de consecuencia del daño se encuentra entre 70 y mayor, por lo tanto, la consecuencia de la falla es E, es decir, consecuencia catastrófica. El resultado de este paso se muestra en la siguiente tabla:

Sumatoria de los factores	Rango de la consecuencia de daño	Categoría de la consecuencia de daño	Resultado
78	0 - 19	1=A	4
	20 - 34	2=B	
	35 - 49	3=C	
	50 - 69	4=D	
	70 <	5=E	

Tabla 4. Resultado de consecuencia de falla.

PASO 4: Determinar el factor de Consecuencias de la salud

Este es el último paso para evaluar la criticidad y el nivel de riesgo del equipo. En este paso, la consecuencia en salud depende de cinco subfactores, que son los siguientes:

- **Factor Tóxico Cuantitativo (TQF):** Es una medida de cantidad de químico liberado en un eventual escape y su toxicidad, éste depende de dos subfactores, estos son TQF1 (factor de cantidad) y TQF2 (factor de toxicidad, diamante azul de la NFPA); TQF1 =20 por la capacidad que tienen los equipos, TQF2=0. TQF es la suma de TQF1 y TQF2.
- **Factor de Dispersión (DIF):** Es la medida de la habilidad que tiene el material para dispersarse en condiciones típicas de proceso, está directamente relacionado con el punto de ebullición DIF=0.
- **Factor de Crédito (CRF):** Considera muestra de seguridad para que se reduzcan las consecuencias de una liberación tóxica por detección aislamiento y mitigación. Esta planta en especial de este equipo posee mecanismos de seguridad para mitigar una eventualidad catastrófica. El CRF=-7, es la sumatoria de los valores antes dados.

• **Factor de Población (PPF):** Es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento toxico. PPF=7, el número de personas dentro de un radio de un cuarto de milla esta entre 10 y 100.

La sumatoria de los subfactores de consecuencia en salud se encuentra entre 20 y 29, por lo tanto, la consecuencia en salud es C. El resultado de este paso se muestra en la siguiente tabla:

Sumatoria de los factores	Rango de la consecuencia a la salud	Categoría de la consecuencia a la salud	Resultado
20	< 10	1=A	3
	10 - 19	2=B	
	20 - 29	3=C	
	30 - 39	4=D	
	40 <	5=E	

Tabla 5. Resultado de consecuencia de falla.

PASO 5: Confecciona de matriz de riesgo y determinar la criticidad del equipo

Los valores obtenidos de probabilidad y consecuencias de falla (tomar la letra mayor entre consecuencias de daño y de salud) son llevados a la matriz de riesgo para definir la criticidad del equipo en estudio, tal como se muestra en la Tabla 6:

Categorías:	
Probabilidad:	5
Daño:	4
Salud:	3

Matriz de riesgo para equipos estáticos en diagnóstico							
	PROBABILIDAD	5	2	2	2	1	1
		4	3	3	2	2	1
		3	4	4	3	2	1
		2	5	4	3	3	2
		1	5	5	3	3	2
			1	2	3	4	5
			CONSECUENCIAS				

		Conclusión del Análisis	
	Riesgo alto	1	
	Riesgo medio alto		
	Riesgo bajo		
	Riesgo bajo		
	Riesgo muy bajo		

Tabla 6. Matriz de riesgo para el equipo D101, estaque dosificador de TEAL.

Criticidad del equipo D101.

Del análisis de riesgo cualitativo se categoriza al equipo D101 en riesgo alto y con una condición de criticidad de “riesgo extremo”. Los subfactores fueron determinados de acuerdo a lo observado en planta, más una recopilación tanto escrita como verbal de información que fue suministrada por el personal de mantención y de procesos.

PASO 6: Determinación del intervalo de confianza:

El factor de confianza que se determinó para este equipo es de confianza media, debido a que la información suministrada de los históricos de medición de espesores se detectó que la disminución de éstos ha sido mínima y las ventanas operativas se mantienen dentro de rangos normales. Teniendo en cuenta los planteamientos anteriores y la criticidad evaluada anteriormente, se determina que el factor de confianza es igual a 0.3 (véase en la tabla 1: Cálculo de factor de confianza).

PASO 7: Determinación del intervalo de inspección:

Para definir el intervalo de inspecciones se debe conocer el índice de corrosión a partir del registro de las inspecciones de este equipo, en el caso de éste, son realizadas cada 3 años dentro del plan de inspección de equipos estáticos de la planta Petroquim S.A. Se utilizará la información de la medición de espesores para realizar el cálculo de la vida remanente de este equipo en los puntos de mayor pérdida de espesor. Para ello, fueron medidos puntos en el manto, cabezales y boquillas; a partir de eso, se determina una diferencia o delta entre las inspecciones realizadas. Cabe destacar que éstas fueron realizadas en el año 2009 y en el año 2012, esta información puede ser vista en el anexo B, en él se enseñan los procedimientos realizados en el equipo incluyendo la medición de espesores.

Para efectos de cálculos, el recipiente fue diseñado bajo el código ASME Sección VIII División 1, el material con el que fue construido este recipiente es el SA-204 grado 304, debido a que el fluido que contiene (Trietilaluminio) es altamente corrosivo. A continuación, se presenta el cálculo teórico del espesor mínimo para este equipo de acuerdo a la ecuación 3.6, en ésta se tiene:

• **Datos para el desarrollo del cálculo:**

- Presión de diseño = 16 [kg/cm²]
- Diámetro de la boquilla= 1 ½”, e= 5.08 mm.
- C= 1 mm.
- E= 1.
- Material: SA 204 304.
- Tensión admisible = 204 [Mpa].

$$Tm = \frac{16 * 1.905}{2040 * 0.85 - 0.6 * 16} + 1 = 1.18 \text{ [mm]}$$

El espesor mínimo admisible para el cuerpo en análisis es de 1.18 [mm]. Luego de obtener este valor, se realiza el cálculo de índice de corrosión (I.C), vida útil remanente del equipo (VIUR) y máximo intervalo de inspecciones (MII) de acuerdo a las fórmulas 3.4, 3.2 y 3.1 respectivamente como se muestra a continuación:

$$I.C. = \frac{5.5 - 5.4}{1} = 0.1 \text{ [mm/año]}$$

$$VIUR = \frac{5.4 \text{ [mm]} - 1.15 \text{ [mm]}}{0.1 \frac{\text{[mm]}}{\text{[año]}}} = 42.5 \text{ [años]}$$

$$MII = (VIUR) * \text{Factor de confianza}$$

$$MII = 42.5 \text{ [años]} * 0.3 = 12.8 \text{ [años]}$$

Por lo tanto, el máximo intervalo de inspección (MII) para el equipo D101, estanque dosificador de TEAL, es de 12.8 [años].

3.2. Resumen de equipos evaluados bajo la Norma API 581 en la planta Petroquim S.A.:

Finalizado el cálculo del máximo intervalo de inspección para el equipo D101, se presentan en tablas comparativas en años, los resultados obtenidos de los equipos evaluados bajo la metodología de inspección basada en riesgos propuesta por la norma API-581 con el actual plan de inspección que posee Petroquim S.A. A continuación, se ilustran dichas tablas:

- **Equipos estáticos críticos, Planta Petroquim S.A.**

N°	Ítem	Inspección Externa	Inspección Propuesta API 581	
		Frecuencia [Años]	Frecuencia [Años]	
1	D101	3		12.8
2	D111	3		16
3	D201	3		3
4	D202	3		8
5	D203	3		12
6	D301	3		5
7	D302	3		6
8	D303	3		10
9	D501	3		13
10	D502	3		8
11	D601	3		9
12	D602	3		7
13	D604	3		8
14	D608	3		6
15	D611	3		3

Tabla 7.a. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

16	D621	3	3
17	D622	3	8
18	D623	3	2
19	D710	3	10
20	D801	3	3
21	D802A	3	10
22	D1101	3	11
23	D1301	3	5
24	Z207	3	22
25	Z207/1	3	8
26	Z208	3	22
27	Z208/1	3	8
28	Z220	3	3
29	Z305	3	10
30	E201	3	8
31	E203	3	5
32	E208	3	3
33	E209	3	3
34	Z210	3	2
35	Z212	3	17
36	E301	3	4
37	E302	3	7
38	E303	3	8
39	E305	3	11
40	E307	3	3
41	E502	3	5
42	E503	3	4
43	E601	3	1
44	E602	3	12
45	E606	3	6
46	E621	3	4
47	E711	3	13
48	E712	3	2
49	E800	3	11
50	E801	3	7

Tabla 7.b. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

51	F301	3	3
52	F802A	3	4
53	F204	3	3
54	R200	3	20
55	R201	3	3
56	R202	3	2
57	T301	3	5
58	T501	3	0,5
59	T502	3	5
60	S601	3	8
61	D801L	3	3

Tabla 7.c. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

- **Equipos estáticos semicríticos, Planta Petroquim S.A.**

N°	Ítem	Inspección Externa	Inspección Propuesta API 581
		Frecuencia [Años]	Frecuencia [Años]
1	D102	5	7,8
2	D103	5	20
3	D104	5	10,5
4	D109	5	16,4
5	D112	5	13,5
6	D115	5	38,1
7	D304	5	15,3
8	D307	5	18,2
9	D308	5	17,1
10	D309	5	14,4
11	D310	5	23,6
12	D311	5	7,3
13	D312	5	22,6
14	D503	5	37
15	D504	5	18,1

Tabla 7.d. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

16	D505	5	6
17	D603	5	11,1
18	D606	5	35
19	D607	5	5,6
20	D803	5	6,8
21	D810	5	8,5
22	E204	5	28,8
23	E205	5	23,8
24	E304	5	18,4
25	E306	5	15,3
26	E501	5	5,9
27	E504	5	15
28	E506	5	6,8
29	E610	5	3
30	E701	5	19,5
31	E702	5	22
32	E703	5	9,7
33	E802	5	4
34	E803	5	2,4
35	E804	5	2,5
36	E805	5	14,7
37	F101	5	6,2
38	F302	5	19
39	F701	5	5,7
40	H801	5	9
41	PK1101-1A	5	8,6
42	PK1101-1B	5	13,9
43	PK1101-2A	5	11,6
44	PK1101-2B	5	16,3
45	R701	5	8,2
46	S501	5	3,5
47	S502	5	10,8
48	T302	5	5
49	T503A	5	23,2
50	T503B	5	18,7
51	V701A	5	11,5
52	V701B	5	36,6

Tabla 7.e. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

• **Equipos estáticos no críticos, Planta Petroquim S.A.**

N°	Ítem	Inspección Externa	Inspección Propuesta API 581
		Frecuencia [Años]	Frecuencia [Años]
1	D105A	6	8,7
2	D105B	6	50,2
3	C503	6	4,2
4	D107	6	2,8
5	D110A	6	10
6	D110B	6	5,9
7	D114	6	68,8
8	D506	6	27,9
9	D508	6	34,2
10	D509	6	10,5
11	D511	6	23
12	D806A	6	27,3
13	D806B	6	27,2
14	D807A	6	21
15	D807B	6	12,2
16	D809	6	30,1
17	D903L	6	12,4
18	E101	6	11,3
19	E401	6	23,1
20	E403	6	55,1
21	E404	6	24,6
22	E405	6	31,5
23	E409	6	39,9
24	F103	6	16,1
25	F104A	6	14,5
26	F104B	6	14,6
27	F105A	6	23,7
28	F105B	6	9,8
29	F106	6	19,6
30	F107	6	16,9
31	F108	6	10,5
32	F109	6	28,8
33	F110	6	36,7

Tabla 7.f. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

33	F110	6	36,7
34	F201A	6	8,3
35	F201B	6	14,4
36	F202A	6	23,9
37	F202B	6	31,9
38	F401	6	15,5
39	F402	6	24,4
40	F501	6	119,7
41	F502	6	30,5
42	F803A	6	19,9
43	F803B	6	11
44	F805	6	6,5
45	F806A	6	10,9
46	F806B	6	39,1
47	F807	6	24,4
48	F810A	6	11,3
49	F810B	6	10,8
50	F811	6	7,7
51	F1001	6	14,2
52	R401	6	33,2
53	S401	6	16,5
54	S503	6	30,6
55	T401	6	6,9
56	Z103	6	7,2
57	Z209	6	13,6
58	Z304A	6	18,7
59	Z304B	6	19,4
60	Z308	6	9,7
61	Z701A	6	9,8
62	Z701B	6	6,2

Tabla 7.g. Comparativa del plan actual planta Petroquim S.A. versus plan propuesto Norma API-581.

4. Conclusiones:

- A partir de la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo se puede concluir que el nivel de riesgo actual de la Planta Petroquim S.A. es MEDIO ALTO, debido a las sustancias químicas inflamables y corrosivas utilizadas en el proceso de fabricación de polipropileno.
- Mediante la lista de verificación de datos de inspecciones de espesores se encontraron una serie de no conformidades que influyen de forma directa en el máximo intervalo de inspección (MII) de los equipos bajo la IBR, es necesario que después de cada inspección de espesores se realice un buen tratamiento anticorrosivo debido a que al adelgazarse el punto de medición de forma desmedida altera los resultados del análisis.
- Se concluye que el valor de los intervalos de inspección debe variar en el primer periodo, es decir, para tener un seguimiento de espesores la próxima inspección debe realizarse en dos años y a partir de ésta realizar una IBR con valores de índice de corrosión. Luego determinar nuevos intervalos de inspección ya que la aplicación de esta norma es “cíclica”.
- La importancia del registro histórico es fundamental para el manejo de la Metodología IBR implementada en el desarrollo del análisis, el inicio del registro de inspección es un aporte para trabajos futuros en el área de integridad de equipos que se lleguen a desarrollar nuevamente.
- La metodología IBR es una herramienta fundamental en la mejora del gerenciamiento del riesgo que presentan los equipos y se concluye que se implementó de una forma adecuada, se cumplió con los objetivos planteados al inicio del proyecto.

5. Recomendaciones:

- Se recomienda que el análisis realizado a los equipos estáticos de la planta Petroquim S.A. sea revisado por el experto supervisor en mantención de la planta para tener la certeza que los cálculos son correctos o dentro de la realidad del deterioro de los equipos.
- Se recomienda repetir cíclicamente el procedimiento de análisis IBR para ajustar los periodos entre años de inspección para los equipos estáticos de la planta.
- Se recomienda realizar un histórico de fallas para los equipos de la planta Petroquim S.A.
- Se recomienda para los equipos que triplican el periodo de inspección propuesto por la norma API 581 con respecto al plan actual sean revisados nuevamente, si estos son resultados son correctos, se aconseja sólo que se amplíe el periodo al doble del plan actual de la planta para evitar accidentes por falta de inspección y mantención.

6. Bibliografía:

[1] American Petroleum Institute. RP580. Risk-Based Inspection. First edition. Washington D.C.: API; 2002. 60p. API-RP580.

[2] American Petroleum Institute. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581.

[3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. API-581. P A1 a P A10.

[4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. First edition. Washington D.C.: API; 2000. 333p. Appendix B pag 147. API-581.

[5] Ph.D José Aníbal Serna Gil, Instituto Colombiano del Petróleo-Unidad de disciplinas Especializadas. Área de integridad técnica e Infraestructura. Informe final taller IBR refinería SOR 2007.

[6] THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Rules for Construction of Pressure Vessels. SECCION VIII, División 1. New York; 2004.

[7] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second edition. Washington D.C.: API; 2003. 54 p. API-570.

7. ANEXOS:

ANEXO A. Tabla para el cálculo de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla para una IBR mediante análisis cualitativo.

7.1. Determinación de la Categoría de Probabilidad de Falla

<p>Factor de Equipo (EF) El tamaño del estudio afectaría la probabilidad de falla de un componente en el estudio. El análisis de riesgo cualitativo se propone para usarlo en tres niveles diferentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Unidad: Una unidad completa de operación en un sitio es evaluada. Esto debería ser típicamente hecha para comparar y priorizar las unidades de operación basados en el riesgo de operación. 2. Sección de una unidad de operación: Una unidad de operación puede ser dividida en secciones lógicas (funcionales) para identificar la sección de alto riesgo de la unidad. 3. Un sistema o unidad de operación: Este es el nivel de mayor detalle en que el método cualitativo es propuesto para aplicarse. 	
<p>Para definir el Factor de Equipo, use la siguiente tabla:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si una planta está siendo evaluada, (Típicamente más grande que 150 de equipos), EF=15. - Si una sección mayor de una unidad de operación está siendo evaluada (20-150 equipos), EF = 5. - Si un sistema o unidad de operación está siendo evaluada (5 -20 equipos), EF= 0. <p>Seleccionar el valor apropiado para EF.</p>	
<p>Este es el Factor de Equipo</p>	1

Factor de Daño (DF) El factor de daño es una medida del riesgo asociado con los mecanismos de daño conocidos que son activados o potencialmente activados en la operación siendo evaluados. Los mecanismos con base de priorización sobre su potencial para crear eventos graves.		
Si hay conocidos, mecanismos de daño activos que pueden causar agrietamiento por corrosión en aceros al carbono y aceros de baja aleación, DF1=5.	2	
Si existe un potencial de falla por fragilidad, incluye acero al carbono debido a la operación a bajas temperaturas o condiciones fuera de lo normal, fragilización por bajas temperaturas, o materiales a los cuales no se les realizó adecuadamente el ensayo de impacto, DF2=4.	3	
Si existe un sitio en la unidad donde mecánicamente ocurra falla por fatiga inducida térmicamente y los mecanismos de fatiga podrían ser activados silenciosamente, DF3=4.	4	
Si hay ocurriendo agrietamiento por hidrogeno a altas temperaturas, DF4 = 3.	5	
Si se presenta corrosión-agrietamiento en aceros inoxidable debido a las condiciones de operación, DF5=3.	6	
Si está ocurriendo corrosión localizada, DF6 = 3.	7	
Si está ocurriendo corrosión general, DF7 = 2.	8	
Si se conoce daño por creep (termofluencia), ocurre en procesos a altas temperaturas, incluyendo hornos y calentadores, DF8 = 1.	9	
Si se conoce que está ocurriendo una degradación de los materiales; con mecanismos de formación de fase sigma, carburización, esferoidización, etc. DF9 = 1.	10	
Si tiene otros mecanismos de daño que no se identificaron, DF 10 = 1.	11	
Si el mecanismo potencial de daño que tiene una unidad en operación no fue evaluado y no es revisado periódicamente por ingeniero de materiales calificados, DF11 = 10.	12	
El valor del Factor de Daño es la suma de las líneas 2 a 12, para un máximo de 20.	13	

<p>Factor de Inspección (IF) El Factor de Inspección es la medida de la efectividad del programa de inspección para identificar en la unidad los mecanismos de daño activos o identificarlos.</p>		
<p>Paso 1. Inspección de vasijas: Indica la efectividad de un programa de inspección de vasijas para encontrar los mecanismos de daño identificados anteriormente. -Si el programa de inspección es extensivo y una variedad de métodos están siendo usados, IF1 = -5. -Si hay un programa de inspección formal en el lugar y unas inspecciones están siendo hechas, pero primariamente inspección visual y lectura de espesores con UT, IF1 = -2. -Si hay un programa de inspección no formal en el sitio, IF1 = 0. Seleccione el valor adecuado de IF2.</p>	14	
<p>Paso 1. Inspección de tubería: Indicador de la efectividad de un programa de inspección de tubería para encontrar los mecanismos de daño identificados anteriormente. -Si el programa de inspección es extensivo y una variedad de métodos están siendo usados, IF2 = -5. -Si hay un programa de inspección formal en el lugar y unas inspecciones están siendo hechas, pero primariamente inspección visual y lectura de espesores con UT, IF2 = -2. -Si hay un programa de inspección no formal en el sitio, IF2 = 0. Seleccione el valor adecuado de IF2.</p>	15	
<p>Paso 3. Programa de inspección: Como está diseñado el programa de inspección, y son evaluados los resultados de la inspección el programa de inspección usa las modificaciones? -Si los mecanismos de deterioro pueden ser identificados para cada ítem del equipo y el programa de inspección es modificado por un ingeniero de materiales o un inspector competente basado en los resultados del programa usado, IF3 = -5. -Si el programa de inspección diseñado excluye la identificación de uno u otro mecanismo de falla o no incluye una evaluación crítica de los resultados de la inspección, es decir, era uno o el otro, pero no ambos. IF3 = -2. -Si el programa de inspección encuentra ninguno de los criterios de los párrafos previos. IF3 = 0. Seleccione el valor apropiado de IF3 de la tabla anterior.</p>	16	
<p>El Factor de Inspección es el resultado de la suma de las líneas 12 a 16, pero el valor absoluto de este no puede exceder el factor de daño determinado en la línea 13.</p>	17	

Factor de Proceso (PF)														
Es la medida del potencial de operaciones o condiciones variables resultando en la iniciación de eventos que podrían ocasionar pérdidas de contención														
<p>Paso 1. El número de interrupciones promedio del proceso previstas o imprevistas al año. (Esto está destinado a las operaciones normales de proceso continuo). PFI se ha tomado de la siguiente tabla.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Número de interrupciones</th> <th>PFI</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>Mayor que 12</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Determinar adecuadamente el valor del PFI de acuerdo con la tabla anterior</p>			Número de interrupciones	PFI	0 a 1	0	2 a 4	1	5 a 8	3	9 a 12	4	Mayor que 12	5
Número de interrupciones	PFI													
0 a 1	0													
2 a 4	1													
5 a 8	3													
9 a 12	4													
Mayor que 12	5													
	22													
<p>Paso 2. Evaluar el potencial excediendo las variables claves en el proceso de operación que se está evaluando: (PF2).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si el proceso es extremadamente estable, y se reconoce que la combinación de condiciones no generan la posibilidad para que exista una reacción que cause fuga u otra condición insegura, PF2 es 0. - Sólo en circunstancia muy inusuales podría alterar las condiciones que puedan aumentar en una situación insegura, PF2 es 1. - Si cambian las condiciones se conoce la existencia de resultados que pueden acelerar el daño de equipo u otras condiciones inseguras, PF2 es 3. - Si la posibilidad de pérdida de control es inherente en el proceso, PF2 es 5. <p>Seleccione el valor adecuado para PF2 de la tabla anterior.</p>														
	23													
<p>Paso 3. Evaluar el potencial de protección de los aparatos, tal como aparatos de relevo y elementos críticos funcionales, son entregados inactivos como resultado de taponamiento o suciedad debida al fluido del proceso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Servicio limpio, sin taponamiento potencial, PF3=0. - Ligeramente sucio con taponamiento potencial, PF3=1 - Significativamente sucio con taponamiento potencial, PF3=3 - Los aparatos de protección se han encontrado afectados en el servicio, PF3=5 <p>Seleccione el valor adecuado para PF3.</p>														
	24													
El factor de proceso general es la suma de las líneas 22 a 24														
	25													

<p>Factor de condición (CCF) El factor de condición intenta indicar la efectividad del mantenimiento de una planta y los esfuerzos de la administración del sitio</p>		
<p>Paso 1. En una planta en operación, como medida del gerenciamiento de la planta es juzgado (programas de manteniendo incluyen pintura y aislamientos). -Significativamente mejor que la industria estándar, CCF1 = 0. -Similar al de la industria estándar, CCF1 = 2. -Significativamente por debajo de la industria estándar CCF1 = 5. Seleccione el valor apropiado de CCF1.</p>	18	
<p>Paso 2. La calidad del diseño y construcción de la planta es: -Significativamente mejor que la industria estándar, donde los propietarios usan los más rigurosos estándar, CCF2 = 0. - Similar a la industria estándar, donde típicamente contratos estándar son usados, CCF2 = 2. -significativamente por debajo de la industria estándar, CCF2 = 5. Seleccione el valor apropiado para CCF2.</p>	19	
<p>Paso 3. En una revisión de la efectividad del programa de mantenimiento de la planta incluyendo fabricación, programas PM y QA/QC, ellos son evaluados -Significativamente mejor que la industria estándar, CCF3 = 0 -Similar al de la industria estándar, CCF3 = 2 -Significativamente por debajo de la industria estándar CCF3 = 5 Seleccione el valor apropiado de CCF3</p>	20	
El Factor de Condición es la suma del ítem 18 al 20	21	

<p>Factor de Diseño Mecánico (MDF) El factor de diseño mecánico mide determinados aspectos del diseño del equipo en operación.</p>			
<p>Paso 1. - Si puede identificarse que el equipo no fue diseñado con las técnicas de los actuales códigos o normas, MDF1 = 5. Ejemplo: No realizar el ensayo de impacto en aceros al carbono al servicio a bajas temperatura, materiales en servicio de hidrogeno operando sobre las ultimas curvas de Nelson, materiales sin alivio de esfuerzos en un servicio particular (tal como Cáustico), o platos gruesos que requieren relevo de esfuerzos por códigos corrientes o practicas buenas. - Si se considera que todo el equipo está diseñado y mantiene los códigos en efecto en el tiempo en que fue construido, MDF1 = 2. - Si se considera que todo el equipo está diseñado y mantiene los códigos comunes, MDF1 = 0. Ingresar el valor apropiado de las anteriores afirmaciones. Este es MDF1</p>	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1192 726 1263 779">26</td> <td data-bbox="1263 726 1344 779"></td> </tr> </table>	26	
26			
<p>Paso 2. - Si el proceso que se está evaluando es inusual o único o cualquiera de las condiciones del proceso de diseño son extremas, MDF2=5 Condiciones de diseño extremas a considerar: a) Presión superior a 10.000psi. b) Temperatura superior a 1500°F. c) Condiciones corrosivas que requieren materiales altamente aleados (mas nuevos que el acero inoxidable 316) - Si el proceso es común, con condiciones de diseño normales, MDF2 = 0. Seleccione el valor apropiado de la tabla superior</p>	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1192 1108 1263 1161">27</td> <td data-bbox="1263 1108 1344 1161"></td> </tr> </table>	27	
27			
<p>Paso 3. Sumar las líneas 26 y 27. este es el factor de diseño mecánico</p>	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1192 1161 1263 1201">28</td> <td data-bbox="1263 1161 1344 1201"></td> </tr> </table>	28	
28			

Categoría de Probabilidad		
Paso 1. Determine el Factor de Probabilidad. El Factor de Probabilidad es la suma de los factores determinados previamente. Sumar las líneas 1, 13, 17, 21, 25 y 28. Este es el Factor de Probabilidad		
	29	
Paso 2. La Categoría de Probabilidad es determinada de el factor de probabilidad (sobre la línea 29) usando la siguiente tabla: Factor de Probabilidad Categoría de Probabilidad	0 - 15	1
	16 - 25	2
	26 - 35	3
	36 - 50	4
	51 - 75	5
	Ingresar el valor de la categoría de la probabilidad.	30

7.2. Determinación de la Categoría Consecuencia del Daño

Factor Químico (CF) El Factor Químico es una medida de la tendencia química inherente a inflamarse. La respuesta a esta sección se basa en si el derrame del material es predominante o representativo. Un análisis separado se realiza si la unidad presenta un número de diferentes procesos derrame.		
Paso 1. Determinar el Factor de inflamabilidad usando el NFPA Flammable Hazard Rating (el diamante RED en el NFPA Hazard Identification System es la señal). Ingresar el NFPA Flammable Hazard Rating.		
	31	
Paso 2. Determinar un Factor de Reactividad usando el NFPA Reactivity Hazard Rating System (El diamante YELLOW en el NFPA Hazard Identification System es la señal). Ingresar el NFPA Reactivity Hazard Rating.		
	32	
Paso 3. Determinar el "Factor Químico." Factor de Reactividad (Línea 32)		
		1 2 3 4
		1 7 9 12 15
	Factor de inflamabilidad	2 10 12 15 20
	(Línea 31)	3 12 15 18 25
		4 13 15 20 25
Seleccione el Factor Químico del cuadro superior.	33	

<p>Factor de Cantidad (QF) El Factor de Cantidad representa la suma de material que contiene una unidad en un solo escenario.</p>																										
<p>El Factor de Cantidad se asume directamente del cuadro inferior. Para la cantidad de material liberado, usar la cantidad mayor de combustible de la lista que puede ser perdido en un evento de escape particular.</p>																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th><u>Material Liberado</u></th> <th><u>Factor de Cantidad</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><1.000 libras</td><td>15</td></tr> <tr><td>1K - 2K libras</td><td>20</td></tr> <tr><td>2K - 10K libras</td><td>25</td></tr> <tr><td>10K - 30K libras</td><td>28</td></tr> <tr><td>30K - 80K libras</td><td>31</td></tr> <tr><td>80K -200K libras</td><td>34</td></tr> <tr><td>200K - 700K libras</td><td>37</td></tr> <tr><td>700K - 1 milló</td><td>39</td></tr> <tr><td>1 - 2 millón</td><td>41</td></tr> <tr><td>2 - 10 millón</td><td>45</td></tr> <tr><td>> millón</td><td>50</td></tr> </tbody> </table>			<u>Material Liberado</u>	<u>Factor de Cantidad</u>	<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 milló	39	1 - 2 millón	41	2 - 10 millón	45	> millón	50
<u>Material Liberado</u>	<u>Factor de Cantidad</u>																									
<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 milló	39																									
1 - 2 millón	41																									
2 - 10 millón	45																									
> millón	50																									
<p>Ingresar el valor apropiado de la tabla anterior. Este es el Factor de Cantidad.</p>		34																								
<p>Factor de Estado El Factor de Estado depende de el punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia normal del fluido para evaporarse y dispersarse cuando es liberado en el ambiente</p>																										
<p>Seleccionar el Factor de Estado basado en la temperatura de ebullición normal (Presión Atmosférica)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><u>T_b(°F)</u></th> <th><u>Factor de Estado</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Por debajo de -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>Por encima de 400</td><td>-3</td></tr> </tbody> </table>			<u>T_b(°F)</u>	<u>Factor de Estado</u>	Por debajo de -100	8	-100 a 100	6	100 a 250	5	250 a 400	1	Por encima de 400	-3												
<u>T_b(°F)</u>	<u>Factor de Estado</u>																									
Por debajo de -100	8																									
-100 a 100	6																									
100 a 250	5																									
250 a 400	1																									
Por encima de 400	-3																									
<p>Seleccionar el valor adecuado de la tabla anterior. Este es el Factor de Estado.</p>		35																								

<p>Factor de Autoignición (AF) El Factor de Autoignición es una sanción aplicada a fluidos que están siendo procesados a una temperatura por encima de la temperatura de autoignición</p>										
<p>Si un fluido es procesado por debajo de este AIT, registrar 10 -Si el fluido es procesado sobre este AIT, usar la siguiente tabla para determinar AF, basado en el punto de ebullición del fluido (en grados Fahrenheit)</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>T_b (°F)</th> <th>Factor AF</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>Por encima de 300</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el valor apropiado de la tabla anterior. Este es el factor de autoignición.</p>			T _b (°F)	Factor AF	Por debajo de 0	3	0 a 300	7	Por encima de 300	13
T _b (°F)	Factor AF									
Por debajo de 0	3									
0 a 300	7									
Por encima de 300	13									
36										
<p>Factor de Presión (PRF) El Factor de Presión representa la tendencia de los fluidos a ser rápidamente liberados, resultando en un gran cambio de efecto tipo - instantáneo.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si el fluido que está dentro del equipo es un líquido, ingresar 10. - Si el fluido que está dentro del equipo es un gas, y a una presión mayor que 150psig, ingresar 10. - Si ninguna de las condiciones anteriores es verdad, ingresar -15. 										
<p>Seleccionar le valor apropiado de la tabla anterior. Este es el factor de presión.</p>										
37										

Factor de Crédito (CF) El Factor de Crédito es el producto de varios subfactores de sistemas de ingeniería que pueden disminuir el daño que ocasione un evento en el sitio.		
Si hay detección de gas en el lugar, cuando se presenta un escape incipiente de 50% o más. Ingresar -1, de otro modo, ingresa 0.	38	
Si el equipo en proceso está operando normalmente bajo una atmósfera inerte. Ingresar -1, de otro modo, ingresar 0	39	
Si el sistema para combatir el fuego es "seguro" en el evento de un incidente mayor (es decir, Un sistema de agua contra incendios, en caso de un evento de explosión permanece intacto), ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	40	
Si la capacidad de aislamiento del equipo en esta área puede ser remotamente controlada, AND: - El aislamiento y la instrumentación adecuada es protegida de incendios y explosiones, entonces ingresar -1. - O, si el aislamiento y la instrumentación asociada es protegida de incendios solamente, ingresar -1. - o, si no hay protección para la capacidad de aislamiento de incendio y explosiones, ingresar -1. De otro modo, ingresar 0.	41	
Si hay explosión alrededor de las paredes de los equipos más críticos (generalmente altas presiones), ingresar -1, de otro modo, ingresa 0.	42	
Si hay un basurero, drenaje o un sistema de escape el cual reinventaría el 75% o más del material en 5 minutos o menos, con el 90% de confiabilidad, ingrese -1, en vez de 0.	43	
Si hay una prueba de fuego en el sitio tanto en estructuras y cables, ingresar -1, si hay una prueba de fuego incluso en otras estructuras o cables, ingresar 0.95, de otro modo ingresar 0.	44	
Si hay un suministro de agua para incendios el cual estaría al menos 4 horas, ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	45	
Si hay un sistema fijo de espumas en el sitio, ingresar -1, en vez de, ingresar 0.	46	
Si existe monitoreo de el agua contra incendios el cual puede alcanzar todas las áreas de la unidad afectada, ingresar -1, de otro modo, ingresar 0.	47	
Sumar las líneas del 38 al 47. Este es el Factor de Crédito.	48	

Categoría Consecuencias de Daño		
Paso 1. Determinar el Factor de Consecuencia de Daño. Sumar las líneas 33, 34, 35, 36, 37 hasta 48, este es el Factor de Consecuencia de Daño.	49	
Paso 2, El Factor de Consecuencia de Daño (línea 49) es convertido a la Categoría de Consecuencia de Daño basado en la tabla siguiente		
Factor de Consecuencia	Categoría de Consecuencia	
0 - 19	A	
20 - 34	B	
35 - 49	C	
50 - 79	D	
> 70	E	
Ingresar la Categoría de Consecuencia de daño.	50	

7.3. Determinación de la Categoría Consecuencia en Salud, Si el fluido del proceso solamente presenta consecuencias inflamables

<p>Factor Toxico Cuantitativo (TQF) El Factor Toxico Cuantitativo es una medida de la cantidad de químico y su toxicidad.</p>												
<p>Paso 1. El Factor Toxico Cuantitativo es tomado directamente del cuadro de abajo. De la suma de liberación de químico, utilizando grandes sumas de inventario toxico que puede ser perdido en un evento de escape particular.</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>Material Liberado</th> <th>Factor de Cantidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1,000 libras</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>1K - 10K libras</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>10K - 100K libras</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>>1 millón de libra</td> <td>35</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el factor del cuadro anterior, este es TQF1.</p>		Material Liberado	Factor de Cantidad	<1,000 libras	15	1K - 10K libras	20	10K - 100K libras	27	>1 millón de libra	35	51
Material Liberado	Factor de Cantidad											
<1,000 libras	15											
1K - 10K libras	20											
10K - 100K libras	27											
>1 millón de libra	35											
<p>Paso 2. Estimar el Factor de Toxicidad (TQF2) del cuadro de abajo, basado en el diamante azul en la NFPA Hazard Identification System.</p> <table border="0"> <thead> <tr> <th>NFPA Nh</th> <th>Factor de Toxicidad</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>-20</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ingresar el Factor de Toxicidad</p>		NFPA Nh	Factor de Toxicidad	1	-20	2	-10	3	0	4	20	52
NFPA Nh	Factor de Toxicidad											
1	-20											
2	-10											
3	0											
4	20											
<p>Paso 3. Sumar las líneas 51 y 52. Este es el Factor Cuantitativo de toxicidad.</p>		53										

Factor de Dispersión (DIF) El Factor de Dispersión es la medida de la habilidad que tiene el material para dispersarse, en condiciones típicas de proceso					
Paso 1. Determinar el Factor de Dispersión de la Tabla de abajo					
(F)	Factor	Punto de Ebullición (°F)	Dispersión		
.		< 30	1		
.		30 - 80	0,5		
.		80 - 140	0,3		
.		140 -200	0,1		
.		200 - 300	0,05		
.		>300	0,03		
Ingresar el Factor de Dispersión				54	

Factor de Crédito (CRF) El Factor de Crédito considera muestras de seguridad para que se reduzcan las consecuencias de una liberación toxica por detección, aislamiento y mitigación.					
Paso 1. -Si hay detectores en el sitio del proceso del fluido de interés que detecten el 50% o más de escape incipiente, ingresar -1. - De otro modo, ingresar 0				55	
Paso 2. - Si recipientes mas grandes que contienen este material pueden ser automáticamente aislados, y el aislamiento es iniciado por una alta lectura del detector de material toxico, ingresar -1. - O, si el aislamiento es remoto con una iniciación manual, ingresar -5. - O, si el aislamiento solamente es manualmente operado, ingresar -25. - De otro modo ingresar 0.				56	
Paso 3. - Si hay un sistema en el sitio (cortinas de agua, etc.) que prueben ser efectivos en mitigación en mínimo el 90% de el fluido, ingresar -5. - De otro modo ingresar 1,0.				57	
Paso 4. Sumar las líneas 55 a 57. Este es el Factor de Crédito				58	

Factor de Población (PPF) El Factor de Población es la medida del número potencial de personas que pueden ser afectadas por un evento toxico.		
Estimar el Factor de Población por el cuadro de abajo. Este es basado en el número de personas, en promedio, dentro de un cuarto de milla del punto de escape. Considerar la población dentro del sitio y fuera del sitio. Dentro de los límites de la planta, contar la población durante el día.		
Número de Personas dentro de un Radio de un Cuarto de Milla	Factor Población	
< 10	0	
10 - 100	7	
100 - 1000	15	
1000 - 10000	20	
Ingresar el Factor de Población.		59

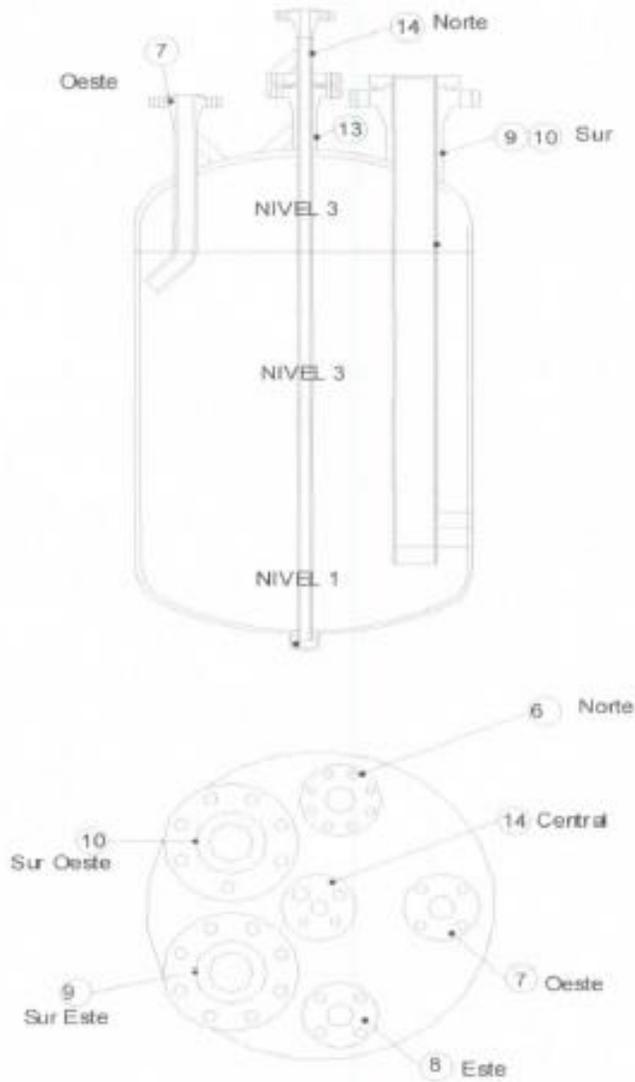
Categoría de Consecuencias en Salud		
Paso1. Sumas las líneas 53, 54 y 59. Este es el Factor de Consecuencias en salud		60
Paso 2. El Factor de Consecuencias en Salud (línea 60) es la equivalencia en la Categoría de Consecuencias en Salud, como el siguiente:		
Factor de Consecuencias en Salud	Categoría de Consecuencias en Salud	
<10	A	
10 - 19	B	
20 - 29	C	
30 - 39	D	
> 40	E	
Ingresar la Categoría de Consecuencias en Salud		61

Categoría de Consecuencias.	
Escoger la letra más alta de las líneas 50 o 61 (A es baja, E es alta). Este es el valor de la Categoría de Consecuencias.	

7.4. ANEXO B. Resumen informe de Inspección, equipo D101

		Título RESUMEN INFORME DE INSPECCIÓN		Doc. No. Rev. 0 Hoja 1 de 6	
				Fecha: 21-09-2012	
	Área 100	Descripción ESTANQUE DOSIFICADOR DE TEAL			
<p>1. ALCANCE</p> <p>Se realizó inspección visual, líquidos penetrantes y medición de espesores por el exterior del equipo, de acuerdo a plan de inspección entregado por Petroquim S.A.</p> <p>Para la ejecución de los ensayos se utilizó:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Procedimiento PG-VT-001. > Procedimiento PG-PT-002. > Procedimiento PG-UT-004. <p>2. RESULTADOS</p> <p>2.1 Inspección Visual</p> <p>Todos los pernos de los flanges presentan corrosión moderada y la estructura de soportación tiene desprendimiento de pintura.</p> <p>2.2 Líquidos Penetrantes</p> <p>No se detectaron defectos.</p> <p>2.3 Medición de Espesor</p> <p>No se registraron disminuciones de espesor significativas con respecto al año 2009.</p> <p>3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</p> <p>De los resultados obtenidos se puede concluir que no hay desgaste relevante y la condición estructural del equipo es aceptable. Sin embargo, como medida preventiva se recomienda limpiar y aplicar tratamiento anticorrosivo en pernos y estructura de soportación.</p> <p>Talcahuano, 28 de septiembre de 2012.</p>					

		Título PLANTILLA MEDICIÓN DE ESPESOR ESTANQUE DOSIFICADOR DE TEAL		Doc. No. PQ-D101 Rev. 2 Hoja 2 de 6 Fecha:
Área 100	Descripción MANTO Y CABEZALES			Plan de Inspección a. No.
Docto. Téc. Aplicable ASME V Ed. 1998	Procedimiento General		Inst. de trabajo	



ESQUEMA PARA MEDICIÓN EXTERIOR

Se adjunta :

		Título		Doc. Nro. PQ-D101																			
		INFORME INSPECCIÓN VISUAL		Rev. 0 Hoja 3 de 6																			
				Fecha. 21-09-2012																			
Área 100		Descripción ESTANQUE DOSIFICADOR DE TEAL		Plan de Inspección No. PQ-RE-001																			
Docu. Téc. Aplicado ASME V Ed.1998		Procedimiento General PG-VT-001		Inst. de trabajo ICI - P5 - 09/7																			
Parte Inspeccionada				Discontinuidades								Resultado			Requiere Inspección Complementaria								
N°	Descripción	Lado	Cobertura	Corrosión	Pitting	Erosión	Abolladura	Rotura	Deformación	Grieta	Poros	Socavación	Falta de Fusión	Condon Bajo	Otros	SO	MO	RE	PT	UT	MA	Otras	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12								
1	Planchas Manto		100%													X							
2	Cabezales		100%													X							
3	Boquillas		100%	X													X						
4	Sold. Boquilla Manto		100%													X							
5	Solda. Soportación		100%													X							
6	Sold. Circunferencial y Long.		100%													X							
7	Instrumentación		100%													X							
8	Placa Identificación		100%													X							
9	Fundación		100%													X							
10	Toma Tierra		100%													X							
11	Soportación		100%	X													X						
				Criterio de Evaluación = 1 - 2 ó 3								2											
Observaciones : <u>Todos los pernos de los flanges presentan corrosión moderada y la estructura de soportación tiene desprendimiento de pintura.</u>																							
Se adjunta :																							
Requiere: Líquidos Penetrantes = PT Ultrasonidos (Medición de Espesores) = UT Análisis Metalúrgico = MA Resultado: Sin observación = SO Mantener en observación = MO Reparar = RE																							

		Título INFORME MEDICIÓN DE ESPESOR ESTANQUE DOSIFICADOR DE TEAL				Doc. No. PQ-D101-RE*-001	
						Rev. 0 Hoja 5 de 6	
						Fecha. 24-09-2009	
Área 100		Descripción MANTO Y CABEZALES				Plan de Inspección No PQ-D101-RE*-001	
Doc. Téc. Aplicable ASME V Ed. 1998		Procedimiento General PG-UT-004		Inst. de trabajo ICI-P5-05/05			
Punto de medición o Nivel	Esp. Nom.	Esp. Min.	Mediciones (mm)				Observaciones
			0°	90°	180°	270°	
1	5 a 6	5,5	5,5	5,6	5,5	5,5	Sentido De Medición Norte: 0° Este: 90° Sur: 180° Oeste: 270°
2	5,0	5,3	5,2	5,3	5,3	5,3	
3	7 a 8	7,6	7,6	7,6	7,8	7,8	
N°	Mediciones de Boquillas						
6	4,55	4,3	5,0	4,7	4,3	4,5	
7	5,08	4,6	4,9	4,8	4,6	4,8	
8	5,54	5,4	5,5	5,4	5,5	5,4	
9	8,56	8,4	8,7	8,5	8,4	8,4	
10	8,56	8,4	8,5	8,4	8,5	8,5	
14	4,55	4,5	4,8	4,5	4,7	4,7	
Se adjunta :							

		Título	Doc. No:	PQ-D101
		DOCUMENTACION FOTOGRAFICA	Rev:	0 Hoja 6 de 6
			Fecha:	21-09-2012
Area	100		Descripción	ESTANQUE DOSIFICADOR DE TEAL
				PQ-D101-RE*-001

FOTO N 1	FOTO N 2
	
Vista General	Corrosión en pernos zona superior
FOTO N 3	FOTO N 4
	
Corrosión en pernos	Corrosión en pernos de estructura de soportación

Fuente: Plan de inspección equipos estáticos, Área de mantención, Petroquim S.A.