

**DISEÑO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES (PTAR) DE BAVARIA S.A. DE BUCARAMANGA SANTANDER
MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (RBI).**

**JULIÁN ANDRÉS PABÓN FIGUEROA
ANDY FABIÁN QUINTERO CASTILLO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2019

**DISEÑO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA LOS TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES (PTAR) DE BAVARIA S.A. DE BUCARAMANGA SANTANDER
MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (RBI).**

**JULIÁN ANDRÉS PABÓN FIGUEROA
ANDY FABIÁN QUINTERO CASTILLO**

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

**Director:
ABEL ANTONIO PARADA GONZÁLES
Magíster en Ingeniería Mecánica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2019

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	18
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.3 JUSTIFICACIÓN	20
1.4 OBJETIVO GENERAL	21
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. EVALUACIÓN BASADA EN RIESGO API RP 580 “RBI”	23
2.1 OBJETIVO DE UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN	23
2.2 RBI UNA HERRAMIENTA PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO	24
2.3 PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA DE FALLA (RIESGO)	26
2.4 TIPOS DE EVALUACIÓN RBI	27
2.5 RESULTADOS DE LA RBI	28
2.6 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	29
2.7 PLANES Y PROGRAMAS DE INSPECCIÓN	31
2.8 PROBABILIDAD DE FALLA.....	31
2.8.1 Frecuencia de falla genérica.	32
2.8.2 Factor de daño.....	33
2.8.3 Factor de sistema de gerencia.	34
2.8.4 Categoría de la efectividad del programa de inspección.	36
2.9 CONSECUENCIA	37
2.9.1 Categorías de consecuencia.....	38
2.10 ANÁLISIS DE RIESGO	41
2.11 MATRIZ DE RIESGO.....	42

2.12 PLANES DE INSPECCIÓN.....	43
3. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO	46
3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA PTAR	47
3.1.1 Unidades de tratamiento primario	48
3.1.2 Unidades de tratamiento secundario	49
3.1.3 Caracterización de las entradas.....	49
3.1.4 Caracterización de las salidas.	50
4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA EN LOS TANQUES DE PTAR.....	52
4.1 DEFINIR LÍMITES.....	52
4.2 GRUPO DE TRABAJO	54
4.3 HISTÓRICOS DE EQUIPOS	55
4.4 LAZOS DE CORROSIÓN	55
4.4.1 LC-01 Nivelación de condiciones e hidrolisis	55
4.4.2 Descripción del lazo.	55
4.4.3 LC-02 Proceso de acidificación	56
4.5 DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA.	57
4.5.1 Cálculo del factor frecuencia de falla.	57
4.5.2 Cálculo del factor frecuencia de falla.	58
4.5.3 Cálculo del factor de daño.	59
4.5.4 Cálculo del factor sistema de gerencia.	70
4.5.5 Probabilidad de falla total.....	70
5. CÁLCULO DE LA CONSECUENCIA DE FALLA	72
5.1 DETERMINAR LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	72
5.2 DETERMINAR ORIFICIO DE FUGA	74
5.3 DETERMINAR LA RATA DE LIBERACIÓN O FUGA	75
5.3.1 Rata de liberación cuerpo del tanque.	75
5.3.2 Rata de liberación para el fondo del tanque.....	76
5.4 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LIBERACIÓN O FUGA.....	78
5.4.1 Volumen de liberación o fuga para el cuerpo del tanque.	78
5.4.2 Volumen de liberación o fuga para el fondo del tanque.	79

5.5 DETERMINAR LA RATA DEL VOLUMEN LIBERADO.....	80
5.5.1 Determinar la rata del volumen del cuerpo del tanque.....	80
5.5.2 Determinar la rata del volumen del fondo del tanque.....	82
5.6 DETERMINAR LA CONSECUENCIA FINANCIERA	83
5.6.1 Consecuencia financiera para el cuerpo del tanque.	83
5.6.2 Consecuencia financiera para el fondo del tanque.	88
6. DETERMINACIÓN DEL RIESGO	93
6.1 RESULTADO DE PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA	94
6.2 RESULTADO DE LA MATRIZ DE RIESGO.....	94
6.3 DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCIÓN PARA TANQUES.....	95
7. CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA.....	100
ANEXOS	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Vista superior de los tanques de almacenamiento de la planta PTAR ...	19
Figura 2. Estructura de un Tanque de almacenamiento	26
Figura 3. Enfoque Continuum de RBI	28
Figura 4. Metodología RBI para tanques de almacenamiento	30
Figura 5. Procedimiento general para consecuencia de falla	39
Figura 6. Escenarios de derrame en caso de una fuga o liberación para un tanque de almacenamiento.....	40
Figura 7. Matriz de Riesgo API RP 581	42
Figura 8. Información o base de datos.....	44
Figura 9. Metodología de trabajo.	46
Figura 10. Proceso primario de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR.	48
Figura 11. Proceso secundario de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR.	49
Figura 12. Tanque de Igualación TI 01 PTAR.....	52
Figura 13. Tanque de acondicionamiento TA 01	53
Figura 14. Tanque de Acondicionamiento TA 02	53
Figura 15. Vista aérea tanques planta PTAR.....	54
Figura 16. Metodología para determinar la rata de corrosión final del fondo del tanque.....	66
Figura 17. Escenario según API 581 de fugas del cuerpo del tanque	83
Figura 18. Escenario según API 581 de fugas del cuerpo del tanque	88

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Frecuencia de Falla Genérica.	33
Tabla 2. Evaluación del Sistema de Gerencia	35
Tabla 3. Categorías de Inspección Efectiva.....	36
Tabla 4. Rango de valores asociados con la probabilidad y consecuencia de área	43
Tabla 5. Rango de valores asociados con la probabilidad y consecuencia financiera	43
Tabla 6. Caracterización de vertimientos (Entrada PTAR).	50
Tabla 7. Características de vertimiento de la PTAR.	51
Tabla 8. Datos de los Tanques Evaluados	58
Tabla 9. Identificación de mecanismos de daño.	59
Tabla 10. Ratas de corrosión para el fondo del tanque lado suelo	61
Tabla 11. 2B.14.4 – Soil Side Soil Resistivity Adjunstment Factor.....	62
Tabla 12. 2B.14.5 – Soil Side Tank Pad Adjunstment Factor	62
Tabla 13. 2B.14.6 – Soil Side Tank Crainage Adjunstment Factor	62
Tabla 14. 2B.14.7 – Soil Side Cathodic Protection Adjunstment Factor	63
Tabla 15. 2B.14.8 – Soil Side Tank Bottom Type Adjunstment	63
Tabla 16. 2B.14.9 – Soil Side Temperature Adjunstment	63
Tabla 17. Ratas de corrosión para el fondo del tanque lado producto.....	64
Tabla 18. 2B.14.11 – Product Side Product Condition Adjunstment	65
Tabla 19. 2B.14.12 – Product Side Temperature Adjunstment.....	65
Tabla 20. 2B.14.13 – Product Side Steam Coil Adjunstment.....	65
Tabla 21. 2B.14.14 – Product Side Water Draw off Adjunstment.....	66
Tabla 22. Ratas de corrosión para el fondo del tanque	67

Tabla 23. Factor <i>Art</i> para probabilidad de falla.....	67
Tabla 24. Factores de adelgazamiento para el cuerpo del tanque	68
Tabla 25. Factores de adelgazamiento para el fondo del tanque	68
Tabla 26. Factor de daño total	69
Tabla 27. Probabilidad de falla total.....	70
Tabla 28. Soil Types and Properties for Atmospheric Storage Tank Consequence Analysis	73
Tabla 29. Velocidad del producto derramado	73
Tabla 30. Diámetros del agujero de fuga o liberación para el cuerpo del tanque ..	74
Tabla 31. Diámetros del agujero de fuga o liberación para el fondo del tanque	74
Tabla 32. Descarga de la fuga o liberación cuerpo del tanque	76
Tabla 33. Descarga de la fuga o liberación fondo del tanque	77
Tabla 34. Volumen para el cuerpo del tanque	79
Tabla 35. Volumen para el fondo del tanque	80
Tabla 36. Rata del volumen liberado del cuerpo del tanque	81
Tabla 37. Rata del volumen liberado del fondo del tanque	82
Tabla 38. Costo de impacto ambiental por escenarios de liberación según API 581 para el cuerpo del tanque	84
Tabla 39. Costo de impacto seleccionado para los tanques evaluados.....	84
Tabla 40. Consecuencia financiera cuerpo del tanque	85
Tabla 41. Consecuencia financiera por ruptura cuerpo del tanque.....	86
Tabla 42. Consecuencia financiera total cuerpo del tanque	88
Tabla 43. Costo de impacto ambiental por escenarios de liberación según API 581 para el fondo del tanque	89
Tabla 44. Costo de impacto seleccionada para los tanques evaluados.....	89
Tabla 45. Consecuencia financiera para el fondo del tanque	90
Tabla 46. Consecuencia financiera por ruptura fondo del tanque.....	91
Tabla 47. Consecuencia financiera por ruptura cuerpo del tanque.....	92
Tabla 48. Valores asociados con la probabilidad y consecuencia financiera según las categorías API 581.....	93

Tabla 49. Resultados de consecuencia y probabilidad de falla 94

LISTA DE APÉNDICES

	Pág.
ANEXO A. Tabla de costos por componente	101
ANEXO B. Tabla de costos por materiales	102
ANEXO C. Tabla de Frecuencia de Inspecciones por API 653	103
ANEXO D. Cálculo de espesor mínimo de funcionamiento	104

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR) DE BAVARIA S.A. DE BUCARAMANGA SANTANDER MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (RBI).*

AUTORES: JULIÁN ANDRÉS PABÓN FIGUEROA**
ANDY FABIÁN QUINTERO CASTILLO

PALABRAS CLAVES: RBI, Inspección, Probabilidad, Consecuencia, Tanque de Almacenamiento.

DESCRIPCIÓN

El proyecto tiene como objetivo verificar la condición y la integridad de los tanques de almacenamiento (tanque de igualación y tanques de acondicionamiento) de la planta de tratamiento de aguas residuales de BAVARIA S.A., mediante la recolección de información de fabricación, inspección y mantenimiento de los tanques. Para así entregar un plan de inspección basado en los lineamientos de la metodología de inspección basada en riesgo de la norma API 580 y realizando los diferentes cálculos para la determinación del riesgo establecidos en la norma API 581.

La metodología utilizada para la elaboración del RBI incluye, identificar los mecanismos de deterioro en relación al servicio de los tanques de almacenamiento, nivel de criticidad que está directamente relacionado con la probabilidad y la consecuencia de falla, determinación de vida útil remanente, intervalo de inspección y determinación del plan de inspección de acuerdo con los mecanismos de falla evaluados para presentar recomendaciones donde se busca priorizar los tanques mediante actividades de inspección y mantenimiento que ayuden a mitigar el riesgo de dichos equipos dentro de la planta.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director Abel Antonio Parada Gonzáles Msc. Ingeniería Mecánica

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF AN INSPECTION PLAN FOR STORAGE TANKS WASTEWATER TREATMENT PLANT (PTAR) OF BAVARIA S.A. DE BUCARAMANGA SANTANDER FOR RISK-BASED INSPECTION METHODOLOGY (RBI).*

AUTHORS: JULIAN ANDRES PABON FIGUEROA **
ANDY FABIAN QUINTERO CASTILLO

KEYWORDS: RBI, Inspection, Probability, Consequence, storage Tank.

DESCRIPTION

The project aims to verify the condition and integrity of the storage tanks (equalization tank and conditioning tanks) of the wastewater treatment plant of BAVARIA SA., through the collection of manufacturing, inspection and maintenance information of the tanks. In order to deliver an inspection plan based on the guidelines of the risk-based inspection methodology of the API 580 standard and performing the different calculations for determining the risk established in the API 581 standard.

The methodology used for the preparation of the RBI includes identifying the mechanisms of deterioration in relation to the service of storage tanks, level of criticality that is directly related to the probability and the consequence of failure, determination of remaining useful life, interval of inspection and determination of the inspection plan in accordance with the failure mechanisms evaluated to present recommendations seeking to prioritize the tanks through inspection and maintenance activities that help to mitigate the risk of said equipment within the plant.

* Monograph

** Faculty of Physical - Mechanical Engineering, School of Mechanical school – Director: Abel Antonio Parada Gonzales, Msc. Mechanical Engineer

INTRODUCCIÓN

En la industria la corrosión y la degradación de componentes en los equipos generan un sin número de pérdidas y desastres que afectan su nivel de productividad, costos ambientales, perdidas de producto, mantenimiento o cambio y reparación de equipos y que además puede comprometer la seguridad del personal a sus alrededores. Los Tanques Atmosféricos de almacenamiento se utilizan a menudo para almacenar grandes cantidades de inventario, en su mayoría líquidos inflamables y, a veces, líquidos tóxicos altamente contaminantes. Debido a esto varias organizaciones han dedicado años de estudio e investigaciones para crear metodologías que permitan controlar, prevenir, predecir y optimizar, las inspecciones y revisiones a sus equipos con el fin de mitigar o disminuir el riesgo a un accidente.

El gerenciamiento de Integridad basado en el Riesgo es la técnica más apropiada para cualquier estrategia de Inspección y mantenimiento que una empresa de química, de producción o de la industria del petróleo quiera emprender. Para hacer frente a este reto se hace necesario contar con sistemas propios, que permitan administrar toda la información disponible generada en los procesos de inspección y mantenimiento para tomar decisiones oportunas y precisas, en el menor tiempo posible, debido a esto las empresas requieren mantener un inventario de los equipos y componentes a inspeccionar dentro programa de gestión de activos, para permitir al personal de mantenimiento conocer de manera inmediata el histórico y condiciones operacionales de cada sistema que se desee evaluar. Una vez realizada una inspección a un equipo y con los datos recolectados, se evalúan los diferentes mecanismos de daño presentes de manera que se obtenga la probabilidad y consecuencia de fallas del equipo, que a su vez servirán para establecer un plan de inspección donde se establece de manera sistemática en el equipo evaluado parámetros como:

- Que tipos de daño se producen,
- Dónde deben detectarse,
- Cómo pueden detectarse y
- Cuando o con qué frecuencia deben inspeccionarse.

La metodología de RBI para Tanques de almacenamiento nos permite calcular todos los parámetros requeridos para evaluar el riesgo del equipo, adquiriendo así un mayor control y priorización de las actividades de un mantenimiento preventivo y predictivo para el equipo.

Con el propósito de dar una mayor confiabilidad a la Integridad de los equipos de BAVARIA S.A.; se vio en la necesidad de implementar un plan de RBI para los tanques de almacenamiento de la planta PTAR, con el objetivo de incentivar a la empresa a tener una priorización en cuanto al riesgo y mayor conocimiento de los equipos críticos, ya que los tanques de almacenamiento hacen parte de uno de los equipos fundamentales para la continuidad del proceso de producción de la planta. Teniendo en cuenta que es un equipo que podría ocasionar para de planta total, debido a lo indispensable para el proceso.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Bavaria es una empresa que pertenece al grupo empresarial AB InBev con base en la ciudad de Bucaramanga Santander, es una organización con operaciones en casi todos los mercados de cerveza y un amplio portafolio que incluye marcas globales, de múltiples países y locales. Con una cadena de producción nacional con más de 100 años de servicio. La Compañía inició en el año 1889 y tiene una capacidad de producción de aproximadamente 26 millones de hectolitros al año a través de seis plantas cerveceras, dos malterías, dos fábricas de etiquetas y una de tapas.

Como empresa líder nacional en la venta y producción de bebidas alcohólicas, se encuentra su gran línea de producción, la cual se rige bajo unos pilares corporativos; teniendo como bases dentro de la organización el mantenimiento, integridad y seguridad operacional. El área de mantenimiento de cada una de sus plantas, hacen parte de los grupos creados para mantener la integridad y confiabilidad de sus equipos, de tal manera que se tenga la mayor disponibilidad para evitar las caídas de producción y paradas de planta total.

Figura 1. Vista superior de los tanques de almacenamiento de la planta PTAR



Dentro de las plantas que pertenecen al complejo de la cervecería de Bucaramanga se encuentra la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR), que tiene como objetivo principal la remoción de la materia orgánica remanente derivada del proceso de tratamiento de agua residual industrial existente que proviene de la elaboración de cerveza a bien que cumpla con los requerimientos establecidos en la normatividad vigente para su descarga. Dentro de la cual se encuentran como sistemas de almacenamiento los tanques de agua de limpieza y preparación coagulante. Dichos equipos estáticos son claves para la continuidad operacional del sistema de PTAR y se deben priorizar dentro de las tareas de inspección y actividades de mantenimiento preventivo. Con el fin de evitar paradas no planeadas que involucren la no continuidad del proceso y pérdidas por daños ambientales, los tanques de almacenamiento se convierten en un foco crítico para la aplicación de metodologías que ayuden a conservar y evitar daños tempranos en los equipos con la cual se obtengan resultados alternativos para extender la vida remanente bajo las estrictas normas de seguridad y evitar consecuencias o daños irreparables.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las paradas inesperadas o no programadas en los procesos de producción, se han convertido actualmente en el problema principal debido al impacto causado a personas, equipos, medio ambiente y principalmente el impacto económico en relación a costos adicionales de producción para las empresas, por lo tanto, se requieren acciones efectivas con el objetivo de obtener soluciones de compensación que lo minimicen o corrijan. En la actualidad esperar a que se produzcan las fallas para intervenir puede llevar a resultados catastróficos y pérdidas enormes en las empresas, es por esto que se conlleva al desarrollo de nuevas técnicas o planes de inspección desarrollados bajo las normas API RP 580 y 581 (Inspección Basada En Riesgo), que lleven a las empresas a reducir costos en cuanto a la rapidez y organización de sistemas de inspección que se permitan administrar todos los equipos y plantas involucrados en los procesos de producción en un sistema de gerenciamiento de integridad.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los niveles altamente competitivos del mercado actual han llevado a las empresas a replantear sus prioridades. Evitar los daños en los procesos y los paros no planeados en las plantas se constituyen en estrategias para estar un paso adelante de los competidores. Adicionalmente, los requerimientos del mercado global se hacen cada vez más estrictos en términos del uso de metodologías como inspección basada en riesgos (RBI) que se utilizan para evaluar la condición y la integridad mecánica de una planta o equipos individuales como un tanque de almacenamiento.

Para Bavaria es importante garantizar que sus equipos, y por ende sus procesos, son seguros, confiables y no representan un riesgo para el medio ambiente circundante. Es por ello que en la planta PTAR que se hace necesario la implementación de metodologías que ayuden a categorizar o priorizar los equipos según su criticidad y nivel de riesgo en la operación, ya que el deterioro de la pared de un tanque de almacenamiento puede resultar en la pérdida de la función y causar una fuga de producto al medio ambiente y las consecuencias asociadas a la misma que podría comprometer la seguridad del personal, parada del proceso, costos asociados a daños ambientales pérdidas de productos, mantenimiento o cambio de la estructura dañada.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un plan de inspección basado en los parámetros establecidos en las normas API-RP 580, 581 para determinar el riesgo de falla asociado al funcionamiento de los tanques de almacenamiento de la planta PTAR.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para el cumplimiento del objetivo general del proyecto se requiere lo siguiente:

- Recolección de la información de construcción, operación, mantenimiento, proceso e históricos de falla de cada uno de los tanques de almacenamiento de la planta PTAR.
- Calcular la probabilidad de falla y consecuencias según la metodología de API 581 para tanques de almacenamiento.

- Establecer la criticidad de cada uno de los tanques de la planta PTAR en una matriz de riesgo de probabilidad Vs. consecuencia.
- Definir y establecer un plan de inspección con la actividad específica, cobertura e intervalo de inspección de los tanques de almacenamiento.

2. EVALUACIÓN BASADA EN RIESGO API RP 580 “RBI”

El propósito de la clasificación de riesgo de un equipo es proveer las bases para tener una idea de la inspección directa para cada uno de los factores de riesgo donde los recursos de mantenimiento (tiempo y dinero) se pueden optimizar en el programa de inspección. Esto da como resultado operaciones más seguras y fiables, mientras se controlan los costos. La inspección basada en riesgo (RBI) se refiere al uso de los principios del análisis del riesgo para manejar los programas de inspección para el equipo de una planta. RBI se ha venido utilizando en la industria de la energía atómica por un cierto tiempo y también se emplea principalmente en refinerías y plantas petroquímicas.

Mientras que las plantas crecen, aumenta la actividad de inspección y los requisitos de mantenimientos pueden llegar a ser más costosos. Con los operadores que desean mejorar la seguridad y conseguir una fiabilidad optima de la planta, la inversión en el mantenimiento puede ser un punto importante para estudiar su viabilidad.

2.1 OBJETIVO DE UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN

El propósito de un programa de inspección es definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas, por lo tanto, API RP 580 proporciona los elementos básicos para desarrollar e implementar un programa de inspección basada en riesgo (RBI). Dentro de la cual existe un modelo básico de sistema de gestión de integridad de equipos y un respectivo proceso operativo de gestión. La RBI es una herramienta integrada de administración del riesgo, produce Planes de Inspección y

Mantenimiento para el equipo que identifican las acciones que deben ser implementadas para brindar una operación segura y confiable.

Las razones que motivaron el desarrollo de una metodología de RBI para tanques de almacenamiento:

- Impactos ambientales: Hay una gran cantidad de tanques con reportes de fugas en los fondos y existen casos de ruptura catastrófica del tanque. Los costos para la limpieza ambiental y las sanciones están aumentando.
- La inspección interna de los tanques es costosa y difícil: El acceso a los fondos es difícil y la inspección del cuerpo requiere andamios y reparaciones complejas.
- Atrasos de la fecha de inspección. Muchos tanques están vencidos para inspección.
- La priorización de las inspecciones de tanques ha sido en gran medida subjetiva antes de la adopción de RBI.

2.2 RBI UNA HERRAMIENTA PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

La RBI proporciona una metodología consistente para evaluar la combinación óptima de métodos y frecuencias. Cada método de inspección disponible puede ser analizado y estimar su efectividad relativa en la reducción de la probabilidad de falla. Dada esta información y el costo de cada procedimiento, se puede desarrollar un programa de optimización. La clave para desarrollar tal procedimiento es la capacidad de evaluar el riesgo asociado con cada equipo y luego determinar las técnicas de inspección más apropiadas.

Existen diversas metodologías en el tema de la integridad de equipos como la PHA o HAZOP (Análisis de Peligros de Procesos), RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) entre otras; pero de manera general se puede decir, que La RBI se enfoca en los mecanismos de deterioro relacionados con la integridad mecánica y la administración de riesgos a través de la inspección.

De manera general los equipos involucrados en el proceso RBI son:

- Recipientes Presurizados—todos los componentes que contengan presión.
- Tubería de Proceso—Tubos y componentes de la tubería
- Tanques de Almacenamiento—atmosféricos y presurizados.
- Equipos rotatorios—componentes que contienen presión
- Hervidores y Calentadores—componentes presurizados
- Intercambiadores de Calor (Cuerpos, cabezotes, canales, etc.)

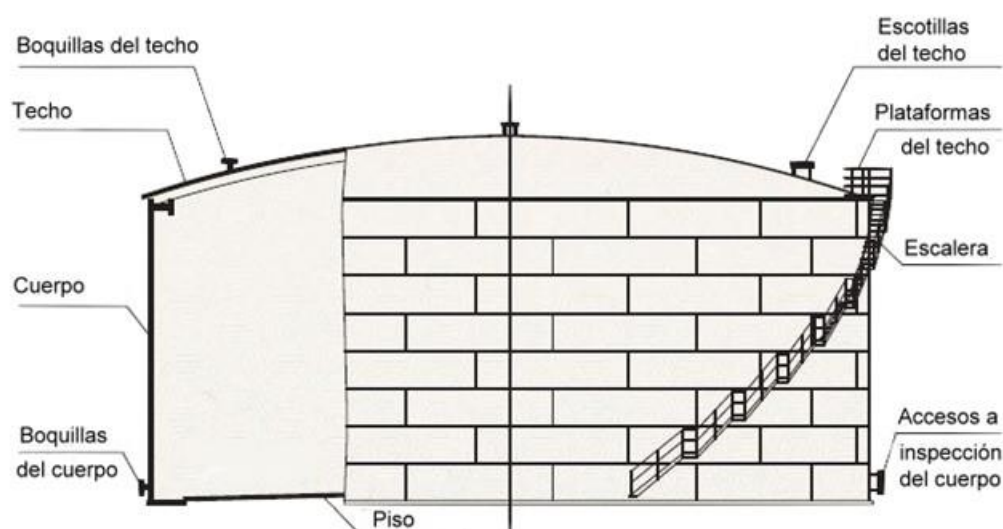
El uso de la evaluación de riesgos en el planeamiento de inspección y mantenimiento es exclusivo en que la información de la consecuencia, que se basa tradicionalmente en operaciones, y la información de probabilidad de falla, que se base en ingeniería/ mantenimiento/ inspección, se combinan para ayudar el proceso de planeación. Parte de este proceso es la determinación de qué inspeccionar, cómo inspeccionar (técnica), y la extensión de la inspección (cubrimiento). Determinar el riesgo de las unidades de proceso, o los equipos de proceso individuales facilita esto ya que las inspecciones ahora están priorizadas con base en el valor del riesgo.

La norma API 653¹ es el código estándar para inspección, reparación, alteración y reconstrucción de los tanques de almacenamiento. Cabe señalar que la inspección interna del tanque, especialmente del fondo, es difícil y costoso. Por lo tanto, es

¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1 Pág. 115-292. API 581

importante que el personal de confiabilidad e integridad de equipos en conjunto trabajo con el grupo de mantenimiento identifiquen los tanques que no requieren una inspección y reparación internas frecuentes y evitar gastos innecesarios de los recursos de mantenimiento e inspección, para así de esta manera priorizar los recursos en equipos con riesgo es alto. Esto ha llevado a los grupos de mantenimientos de tanques a buscar una metodología de inspección basada en riesgo (RBI) aplicable a los tanques de almacenamiento.

Figura 2. Estructura de un Tanque de almacenamiento



2.3 PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA DE FALLA (RIESGO)

El riesgo es la combinación de la probabilidad de algún evento que ocurre durante un periodo de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con el evento. En términos matemáticos, el riesgo puede ser calculado por la ecuación:

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

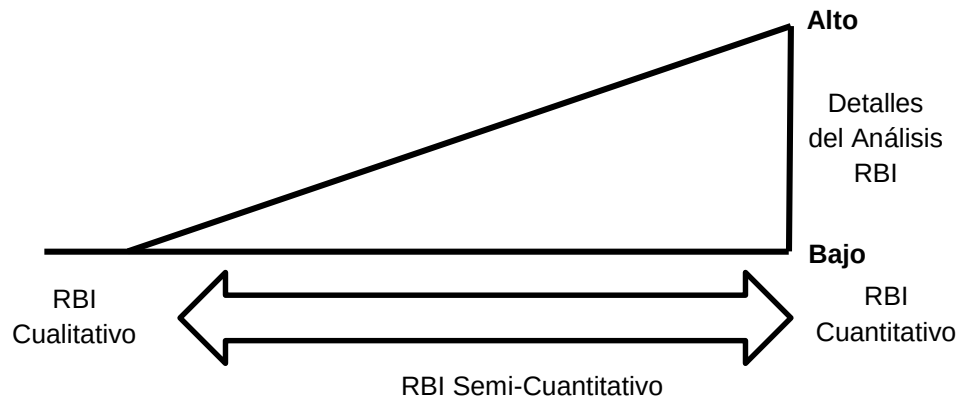
Tradicionalmente, las organizaciones se han enfocado solamente en las consecuencias de la falla o en la probabilidad sin hacer esfuerzos sistemáticos para ligarlas. No han considerado que tan probable es que ocurra un incidente indeseable, solamente considerando ambos factores puede tener lugar la toma de decisiones basada en riesgos. Generalmente, se definen los criterios de aceptabilidad del riesgo reconociendo que no todas las fallas llevan a un incidente indeseable con consecuencias graves (ej. Fugas de agua) y que algunos incidentes de consecuencia tienen probabilidades muy bajas.²

2.4 TIPOS DE EVALUACIÓN RBI

El procedimiento de RBI puede ser aplicado cualitativamente, cuantitativamente o utilizando aspectos de ambos (ej. Semi cuantitativamente). Cada enfoque proporciona una forma sistemática para monitorear el riesgo, identificar las áreas de interés potencial y desarrollar una lista priorizada para inspección o análisis más detallado. Cada una desarrolla una medición de riesgo que se utilizará para evaluar por separado la probabilidad de falla y la consecuencia potencial de la falla. Se considera que los tres enfoques son un continuum que tiene los enfoques cualitativo y cuantitativo en los extremos y todo lo que está en medio es el enfoque semi-cuantitativo. La figura 1 ilustra este concepto; en cual se puede concluir que el análisis de mayor potencial es el análisis cuantitativo.

² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection API RECOMMENDED PRACTICE 580. First edition. Washington D.C.: API. Part 5, API 580. 2002. 60p.

Figura 3. Enfoque Continuum de RBI



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection API RECOMMENDED PRACTICE 580. Third edition. Washington D.C.: API; 2016. 94p. Part 5, Pág. 16. API 580.

2.5 RESULTADOS DE LA RBI

Los resultados de la inspección tales como mecanismos de deterioro y tolerancia de los equipos a los diferentes tipos de deterioro, deben ser usados como variables al evaluar la vida remanente y los planes de inspección futuros. Los resultados también pueden ser utilizados para comparar o validar los modelos que hayan sido utilizados para la determinación de la probabilidad de falla. El producto principal de una RBI debe ser un plan de inspección para cada equipo evaluado. El plan de inspección debe detallar el riesgo no mitigado relacionado con la operación actual. Para riesgos que se consideren inaceptables, el plan debe contener las acciones de mitigación recomendadas para reducir el riesgo no mitigado a niveles aceptables.

2.6 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

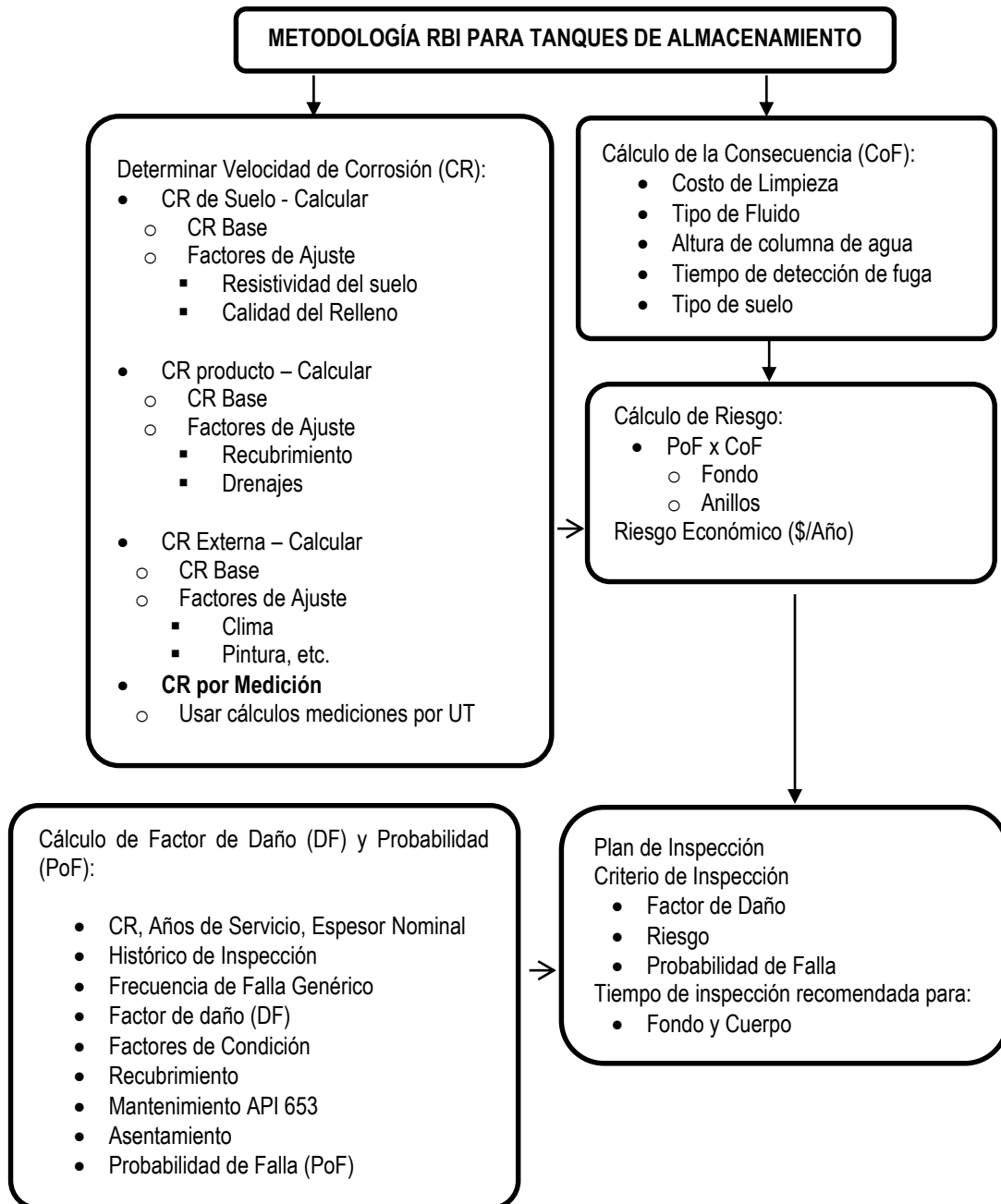
La metodología API de Inspección Basada en Riesgo (RBI), se puede utilizar para administrar el riesgo específico de un equipo o el riesgo global de una planta, focalizando los esfuerzos de inspección en el equipo con el mayor riesgo, de esta manera se permite optimizar los recursos económicos empleados en el mantenimiento de los equipos, privilegiando la seguridad y confiabilidad. La API-RBI proporciona argumentos necesarios para tomar decisiones sobre la frecuencia de la inspección, el alcance de la inspección, y el tipo más adecuado de ensayo no destructivo. La metodología RBI utiliza los resultados de un análisis formal del riesgo, para dirigir y enfatizar el planeamiento de la inspección y de los procedimientos.³

Físicos. Una implementación de la inspección basada en riesgo se utiliza para:

- Asegurar que el riesgo se reduce hasta el más bajo nivel razonable.
- Optimizar la agenda de inspección.
- Enfocar los esfuerzos de la inspección en las áreas más críticas.
- Identificar y utilizar los métodos más apropiados de inspección.

³ Ibid.

Figura 4. Metodología RBI para tanques de almacenamiento



2.7 PLANES Y PROGRAMAS DE INSPECCIÓN

Cuando se considera una metodología consistente en la evaluación de la probabilidad de falla y sus consecuencias, se resalta el parámetro de riesgo; el cual es tratado en un programa de inspección teniendo en cuenta que el propósito de dicho plan de inspección, es definir las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas.

Un sistema de inspección basada en riesgo, dispone para su implementación en las industrias de procesos, procedimientos de inspección; requiriendo la evaluación del sistema de gestión, resultados de inspección y propuesta de acciones correctivas.

El programa de inspección debe sistemáticamente identificar:

- Qué tipo de daño se produce.
- Dónde debe buscarse.
- Cómo puede detectarse (técnica de inspección).
- Cuando o con qué frecuencia debe inspeccionarse.

2.8 PROBABILIDAD DE FALLA

La probabilidad de falla usada en un enfoque cuantitativo es determinada de la siguiente manera:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS}^4$$

- $P_f(t)$ = Probabilidad de falla
- gff = Frecuencia de Falla genérica
- $D_f(t)$ = Factor de daño
- F_{MS} = Factor de sistema de Gerencia

2.8.1 Frecuencia de falla genérica. La frecuencia de falla genérica considera la probabilidad de falla sin mecanismos de daños presentes en el equipo, en la tabla 1 se encuentran los diferentes tipos de componentes y se fijó un valor representativo de datos de fallas de la industria petroquímica.

Además de esto API RBI proporciona una lista recomendada de las frecuencias de falla para tipos de componentes y equipos, en la tabla 1 encontramos los valores establecidos.

La frecuencia falla genérica total para cada tipo de componente se dividió en todos los tamaños de los orificios pertinentes, es decir, la suma de la frecuencia de falla genérica por cada tamaño del agujero es igual a la frecuencia de falla genérica total para el componente.

⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1 Pág. 1-11. API 581

Tabla 1. Frecuencia de Falla Genérica.

Table 3.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Note: See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment						

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1 Pág. 1-11. API 581.

2.8.2 Factor de daño. Los factores de daño tienen como objetivo apoyar la metodología API RBI, proporcionando una herramienta de evaluación usada para determinar las prioridades de inspección y optimizar los esfuerzos de inspección, pero no proporcionan un definitivo “Fitness-For-Service” aptitud de servicio del componente evaluado.

La función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente como una función del tiempo en servicio y la efectividad de una actividad de inspección.

La clasificación de los factores de daño se agrupa de la siguiente manera:

- Adelgazamiento
- Componentes con Recubrimiento
- Daño Externo
- Agrietamiento Bajo Esfuerzos (SCC)
- Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura (HTHA)
- Fatiga Mecánica (Tuberías)
- Fractura Frágil.

2.8.3 Factor de sistema de gerencia. Este factor mide la efectividad de la compañía en administrar los sistemas de gestión de seguridad de sus instalaciones y su efecto sobre la integridad de sus equipos. La metodología RBI nos proporciona una fórmula para calcular esta afectación y modificar directamente la probabilidad de falla de un componente. La herramienta consiste en una valoración del gerenciamiento de diferentes áreas de la planta (Tabla 2):

1. Liderazgo y administración
2. Seguridad de procesos
3. Análisis de peligros en el proceso
4. Gestión de cambios
5. Procedimientos operativos
6. Practicas seguras de trabajo
7. Entrenamiento
8. Aseguramiento de la integridad mecánica
9. Revisión de seguridad previo al arranque

10. Respuesta a emergencias
11. Investigación
12. Contratistas
13. Auditoria de gestión de procesos peligrosos

Tabla 2. Evaluación del Sistema de Gerencia

Table 3.3 – Management Systems Evaluation

Table	Title	Questions	Points
2.A.1	Leadership and Administration	6	70
2.A.2	Process Safety Information	10	80
2.A.3	Process Hazard Analysis	9	100
2.A.4	Management of Change	6	80
2.A.5	Operating Procedures	7	80
2.A.6	Safe Work Practices	7	85
2.A.7	Training	8	100
2.A.8	Mechanical Integrity	20	120
2.A.9	Pre-Startup Safety Review	5	60
2.A.10	Emergency Response	6	65
2.A.11	Incident Investigation	9	75
2.A.12	Contractors	5	45
2.A.13	Audits	4	40
Total		101	1,000
Note: Tables 2.A.1 through 2.A.13 are located in Annex 2.A.			

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource. Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1 Pág. 1-11. API 581.

Para Calcular el Factor de Sistema de Gerencia, primeramente, se calcula el % de cumplimiento de las respuestas obtenidas de la encuesta según:

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100 [units \%]^5$$

⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 2 Pág. 2-13. API 581

Posteriormente el Factor de Sistema de Gerencia se calcula con la siguiente ecuación:

$$F_{MS} = 10^{(-0.02x \text{ pscore} + 1)_6}$$

2.8.4 Categoría de la efectividad del programa de inspección. Los programas de inspección y la combinación de métodos NDE tales como visuales, ultrasónicos, radiográficos, etc., frecuencia y ubicación de las zonas a intervenir, varían en su efectividad para localizar y dimensionar el deterioro, y así determinar sus promedios de deterioro. Después de haber identificado los mecanismos de deterioro probables, se determina los métodos de más alta categoría de inspección con respecto a los mecanismos de deterioro que afecten la integridad del equipo.

Los factores de daño son determinados como una función de la efectividad de la inspección mediante 5 categorías de inspección. La efectividad actual de cualquier técnica de inspección depende de varios factores como los ya mencionados, entre ellos la pericia del inspector en los puntos de inspección seleccionados.

Tabla 3. Categorías de Inspección Efectiva.

TIPO	CATEGORÍA DE LA EFECTIVIDAD CUALITATIVA DE LA INSPECCIÓN	DESCRIPCIÓN
A	Altamente Efectiva	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado real de los daños en casi todos los casos (confiabilidad del 80% al 100%).
B	Usualmente Efectiva	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado real de los daños la mayor parte de los casos (confiabilidad del 60% al 80%).

⁶ Ibid

TIPO	CATEGORÍA DE LA EFECTIVIDAD CUALITATIVA DE LA INSPECCIÓN	DESCRIPCIÓN
C	Regularmente Efectiva	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado real de los daños sobre la mitad de las veces (confiabilidad del 40% al 60%).
D	Pobremente Efectiva	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado verdadero del daño (confiabilidad del 20% al 40%).
E	Inefectiva	Los métodos de inspección proporcionarán ninguna o casi ninguna información de identifique correctamente el estado verdadero del daño y se consideran inefectivo para la detección del mecanismo de daño específico (confiabilidad menor al 20%).

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 2 Pág. 2-19. API-581.

2.9 CONSECUENCIA

La evaluación del análisis de la consecuencia de falla en API RBI es realizada para ayudar a establecer una clasificación de los equipos en una base de riesgo bajo unos criterios de categorías cuantitativas. Las medidas de la consecuencia se establecen de tal manera que se establezcan las prioridades para los programas de inspección. Se consideran consecuencias por:

- Daños a componentes
- Daños al personal
- Pérdidas de producción
- Impactos ambientales indeseables

2.9.1 Categorías de consecuencia. Las categorías de las principales consecuencias se analizan utilizando cuatro técnicas, entre ellas tenemos:

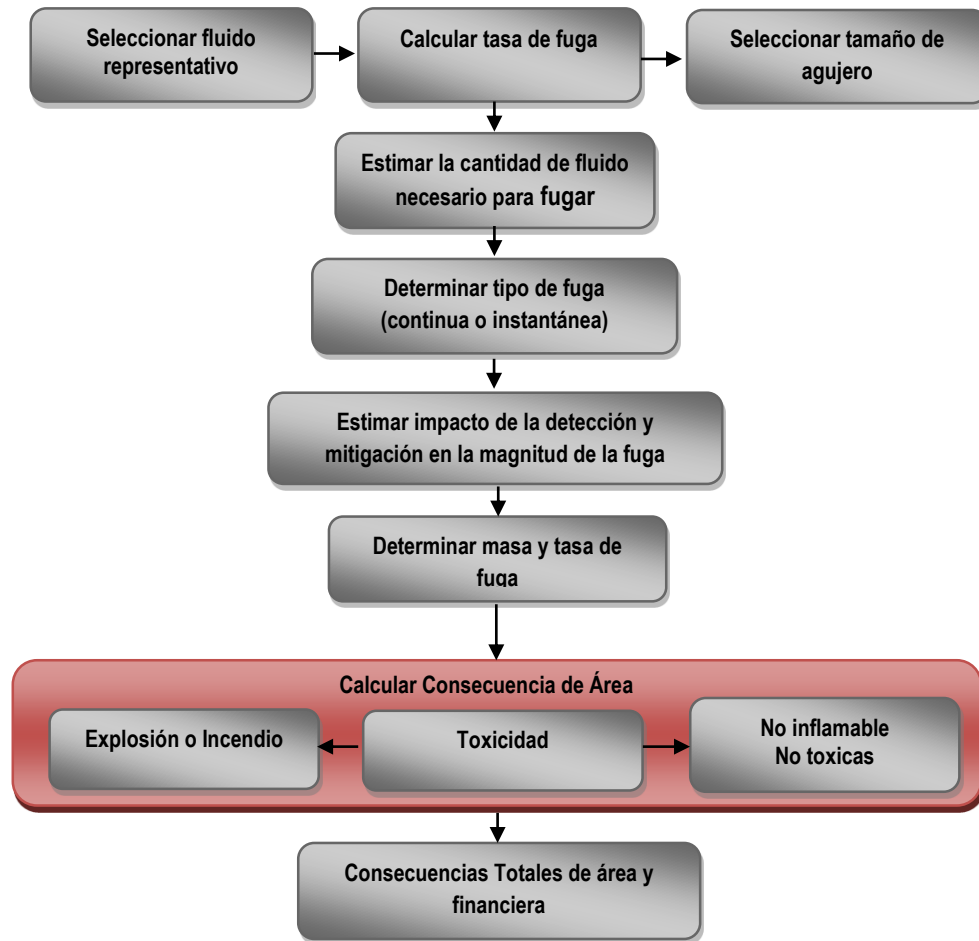
2.9.1.1 Consecuencias inflamables y explosivas: Se calculan utilizando arboles de eventos para determinar la probabilidad de ocurrencia o forma de dispersión del fluido almacenado, como lo dispersión segura, pool fires, flash fires, vapor cloud explosions (VCE), Fireball). La consecuencia de área puede ser determinada basándose en lesiones al personal y daños a componentes. Las pérdidas financieras son también determinadas basado en las áreas afectadas.

2.9.1.2 Consecuencias toxicas: Para determinar la consecuencia de área como resultado de la sobreexposición del personal a concentraciones toxicas dentro de una nube de vapor, se tiene en cuenta las situaciones en las que los fluidos son tóxicos e inflamables, la probabilidad de exposición a eventos tóxicos se elimina, debido a que las sustancias tóxicas se consumen con el fuego la consecuencia toxica es insignificante.

2.9.1.3 Consecuencia no inflamable – no toxica: Las emisiones no inflamables no toxicas también son consideradas, ya que pueden conllevar a graves consecuencias. Las sustancias químicas pueden generar salpicaduras y quemaduras por vapores a alta temperaturas; y es por ello que la consecuencia de este tipo se determina en base a las lesiones graves al personal.

2.9.1.4 Consecuencia financiera: El cálculo de las consecuencias financieras incluye las pérdidas por interrupción de producción y los costos asociados con emisiones al medio ambiente. Se estiman en función de los resultados de consecuencia inflamable y no inflamable. Las consecuencias ambientales se determinan directamente a partir de la masa disponible para la liberación o de la velocidad de liberación.

Figura 5. Procedimiento general para consecuencia de falla



Fuente: Los Autores

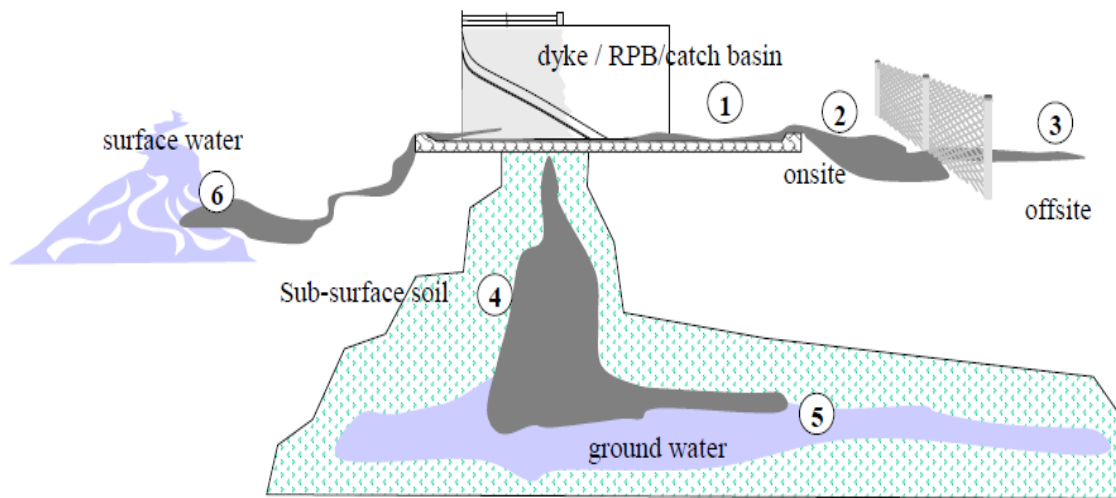
Los escenarios de liberación de líquidos típicamente considerados en una metodología de RBI para tanques de almacenamiento de acuerdo con la metodología API 581 incluyen:

- Escenario de fuga en el fondo y una ruptura catastrófica en el fondo
- Tres escenarios de fugas del cuerpo y una ruptura catastrófica del cuerpo del tanque.
- Escenario de fuga de gas en el techo

La Figura 6 muestra los seis resultados de consecuencias modeladas en orden de gravedad creciente para tanques de almacenamiento:

- Liberar dentro del dique.
- Liberar dentro de la cerca de la planta, pero fuera del dique.
- Lanzamiento fuera del sitio
- Contaminación del suelo debajo de la superficie.
- Contaminación del agua subterránea.

Figura 6. Escenarios de derrame en caso de una fuga o liberación para un tanque de almacenamiento.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 607. API-581.

La metodología RBI calcula el costo total (CoF) como la suma del costo ambiental, costo de daños al equipo, costo de interrupción y costo de seguridad:

Costo total de CoF = Costo ambiental + Costo de reparación del equipo + Costo de interrupción + Costo de seguridad.

Los daños en el equipo y el costo de seguridad solo se aplican a las liberaciones en el casco, mientras que las liberaciones del fondo no implican costos de seguridad.

2.10 ANÁLISIS DE RIESGO

El cálculo del riesgo puede ser determinado por la siguiente fórmula:

$$R(t) = P_f(t) \cdot C(t)^7$$

Dependiendo si el riesgo se expresa como una zona de impacto o en términos financieros:

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA \rightarrow \text{Riesgo de Área}^8$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC \rightarrow \text{Riesgo Financiero}^9$$

En estas ecuaciones, CA es el área de impacto, consecuencia expresada en unidades de área y FC es la consecuencia financiera expresada en términos económicos.

⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1 Pág. 1-14. API 581.

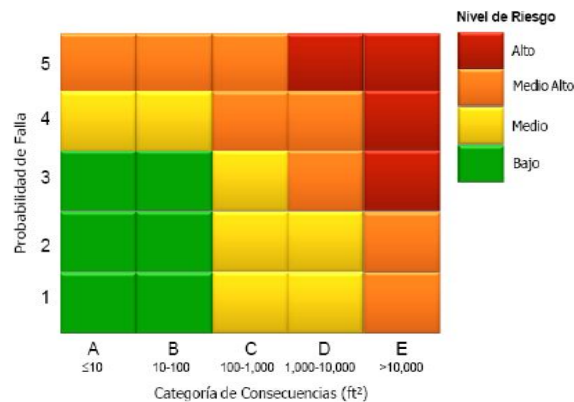
⁸ Ibid.

⁹ Ibid.

2.11 MATRIZ DE RIESGO

La presentación de los resultados en una matriz de riesgo es una forma efectiva de mostrar la distribución de los riesgos para los distintos componentes en una unidad de proceso sin valores numéricos. En la matriz de riesgo, las categorías de las consecuencias y probabilidades se organizan de tal manera que los componentes de más alto riesgo son en la parte superior derecha de la esquina. En la figura 3 se presenta la matriz de riesgo proporcionada por la norma para ubicar el equipo de acuerdo con los resultados obtenidos de probabilidad y consecuencia. Para categorizar el riesgo obtenido, bien sea de área o financiero para un componente se tiene en cuenta los rangos establecidos en la norma API RP 581, estos valores se presentan en las tablas 4 y 5 respectivamente.

Figura 7. Matriz de Riesgo API RP 581



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-22. API-581.

Tabla 4. Rango de valores asociados con la probabilidad y consecuencia de área

Probability Category (1)		Consequence Category (2)	
Category	Range	Category	Range (ft ²)
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 100$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$100 < CA \leq 1000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$1000 < CA \leq 3000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$3000 < CA \leq 10000$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 10000$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, pág. 1-19. API-581.

Tabla 5. Rango de valores asociados con la probabilidad y consecuencia financiera

Probability Category (1)		Consequence Category (2)	
Category	Range	Category	Range (\$)
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$FC \leq 10,000$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$10,000 < FC \leq 100,000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$100,000 < FC \leq 1,000,000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$1,000,000 < FC \leq 10,000,000$
5	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	E	$FC > 10,000,000$

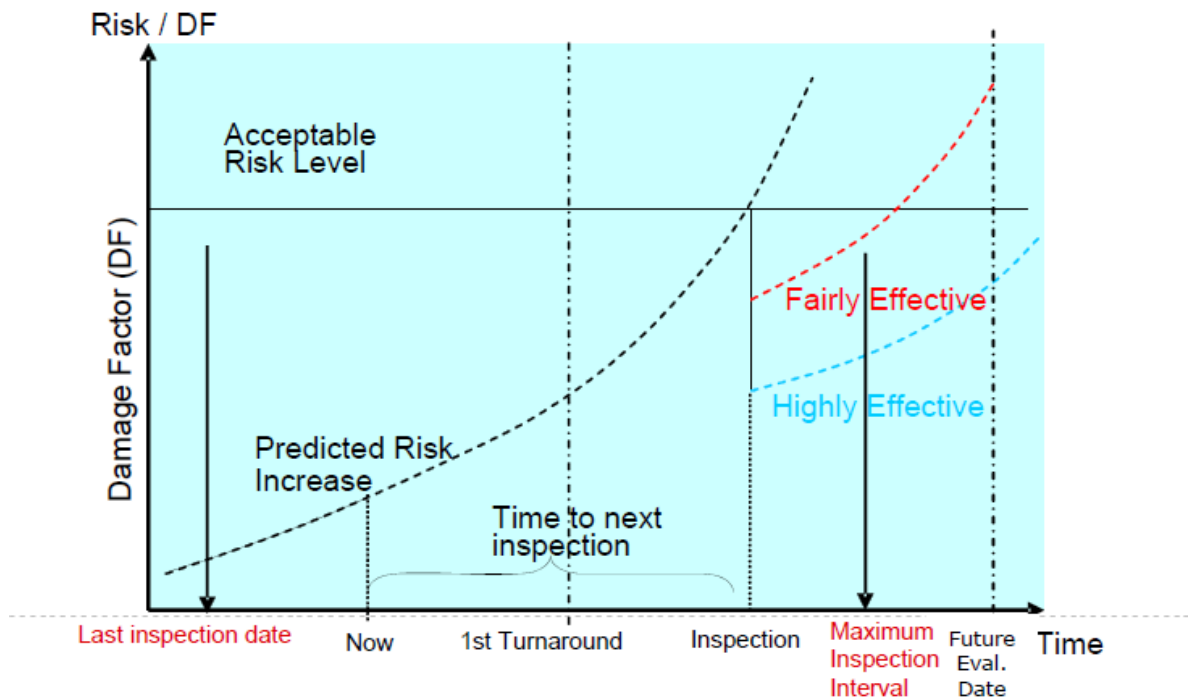
Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

2.12 PLANES DE INSPECCIÓN

Conociendo los mecanismos de falla y los intervalos de inspección que presenta cada equipo a evaluar, se determina el plan de inspección que contenga los ensayos no destructivos que permita monitorear cada uno de los mecanismos de daño y reducir la probabilidad de falla, alterando directamente 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 información o base de datos que exista del equipo evaluado.

Figura 8. Información o base de datos



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-27. API-581.

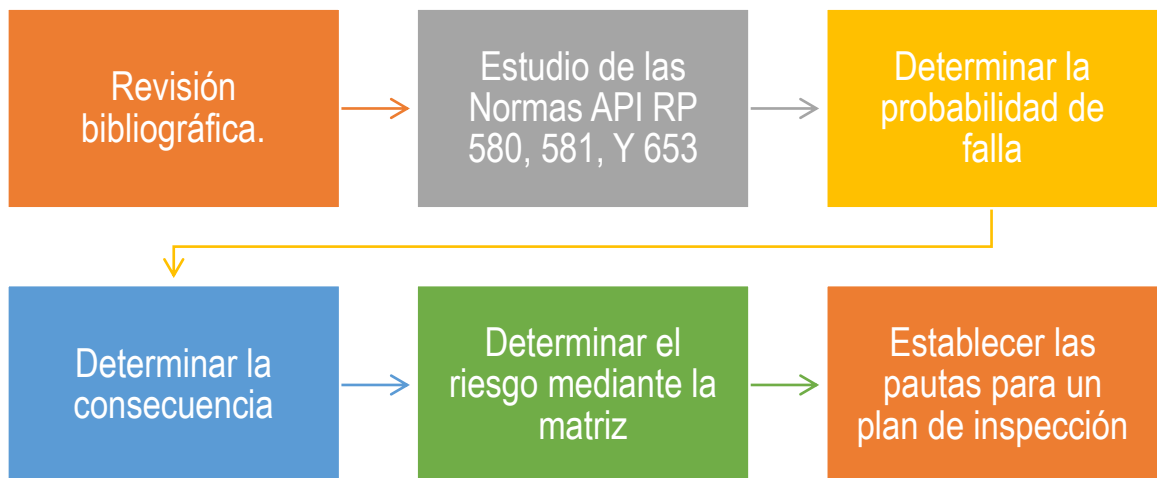
La Figura 8 ilustra el proceso de determinación de la próxima fecha de inspección y la efectividad de la inspección. El usuario establece un nivel de riesgo máximo aceptable. Luego, el usuario selecciona una fecha de evaluación futura y el riesgo se calcula en función del tiempo. Si el riesgo en la fecha de la evaluación futura supera el nivel máximo aceptable, se sugiere una inspección. La intersección de la curva de riesgo y la línea máxima aceptable establecen la siguiente fecha de inspección. Es posible que la inspección deba incluirse en el próximo giro, si no se

puede realizar en la secuencia. La efectividad de la inspección se selecciona de modo que, después de la inspección, el riesgo no exceda el nivel máximo aceptable en la fecha de evaluación futura.

3. METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

A continuación, se presentan las etapas de ejecución de este trabajo. En términos generales, en la primera etapa del proyecto se recopilará la información que permita obtener una visión global sobre la problemática relacionada con la administración del riesgo basado en la norma actualizada API RP 580 y 581. Seguido, se estudiarán a fondo las normas relacionadas con el RBI específicamente para tanques de almacenamiento. Se determinarán la probabilidad y consecuencia de falla de cada uno de los tanques evaluados y se obtendrá como resultado una categorización del riesgo en una matriz, para después poder priorizar actividades dentro del plan de inspección recomendado por el estudio de RBI realizado.

Figura 9. Metodología de trabajo.



Fuente: Los Autores.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA PLANTA PTAR

BAVARIA S.A. – CERVECERÍA DE BUCARAMANGA, cuenta con una Planta de Tratamiento de vertimientos del tipo Anaeróbico de Flujo Ascendente y Manto de Lodos, con recirculación interna (IC – UASB por su sigla en inglés), con tecnología *PAQUES* de desarrollo holandés.

La planta consta de un sistema de tratamiento primario cuya finalidad es retirar la mayor parte de los sólidos suspendidos contenidos en el agua residual, y el sistema de tratamiento secundario que permite remover la materia orgánica soluble con una eficiencia superior al 80%.

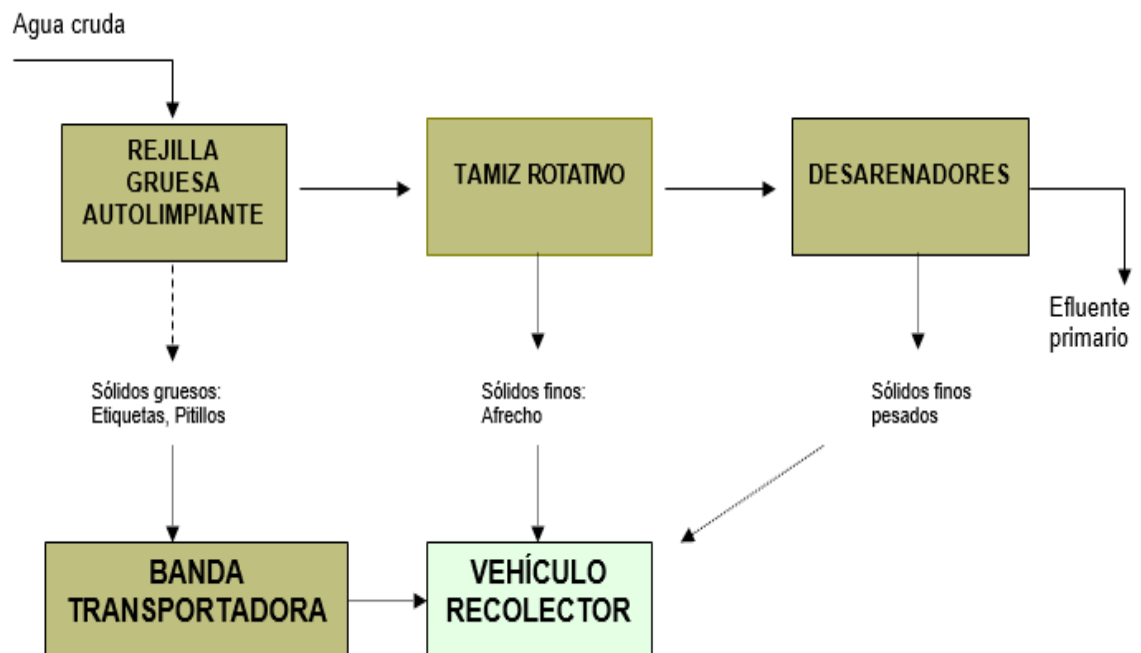
El vertimiento proveniente de la Planta de Producción de la Cervecería se compone de los residuos líquidos generados en las áreas de cocinas, cavas, maduración, filtración, envase, depósito, mantenimiento y áreas administrativas (agua residual doméstica). El agua ingresa por gravedad a la caja receptora la cual contiene un tabique perforado en la parte media que actúa como unidad preliminar para la retención de sólidos gruesos. El tratamiento primario se completa en la rejilla gruesa, tamiz rotatorio y desarenadores (2). A la salida de éstos se encuentra la Unidad de Aforo del caudal de entrada que consiste en canaleta *Parshall* con lector ultrasónico y medidor de pH. En este punto, se asume que la mayor parte de los sólidos suspendidos ha sido retirada.

El caudal ingresa a los tanques de proceso dirigiéndose inicialmente al Tanque de Igualación para su homogenización. Si se presentan condiciones extremas de pH o temperatura, el agua entra al tanque de emergencia para luego ser dosificada al Tanque de Igualación en pequeños caudales. El agua, una vez homogeneizada en carga orgánica y pH, es alimentada al Tanque de Acidificación-recirculación. En esta unidad al agua se le proporciona un tiempo de retención para que ocurra la

formación de ácido acético y los otros ácidos volátiles que constituyen la forma asimilable de la carga orgánica para las bacterias metanogénicas.

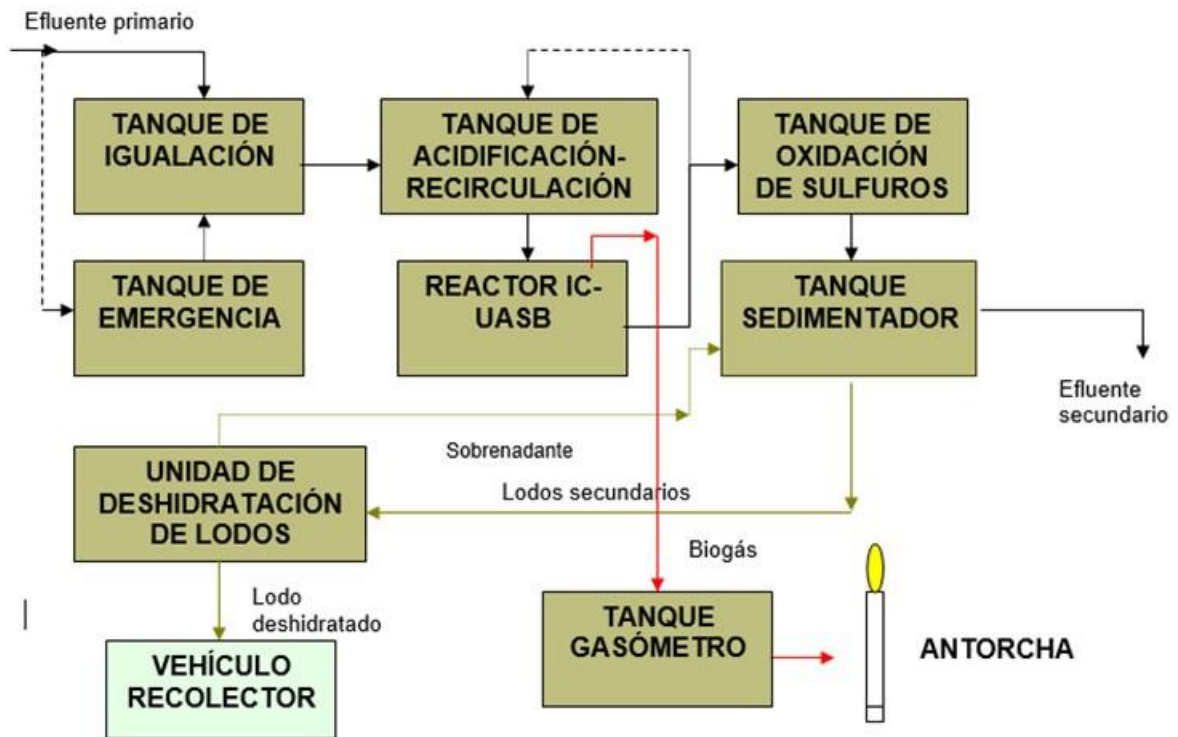
3.1.1 Unidades de tratamiento primario

Figura 10. Proceso primario de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR.



3.1.2 Unidades de tratamiento secundario

Figura 11. Proceso secundario de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR.



3.1.3 Caracterización de las entradas. Las características fisicoquímicas de los afluentes de la PTAR varían dependiendo de las actividades que se realicen en el día a día de La Cervecería, en promedio el caudal de entrada tratado es de 45 m³/h con una DQO promedio de 5.250 mg/l. En la Tabla 2 se presentan las características fisicoquímicas del caudal de entrada a la PTAR en condiciones normales de trabajo:

Tabla 6. Caracterización de vertimientos (Entrada PTAR).

CARACTERÍSTICAS DE ENTRADA DE LA PTAR			
Caudal promedio (m ³ /h)	45	Grasas y aceites (mg/l)	33
pH	9,7	Sólidos suspendidos totales (mg/l)	550
Sustancias flotantes	Ausente	Sólidos sedimentables (ml/l)	7,20
Temperatura (°C)	37,8°C	Tensoactivos (mg SAAM/l)	0,102
DBO5 Total (mg/l)	1.700	Cloruros (mg Cl-/l)	76,34
DQO Total (mg/l)	5.250	Sulfatos (mg SO ₄ ⁻² /l)	7,28

Fuente: Registro documental Control Proceso PTAR.

3.1.4 Caracterización de las salidas. La PTAR debe disminuir la carga contaminante del agua (eliminación de sustancias en suspensión, sustancias disueltas y corrección de características fisicoquímicas), la cual sino se sometiera a tratamiento afecta directamente la vida acuática y el equilibrio del ecosistema.

Los vertimientos de la PTAR están regulados por el Art. 72 Decreto 1594 de 1986 con modificaciones a través del Decreto 3930 de 2010, el cual expresa los límites permitidos para vertimientos en cuerpos de agua.

El cuerpo receptor es el Río Suratá, el cual también es fuente de abastecimiento de agua para preparar cervezas, maltas y refajos en la compañía BAVARIA S.A., Cervecería de Bucaramanga.

Las características fisicoquímicas de los vertimientos de la PTAR se describen en la Tabla 6. En promedio el caudal de salida es de 45 m³/h, igual que el de entrada, con una DQO de 145 mg/l.

Tabla 7. Características de vertimiento de la PTAR.

CARACTERÍSTICAS DE VERTIMIENTO DE LA PLANTA			
Caudal (m ³ /h)	45	DQO(mg/l)	145
pH	8,03	Grasas y aceites (mg/l)	7,8
Temperatura (°C)	36,98	SS (mg/l)	0
DBO5 (mg O ₂ /l)	22	SST (mg/l)	29
Cloruros (mg Cl-/l)	563,09	Fenoles Totales (mg/l)	0,086
Sulfatos (mg SO ₄ ⁻² /l)	15,03	Tensoactivos (mg SAAM/l)	0,149

Fuente: Registro documental Control Proceso PTAR e Informe de Resultados del Laboratorio Químico de Consultas Industriales.

4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA EN LOS TANQUES DE PTAR

4.1 DEFINIR LÍMITES

La metodología de inspección basada en riesgo se realizó en la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) de la empresa BAVARIA S.A., específicamente para los tanques de almacenamiento de igualación y acondicionamiento, construidos bajo la norma API 650:

- Tanque de Acondicionamiento TA 01;
- Tanque de Acondicionamiento TA 02;
- Tanque de Igualación TI 01

Figura 12. Tanque de Igualación TI 01 PTAR



Figura 13. Tanque de acondicionamiento TA 01



Figura 14. Tanque de Acondicionamiento TA 02



Figura 15. Vista aérea tanques planta PTAR



4.2 GRUPO DE TRABAJO

Para efectos del siguiente proyecto, los integrantes del equipo de trabajo serán apoyados por los Ingenieros CAMILO ERNESTO GONZÁLES Y MARGARITA ÁLVAREZ responsables de Mantenimiento y proceso respectivamente de la planta de PTAR en BAVARIA S.A., DE BUCARAMANGA, quienes en su facultad de trabajo permiten el suministro de la información necesaria para realizar una evaluación de integridad con el fin de llevar a cabo el desarrollo del plan RBI.

4.3 HISTÓRICOS DE EQUIPOS

En cuanto a los históricos de inspección no se tiene información de los mismos. Por parte del equipo de mantenimiento se tienen unos registros sobre algunos trabajos de reparación realizados solamente en los tanques de acondicionamiento TA-01 y TA-02. Con algunos cambios de secciones y reparaciones de pintura. Por lo anterior se plantea la propuesta de realizar la toma de algunos datos que ayudarán al desarrollo de la metodología de RBI y la obtención de un mejor resultado para entregar un plan de inspección no tan conservador.

4.4 LAZOS DE CORROSIÓN

Para realizar la evaluación de integridad se plantearon los siguientes lazos de corrosión teniendo en cuenta los sistemas de operación: Nivelación de condiciones e Hidrolisis y Proceso de acidificación.

4.4.1 LC-01 Nivelación de condiciones e hidrolisis

4.4.2 Descripción del lazo. Comprende el cuerpo (anillos) del tanque de igualación TI 01, cual se divide en fondo, cuerpo y techo del tanque.

4.4.2.1 Descripción del proceso: El caudal ingresa al proceso pasando a través de la canaleta de entrada con lector de caudal, pH y temperatura. Posteriormente pasa al Tanque de Igualación para su homogenización, a través de un agitador automático que nivela condiciones. En esta etapa del proceso ocurre la hidrólisis enzimática, que consiste en el desdoblamiento o ruptura de cadenas largas para que sean más asimilables en la siguiente etapa. Cuando las condiciones de pH y

temperatura son extremas, se cuenta con un tanque auxiliar (Tanque de Alcalinas) para que el agua pase a través del bypass y sea dosificada al Tanque de Igualación en pequeños caudales. Una vez el agua es homogenizada en carga orgánica y pH es alimentada a la siguiente etapa.

4.4.2.2 Descripción de la corrosión: El material de construcción de este lazo es acero al carbono ASTM-A-36 y se asume un 1/16" de corrosión permisible. Se asumirá que el tanque está debidamente pintado, ya que no tiene registro de esta información. Teniendo en cuenta la información anterior y la descripción de proceso, se fijan como variables principales el pH y la temperatura, ya que éstas como ventanas operativas de integridad podrían aumentar la velocidad de corrosión o generar nuevos mecanismos de daño. Para condiciones normales de proceso el mecanismo de corrosión es adelgazamiento general con una rata asumida de 3 mpy.

4.4.3 LC-02 Proceso de acificación

4.4.3.1 Descripción del lazo: Comprende los tanques de acondicionamiento TA-01 Y TA-02, lo cuales están compuestos por el cuerpo (anillos), el fondo y techo de los tanques.

4.4.3.2 Descripción del proceso: En esta unidad ocurre un proceso facultativo en el cual se le proporciona al agua un tiempo de retención para que ocurra la formación de ácido acético y los otros ácidos volátiles de cadena corta que constituyen la forma asimilable de la carga orgánica para las bacterias metanogénicas presentes en el reactor. El ácido acético constituye el sustrato a partir del cual proviene el 70% del total de biogás producido; éste ácido, otros ácidos orgánicos, el gas carbónico y el hidrógeno molecular son el alimento de las bacterias metanogénicas. De esta manera el agua está lista para ser enviada a los reactores anaeróbicos.

4.4.3.3 Descripción de la corrosión: Los tanques de acondicionamientos tienen como material de construcción, acero carbono ASMT-A-36 y se asume corrosión permisible de 1/16". Este tanque se encuentra pintado según información suministrada por el reporte de mantenimiento. En este caso igual que para el tanque de igualación, los mecanismos de corrosión en condiciones normales de operación es corrosión generalizada.

4.5 DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA.

La probabilidad de falla está determinada por el factor de frecuencia de falla genérica (gff), el factor de daño ($D_f(t)$) y factor de sistema de gerenciamiento (FMS):

$$P_{(t)} = gff * D_f(t) * FMS^{10}$$

La probabilidad de falla está sujeta a tiempo, ya que los factores de daño están relacionados a el mecanismo de falla y dicho mecanismo está en función del tiempo que se requiere para consumir el espesor de corrosión permisible establecido por el diseñador dependiendo de la vida útil del mismo.

4.5.1 Cálculo del factor frecuencia de falla. A continuación, se presenta la tabla de datos de los tanques a evaluar para la planta PTAR. Los cuales son el tanque de igualación y los tanques de acondicionamiento 1 y 2.

¹⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Part 1. Op. Cit. Pág. 1-11.

Tabla 8. Datos de los Tanques Evaluados

TAG DEL EQUIPO			
DATOS	TI 01	TA 01	TA 02
Número Inspecciones	1	1	1
Categoría de inspección efectiva:	E	E	E
Rata de corrosión	10 mils/año	12 mils/año	12 mils/año
Tiempo en servicio desde la última inspección:	7 años	8 años	8 años
Numero de Anillos:	4	5	5
Espesor original:	0,25 in	0,250	0,250
Ultima lectura espesor:	0,184 in	0,186	0,180
Tipo de Fluido	Agua Residual de proceso	Agua Residual de proceso	Agua Residual de proceso
Fase almacenada del Fluido:	Liquida	Liquida	Liquida
Barrera de protección:	No	No	No
Condición del recubrimiento:	Promedio	Promedio	Promedio
Posee un plan de mantenimiento:	No	No	No
Estado de asentamientos:	No inspeccionado	No inspeccionado	No inspeccionado
Laminas soldadas:	Si	Si	Si
Tipo de suelo:	Concreto	Concreto	Concreto
Diámetro del tanque (ft):	28	20	20
Altura del tanque (ft):	49	40	40
Altura de llenado (ft):	14,4	13,5	13,5
Altura del anillo (ft):	7,54	5,9	5,9

4.5.2 Cálculo del factor frecuencia de falla. De acuerdo a la tabla de API 581 se determina un valor de frecuencia de falla por equipo y componente, de acuerdo a las experiencias en la industria dependiendo del tipo de equipo API propone un valor aproximado del número de fallas por año:

Por lo anterior para los tanques de almacenamiento para el cuerpo y el fondo se tiene una frecuencia de falla de 7.2E-04 fallas/ año y 1.00E-4 fallas/año respectivamente utilizando la Table 4.1 – Frecuencia de falla sugerida según el tipo de equipo (gff).

4.5.3 Cálculo del factor de daño. Teniendo cuenta la descripción de proceso y la descripción de corrosión, el factor de daño a determinar es por adelgazamiento y a nivel general para todos los tanques de las etapas de igualación y acondicionamiento, la evaluación de la corrosión en el fondo del tanque según API 581.

En base a la información suministrada tanto de proceso, de corrosión e históricos de los equipos a evaluar se determinan los siguientes mecanismos de daño para los tanques de igualación y acondicionamiento.

Tabla 9. Identificación de mecanismos de daño.

MECANISMO DE DAÑO	CRITERIOS DE ASIGNACIÓN	SIGLA DE IDENTIFICACIÓN
ADELGAZAMIENTO GENERAL	Evaluación de espesores	M-01
CORROSIÓN ATMOSFÉRICA PARA FONDO DEL TANQUE	Evaluación de los factores lado producto y lado suelo	M-02

4.5.3.1 Corrosión por adelgazamiento general: Para el factor de daño de adelgazamiento se calcula inicialmente el factor A_{rt} :

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} * age}{t_{min} + CA} \right), 0 \right]^{11}$$

¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Op. Cit.

Donde:

t_{rd} : Espesor nominal de lámina (pulgadas)

$C_{r,bm}$: Rata de corrosión base (mpy)

age : Tiempo desde la última inspección (años)

t_{min} : Espesor mínimo requerido (pulgadas)

CA : Corrosión permisible (pulgadas)

Se calcula el espesor mínimo requerido para realizar los cálculos de probabilidad de falla según la norma API 653:

$$t_{min} = \frac{2.6 * (H - 1) * D * G}{S * E}^{12}$$

Donde:

H: Altura máxima operacional (ft)

D: Altura máxima operacional (ft)

G: Gravedad específica del producto 1 ft/s²

S: Esfuerzo admisible del material (psi)

E: Factor de eficiencia de Junta

4.5.3.2 Corrosión atmosférica para fondo del tanque: Para la determinación de la corrosión tanto del lado producto como el lado suelo para el fondo del tanque se realiza de una manera cualitativa, de tal modo que se pueda obtener un resultado conservador; para así de esta manera generar una notación de priorización de inspección para estos equipos al área de mantenimiento.

El procedimiento desarrollado por la API 581 para determinar la corrosión para el fondo del tanque por el lado suelo es el siguiente:

¹² Ibid

$$CR_s = CR_{SB} * F_{SR} * F_{PA} * F_{TD} * F_{CP} * F_{TB} * F_{ST}^{13}$$

Donde:

CR_{SB} : Rata de corrosión base, la cual es igual a 5 mpy

F_{SR} : Factor de resistividad del suelo (Tabla 2.B.14.4)

F_{PA} : Factor de ajuste según el tipo de suelo (Tabla 2.B.14.5)

F_{TD} : Factor de ajuste de drenaje (Tabla 2.B.14.6)

F_{CP} : Factor de ajuste de sistema de protección catódica (Tabla 2.B.14.7)

F_{TB} : Factor de ajuste del tipo de fondo (Tabla 2.B.14.8)

F_{ST} : Factor de ajuste según temperatura de operación (Tabla 2.B.14.9)

Tabla 10. Ratas de corrosión para el fondo del tanque lado suelo

TANQUE	CR_{SB}	F_{SR}	F_{PA}	F_{TD}	F_{CP}	F_{TB}	F_{ST}	CR_s
Fondo TI 01	5	1	1	1	0,66	1,4	1	4.62
Fondo TA 01	5	1	1	1	0,66	1,4	1	4.62
Fondo TA 01	5	1	1	1	0,66	1,4	1	4.62

Para determinar los anteriores factores, API 581 establece las siguientes tablas como ayuda a falta de información por parte de proyectos:

¹³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit. 2008.

Tabla 11. 2B.14.4 – Soil Side Soil Resistivity Adjunstment Factor

Resistivity (ohm-cm)	Potential Corrosion Activity	Multiplying Factor – F_{SR}
< 500	Very Corrosive	1.5
500 – 1000	Corrosive	1.25
1000 – 2000	Moderately Corrosive	1.0
2000 – 10000	Mildly Corrosive	0.83
> 10000	Progressively Less Corrosive	0.66
Tank with RPB		1.0

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 12. 2B.14.5 – Soil Side Tank Pad Adjunstment Factor**Table 2.B.14.5 – Soil Side Tank Pad Adjustment Factor**

Tank Pad Type	Multiplying Factor – F_{PA}
Soil With High Salt	1.5
Crushed Limestone	1.4
Native Soil	1.3
Construction Grade Sand	1.15
Continuous Asphalt	1.0
Continuous Concrete	1.0
Oil Sand	0.7
High Resistivity Low Chloride Sand	0.7

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 13. 2B.14.6 – Soil Side Tank Crainage Adjunstment Factor**Table 2.B.14.6 – Soil Side Tank Drainage Adjustment Factor**

Tank Drainage Type	Multiplying Factor – F_{TD}
One Third Frequently Underwater	3
Storm Water Collects At Tank Base	2
Storm Water Does Not Collect At Tank Base	1

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 14. 2B.14.7 – Soil Side Cathodic Protection Adjustntment Factor**Table 2.B.14.7 – Soil Side Cathodic Protection Adjustment Factor**

Cathodic Protection Type	Multiplying Factor – F_{CP}
None	1.0
Yes Not Per API 651	0.66
Yes Per API 651	0.33

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 15. 2B.14.8 – Soil Side Tank Bottom Type Adjustntment**Table 2.B.14.8 – Soil Side Tank Bottom Type Adjustment**

Tank Pad Type	Multiplying Factor – F_{TB}
RPB Not Per API 650	1.4
RPB Per API 650	1.0
Single Bottom	1.0

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 16. 2B.14.9 – Soil Side Temperature Adjustntment**Table 2.B.14.9 – Soil Side Temperature Adjustment**

Soil Side Temperature		Multiplying Factor – F_{ST}
°C	°F	
Temp ≤ 24	Temp ≤ 75	1.0
24 < Temp ≤ 66	75 < Temp ≤ 150	1.1
66 < Temp ≤ 93	150 < Temp ≤ 200	1.3
93 < Temp ≤ 121	200 < Temp ≤ 250	1.4
> 121	> 250	1.0

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

La ecuación para determinar el daño por corrosión para el lado producto según API 581 es el siguiente:

$$CR_P = CR_{PB} * F_{PC} * F_{PT} * F_{SC} * F_{WD}^{14}$$

Donde:

CR_{PB} : Rata de corrosión base, la cual es igual a 2 mpy

F_{PC} : Factor de ajuste de condición del producto (Tabla 2.B.14.11)

F_{PT} : Factor de ajuste de temperatura de operación (Tabla 2.B.14.12)

F_{SC} : Factor de ajuste de presencia de traceado (Tabla 2.B.14.13)

F_{WD} : Factor de ajuste de drenador de agua de fondo (Tabla 2.B.14.14)

Tabla 17. Ratas de corrosión para el fondo del tanque lado producto

TANQUE	CR_{PB}	F_{PC}	F_{PT}	F_{SC}	F_{WD}	CR_P
Fondo TI 01	2	2,5	1,1	1	1	5,5
Fondo TA 01	2	2,5	1,1	1	1	5,5
Fondo TA 01	2	2,5	1,1	1	1	5,5

Para determinar los anteriores factores, API 581 establece las siguientes tablas como ayuda a falta de información por parte de proyectos:

¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit. 2008.

Tabla 18. 2B.14.11 – Product Side Product Condition Adjustment**Table 2.B.14.11 – Product Side Product Condition Adjustment**

Product Side Condition	Multiplying Factor – F_{PC}
Wet	2.5
Dry	1.0

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 19. 2B.14.12 – Product Side Temperature Adjustment**Table 2.B.14.12 – Product Side Temperature Adjustment**

Product Side Temperature		Multiplying Factor – F_{PT}
°C	°F	
Temp ≤ 24	Temp ≤ 75	1.0
24 < Temp ≤ 66	75 < Temp ≤ 150	1.1
66 < Temp ≤ 93	150 < Temp ≤ 200	1.3
93 < Temp ≤ 121	200 < Temp ≤ 250	1.4
> 121	> 250	1.0

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 20. 2B.14.13 – Product Side Steam Coil Adjustment**Table 2.B.14.13 – Product Side Steam Coil Adjustment**

Steam Coil	Multiplying Factor – F_{SC}
No	1.0
Yes	1.15

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Tabla 21. 2B.14.14 – Product Side Water Draw off Adjunstment

Table 2.B.14.14 – Product Side Water Draw-off Adjustment

Water Draw-off	Multiplying Factor – F_{WD}
No	1.0
Yes	0.7

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

De acuerdo a lo anterior y según la metodología se tienen dos situaciones, si se presentan corrosión generalizada en el caso del lado producto y lado suelo se suman las dos velocidades de corrosión y si se presenta corrosión localizada en alguno de los casos, se escogería la mayor velocidad de corrosión (Ver Figura 16).

Figura 16. Metodología para determinar la rata de corrosión final del fondo del tanque.

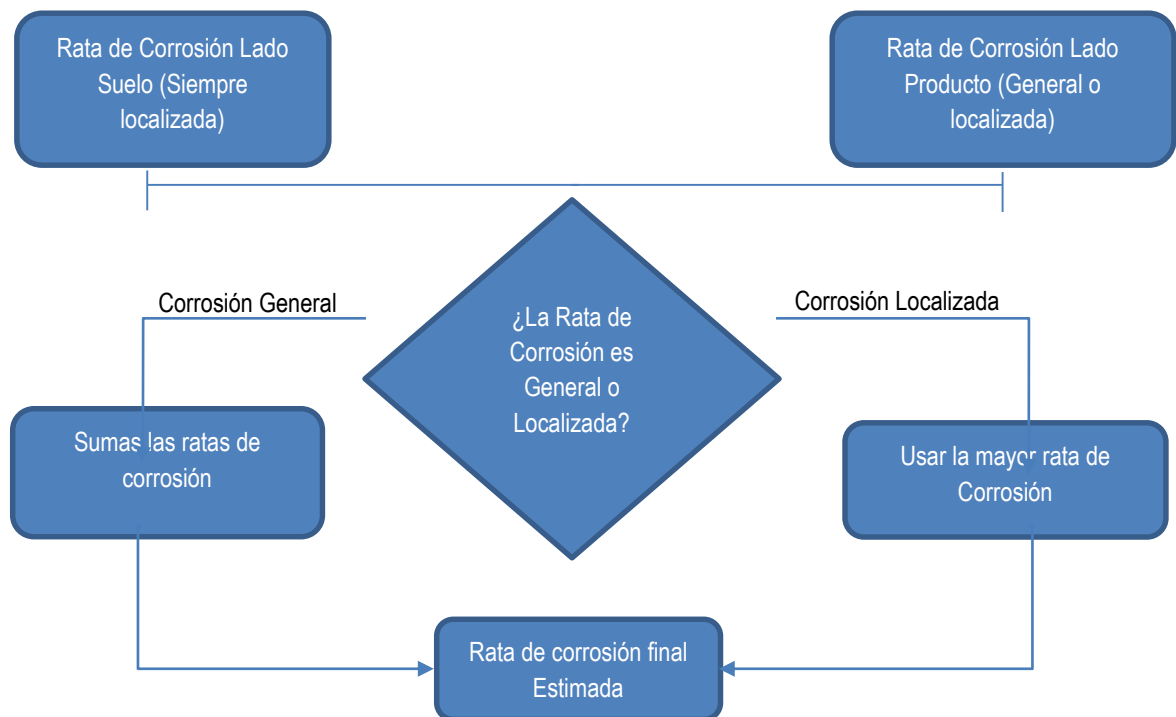


Tabla 22. Ratas de corrosión para el fondo del tanque

TANQUE	CR_{SB}	CR_{PB}	CR
Fondo TI 01	4,62	5,5	10,12
Fondo TA 01	4,62	5,5	10,12
Fondo TA 01	4,62	5,5	10,12

Una vez de determina el espesor mínimo y la rata de corrosión tanto para el cuerpo como para el fondo del tanque se realiza el cálculo del factor A_{rt} como se muestra a continuación:

Tabla 23. Factor A_{rt} para probabilidad de falla

TANQUE	t_{rd} (Pulg)	t_{min} (Pulg)	age (Años)	$C_{r,bm}$ (mils/año)	CA (Pulg)	A_{rt}
Cuerpo TI 01	0,184	0,028	7	10	0,125	0,255
Cuerpo TA 01	0,186	0,042	8	10	0,125	0,365
Cuerpo TA 02	0,180	0,042	8	10	0,125	0,401
Fondo TI 01	0,187	0,028	7	10,2	0,125	0,327
Fondo TA 01	0,187	0,042	8	10,2	0,125	0,455
Fondo TA 01	0,187	0,042	8	10,2	0,125	0,455

Una vez determinado el factor A_{rt} se determina el factor de adelgazamiento D^{thin}_{fB} según las tablas 24 y 25 de API 581 para el cuerpo o techo y fondo del tanque respectivamente:

Tabla 24. Factores de adelgazamiento para el cuerpo del tanque

Table 5.11 – Thinning Damage Factors

A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Y para el fondo del tanque se determina por la tabla 25:

Tabla 25. Factores de adelgazamiento para el fondo del tanque

Table 5.12 – Thinning Damage Factors for Tank Bottoms

A_{rt}	Inspection Effectiveness				
	E	1 Inspection			
		D	C	B	A
0.05	4	1	1	1	1
0.10	14	3	1	1	1
0.15	32	8	2	1	1
0.20	56	18	6	2	1
0.25	87	32	11	4	3
0.30	125	53	21	9	6
0.35	170	80	36	16	12
0.40	222	115	57	29	21
0.45	281	158	86	47	36
0.50	347	211	124	73	58
0.55	420	273	173	109	89
0.60	500	346	234	158	133
0.65	587	430	309	222	192
0.70	681	527	401	305	270
0.75	782	635	510	409	370
0.80	890	757	638	538	498
0.85	1005	893	789	696	658
0.90	1126	1044	963	888	856
0.95	1255	1209	1163	1118	1098
1.00	1390	1390	1390	1390	1390

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-19. API-581.

Por medio de la siguiente formula, se determina el factor de daño total por adelgazamiento:

$$D^{thin}_f = \frac{D^{thin}_{fB} * F_{IP} * F_{DL} * F_{WD} * F_{AM} * F_{SM}}{F_{OM}}^{15}$$

Donde:

F_{IP} : Factor de ajuste para puntos de inyección en tubería

F_{DL} : Factor de Puntos muertos en tubería

F_{WD} : Factor de componentes soldados aplicable para tanques atmosféricos

F_{AM} : Factor de mantenimientos API 653 aplicable para tanques atmosféricos

F_{SM} : Factor de asentamientos aplicable para tanques atmosféricos

F_{OM} : Factor de ajuste por monitoreo de corrosión para tubería

Los factores F_{IP} , F_{DL} , F_{OM} , no aplican para tanques de almacenamiento por lo cual según API 581 son igual a uno (1). Y para el caso de los factores $F_{WD} = 1$, $F_{AM} = 5$, $F_{SM} = 1,5$.

Tabla 26. Factor de daño total

TANQUE	A_{rt}	D^{thin}_{fB}	D^{thin}_f
Cuerpo TI 01	0,255	520	3900
Cuerpo TA 01	0,365	900	6750
Cuerpo TA 02	0,401	900	6750
Fondo TI 01	0,327	125	937,5
Fondo TA 01	0,455	281	2107,5
Fondo TA 01	0,455	281	2107,5

¹⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit. 2008.

4.5.4 Cálculo del factor sistema de gerencia. Para determinar el factor de sistema de gerenciamiento, como una opción de la metodología de RBI según API 581; se asume un valor de uno (1) para facilitar la implementación y dar comodidad al proceso en el cual se tendría que realizar una serie de entrevistas a varios departamentos del complejo Bavaria y que por razones de disponibilidad no se dio una respuesta positiva al proceso.

Para determinar el factor de sistema de gerenciamiento según API 581 se utilizan las ecuaciones:

$$pscore = \frac{Score}{1000} * 100 (\%)^{16}$$

Donde:

Score: Puntaje obtenido de las entrevistas.

Y por último se utiliza la siguiente fórmula para determinar el factor de gerenciamiento F_{MS} :

$$F_{MS} = 10^{(-0,02*PSCORE+1)}^{17}$$

4.5.5 Probabilidad de falla total

Tabla 27. Probabilidad de falla total

TANQUE	<i>gff</i>	<i>DF</i>	<i>FMS</i>	<i>P (t) (fallas/año)</i>
Cuerpo TI 01	1.00 E-04	3900	1	0,39
Cuerpo TA 01	1.00 E-04	6750	1	0,675

¹⁶ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit. 2008.

¹⁷ Ibid.

TANQUE	<i>gff</i>	<i>DF</i>	<i>FMS</i>	<i>P (t) (fallas/año)</i>
Cuerpo TA 02	1.00 E-04	6750	1	0,675
Fondo TI 01	7.20 E-04	937,5	1	0,675
Fondo TA 01	7.20 E-04	2107,5	1	1,517
Fondo TA 01	7.20 E-04	2107,5	1	1,517

5. CÁLCULO DE LA CONSECUENCIA DE FALLA

Existe una metodología específica para el cálculo de la consecuencia de falla para los tanques de almacenamiento según API 581. En la cual se obtiene un resultado de consecuencia financiera y no se tiene en cuenta la parte de consecuencia inflamable, toxica, daños a personas o activos como si se hace en recipientes a presión. Dentro de esta metodología para determinar la consecuencia financiera, de igual manera se tienen en cuenta factores internos que involucran estos parámetros de daños ambientales y daños a personas, pero no se realiza como un modelado específico.

5.1 DETERMINAR LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO

En este paso se determinan las propiedades del fluido almacenado, para lo cual se tienen en cuenta características como el peso molecular, la viscosidad dinámica y la densidad del fluido en relación con las propiedades del suelo. Para de esta manera determinar la velocidad de filtración del fluido almacenado en caso de una consecuencia de derrame.

$$vel_{s,prod} = \frac{k_{h,prod}}{ps} \left(\frac{ft}{dia} \right)^{18}$$

Donde:

$k_{h,prod}$: Conductividad Hidráulica del producto (ft/día)

ps : Conductividad Hidráulica del suelo

¹⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3 Pág. 457-292. API 581

Para determinar la velocidad de filtración del fluido API 581 presenta los valores de porosidad dependiendo del tipo de suelo, según la tabla 28 como se muestra a continuación:

Tabla 28. Soil Types and Properties for Atmospheric Storage Tank Consequence Analysis

Soil Type	Hydraulic Conductivity for Water Lower Bound (in/s)	Hydraulic Conductivity for Water Upper Bound (in/s)	Soil Porosity
Coarse Sand	3.94E-2	3.94E-3	0.33
Fine Sand	3.94E-3	3.94E-4	0.33
Very Fine Sand	3.94E-4	3.94E-6	0.33
Silt	3.94E-6	3.94E-7	0.41
Sandy Clay	3.94E-7	3.94E-8	0.45
Clay	3.94E-8	3.94E-9	0.50
Concrete-Asphalt	3.94E-11	3.94E-12	0.99

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 457. API-581.

Tabla 29. Velocidad del producto derramado

TANQUE	$k_{h,prod}$	ps	$vel_{s,prod}$
TI 01	9,45E-09	0,99	9,54E-09
TA 01	9,45E-09	0,99	9,54E-09
TA 02	9,45E-09	0,99	9,54E-09

5.2 DETERMINAR ORIFICIO DE FUGA

Para determinar el tamaño del orificio de la fuga para tanques de almacenamiento la norma API 581 propone una la elección de un tamaño de agujero en relación a características como la barrera de prevención, diámetro del tanque y el tipo de mecanismo de daño. Se establecen dos tablas para el cuerpo y fondo del tanque:

Tabla 30. Diámetros del agujero de fuga o liberación para el cuerpo del tanque

TAMAÑO DEL ORIFICIO	RANGO DE DIÁMETROS DE AGUJEROS (Pulgadas)	DIÁMETROS DE AGUJERO DE LIBERACIÓN (pulgadas)
Pequeño	0-1/8	D1 = 0,125
Medio	>1/8 – ¼	D2 = 0,5
Grande	>1/4 – 2	D3 = 2
Ruptura	>2	D4 = 12(Diámetro tanque/4)

Tabla 31. Diámetros del agujero de fuga o liberación para el fondo del tanque

TAMAÑO DEL ORIFICIO	¿BARRERA DE PREVENCIÓN O DIQUE?	RANGO DE DIÁMETROS DE AGUJEROS (Pulgadas)	DIÁMETROS DE AGUJERO DE LIBERACIÓN (pulgadas)
Pequeño	SI	0-1/8	D1 = 0,125
	NO	0-1/2	D1 = 0,5
Ruptura	SI	>1/8	D4 = 12(Diámetro tanque/4)
	NO	>1/2	

Cabe denotar que para esta evaluación los valores determinados como diámetros de los agujeros en la tabla 31 se realizó para el caso sin barrera de prevención.

5.3 DETERMINAR LA RATA DE LIBERACIÓN O FUGA

5.3.1 Rata de liberación cuerpo del tanque. Se calcula la columna de líquido por encima del agujero, teniendo en cuenta la cantidad de anillos que tenga el tanque evaluado y se determina según API 581 por la siguiente formula:

$$W_n = 107 * 0,61 * A_n \sqrt{2 * g * h_{liq}} \left(\frac{bbl}{día} \right)^{19}$$

Donde:

h_{liq} : Altura máxima de llenado del tanque (ft)

g : Gravedad igual 32.2 (ft/s²)

Donde:

$$A_n = \frac{\pi d_n^2}{4}^{20}$$

A_n : Área del agujero de liberación o fuga (in²)

d_n : Diámetro del agujero (in)

Nota: El análisis de liberación o fuga en el cuerpo del tanque se realiza hasta el anillo número 2, ya que según la máxima altura de operación normal es de 14,4 pies y 13,5 pies para los tanques de igualación y acondicionamiento respectivamente.

¹⁹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Part 3. Op. Cit. Pág. 457-292.

²⁰ Ibid.

Por lo cual se tienen como resultado las dos ratas de liberación teniendo en cuenta la altura del líquido analizado.

Tabla 32. Descarga de la fuga o liberación cuerpo del tanque

TANQUE	A_n (in ²)	W_n (bbl/día)
Cuerpo TI 01	• 0,012 • 0,196 • 3,140 • 5538,96	• 24,336 • 389,383
Cuerpo TA 01	• 0,012 • 0,196 • 3,14 • 2826	• 23,564 • 377,018
Cuerpo TA 02	• 0,012 • 0,196 • 3,14 • 2826	• 23,564 • 377,018

5.3.2 Rata de liberación para el fondo del tanque. La rata de liberación determinada por un pequeño orificio en el fondo del tanque, está relacionado con la permeabilidad del suelo y la altura de llenado del tanque. Esta rata de liberación se determina por la siguiente formula:

$$W_n = 0,0815 * \pi * d_n \sqrt{2 * g * h_{liq} * n_{rh,n}} \quad \text{para } k_h > 86,4 * d_n^2 \text{ }^{21}$$

$$W_n = 8,059 * 0,21 * d_n^{0,2} * h_{liq}^{0,9} * k_h^{0,74} * n_{rh,n} \quad \text{para } k_h < 86,4 * d_n^2 \text{ }^{22}$$

²¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Part 3. Op. Cit. Pág. 457-292.

²² Ibid

Donde:

k_h : Conductividad Hidráulica del suelo (ft/día)

h_{liq} : Altura máxima de llenado del tanque (ft)

k_h : Conductividad Hidráulica del producto (ft/día)

$n_{rh,n}$: Número de agujero en función del diámetro del tanque (ft)

$$n_{rh,n} = \max \left[\left(\frac{D}{100} \right)^2, 1,0 \right]^{23}$$

Teniendo en cuenta la formula anterior, y la condición de la conductividad hidráulica de los productos se tiene una rata de liberación calculada por la formula.²⁴

Tabla 33. Descarga de la fuga o liberación fondo del tanque

TANQUE	$d_n^{0,2}$ (pulgadas)	$h_{liq}^{0,9}$ (pies)	$k_h^{0,74}$ (pies/día)	W_n (bbl/día)
Fondo TI 01	• 0,871	• 11,029	• 1,15E-06	• 1,4E-05
	• 2,426	• 11,029	• 1,15E-06	• 3,89E-05
Fondo TA 01	• 0,871	• 10,406	• 9,45E-09	• 1,33E-05
	• 2,268	• 10,406	• 9,45E-09	• 3,46E-05
Fondo TA 01	• 0,871	• 10,406	• 9,45E-09	• 1,33E-05
	• 2,268	• 10,406	• 9,45E-09	• 3,46E-05

²³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Op. Cit.

²⁴ Ibid.

5.4 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LIBERACIÓN O FUGA

La cantidad de volumen o inventario disponible para la liberación depende de la altura de operación del tanque para una fuga en el caso del cuerpo. Para el fondo del tanque se tiene en cuenta el panorama más crítico que sería la máxima altura de llenado del tanque.

5.4.1 Volumen de liberación o fuga para el cuerpo del tanque. Se determina el volumen del líquido por el número del anillo evaluado en el cual se encuentra la fuga por medio de la siguiente formula:

Altura de la columna de líquido:

$$LHT_{above,i} = [h_{liq} - (i - 1) * CHT] \text{ (pies)}^{25}$$

Donde:

i: Número del anillo evaluado

CHT: Altura del anillo evaluado (pies)

Para el cálculo del volumen del anillo evaluado se determina por la siguiente formula:

$$Lvol_{above,i} = \left(\frac{\pi D_{tank}^2}{4} \right) * LHT_{above,i}^{26}$$

Y el volumen en barriles se determina por la siguiente formula:

²⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Part 3. Op. Cit. Pág. 457-292.

²⁶ Ibid.

$$Bbl_{avail,n} = \left(\frac{Lvol_{avail,n}}{0,178} \right) (BBlS)^{27}$$

Tabla 34. Volumen para el cuerpo del tanque

TANQUE	$LHT_{above,i}$ (pies)	$Lvol_{above,i}$ (bbl)	$Bbl_{avail,n}$ (bbl)
Cuerpo TI 01	• 6,86	• 5846,680	• 32846,516
Cuerpo TA 01	• 7,6	• 1381,600	• 7761,797
Cuerpo TA 02	• 7,6	• 1381,600	• 7761,797

5.4.2 Volumen de liberación o fuga para el fondo del tanque. El volumen a determinar para una fuga en el fondo del tanque, se tiene en cuenta la altura de llenado del tanque. Y se determina por la siguiente formula:

$$Lvol_{Total} = \left(\frac{\pi D_{tank}^2}{4} \right) * h_{liq}^{28}$$

Y para convertir esta columna de líquido en barriles se emplea la siguiente formula:

$$Bbl_{Total} = \left(\frac{Lvol_{Total}}{0,178} \right) (BBlS)^{29}$$

²⁷ Ibid.

²⁸ Ibid.

²⁹ Ibid.

Tabla 35. Volumen para el fondo del tanque

TANQUE	h_{liq} (pies)	$Lvol_{above,i}$ (bbl)	$Bbl_{avail,n}$ (bbl)
Cuerpo TI 01	• 14,4	• 8862,336	• 49788,405
Cuerpo TA 01	• 13,5	• 4239	• 23814,607
Cuerpo TA 02	• 13,5	• 4239	• 23814,607

5.5 DETERMINAR LA RATA DEL VOLUMEN LIBERADO

Teniendo en cuenta el tamaño del agujero de liberación o fuga, se determina el volumen a fugar en relación a el tiempo de detección de la fuga y la duración de la misma de acuerdo al volumen disponible en el tanque evaluado.

5.5.1 Determinar la rata del volumen del cuerpo del tanque. Para el análisis del volumen a fugar se debe tener en cuenta el tiempo de detección que según la metodología de API 581, se plantea el siguiente panorama en relación al tamaño del agujero:

Tiempo de detección (t_{id}) = 7 días para tamaños de agujero donde $d_n \leq 3.17 \text{ mm}$ (0,125 mm)

Tiempo de detección (t_{id}) = 1 día para tamaños de agujero donde $d_n > 3.17 \text{ mm}$ (0,125 mm)

Se plantea dos resultados en la cual se da el volumen de liberación teniendo en cuenta el tamaño del agujero, el tiempo de detección y el volumen disponible en relación al anillo del cuerpo evaluado. Lo cual se presenta en la siguiente ecuación para fuga:

$$Bbl_n^{leak} = \min[\{rate_n * Id\}, Bbl_{avail,n}]^{30}$$

Y para ruptura total es:

Donde:

Id : Duración de la fuga basado en el volumen disponible (días)

$rate_n$: Rata de liberación (bbl/día) = W_n

$Bbl_{avail,n}$: Volumen disponible para una fuga (bbl)

Tabla 36. Rata del volumen liberado del cuerpo del tanque

TANQUE	Id (días)	$rate_n$ (bbl)	$Bbl_{avail,n}$ (bbl)	Bbl_n^{leak} (bbl)	$Bbl_n^{rupture}$ (bbl)
Cuerpo TI 01	• 7	• 24,336	49788,405	• 170,352	49788,405
	• 1	• 389,383		• 389,383	
Cuerpo TA 01	• 7	• 23,564	23814,607	• 164,948	23814,607
	• 1	• 377,018		• 377,018	
Cuerpo TA 02	• 7	• 23,564	23814,607	• 164,948	23814,607
	• 1	• 377,018		• 377,018	

³⁰ Ibid

5.5.2 Determinar la rata del volumen del fondo del tanque. Para determinar la rata del volumen a liberar en caso de una fuga se tiene un panorama diferente en el fondo del tanque, el cual depende de las fundaciones del tanque, y el tipo del dique como barrera de prevención. Y se presenta de la siguiente manera:

Tiempo de detección (t_{id}) = 7 días cuando las fundaciones del tanque son en concreto o asfalto

Tiempo de detección (t_{id}) = 30 días Cuando el tanque tiene barrera de prevención

Tiempo de detección (t_{id}) = 360 días para un tanque sin barreras de prevención
Para el agujero seleccionado el volumen de fuga es el siguiente:

$$Bbl_n^{leak} = \min[\{rate_n \cdot ld_n\}, Bbl_{avail,n}]^{31}$$

Donde:

ld : Duración de la fuga basado en el volumen disponible (días)

$rate_n$: Rata de liberación (Bbl/día)

$Bbl_{avail,n}$: Volumen disponible para una fuga (BBLs)

Tabla 37. Rata del volumen liberado del fondo del tanque

TANQUE	ld (días)	$rate_n$ (bbl)	$Bbl_{avail,n}$ (bbl)	Bbl_n^{leak} (bbl)	$Bbl_n^{rupture}$ (bbl)
Fondo TI 01	360	1,4E-05 3,89E-05	49788,405	5,04E-03 1,4E-02	49788,405
Fondo TA 01	360	1,33E-05 3,46E-05	23814,607	4,79E-03 1,25E-02	23814,607

³¹ Ibid.

TANQUE	I_d (días)	$rate_n$ (bbl)	$Bbl_{avail,n}$ (bbl)	Bbl_n^{leak} (bbl)	$Bbl_n^{rupture}$ (bbl)
Fondo TA 02	360	• 1,33E-05 • 3,46E-05	23814,607	• 4,79-03 • 1,25E-02	23814,607

5.6 DETERMINAR LA CONSECUENCIA FINANCIERA

Para determinar la consecuencia financiera según API 581 para tanques de almacenamiento se plantea dos panoramas. El panorama de ruptura total o el de fuga continua tanto para el fondo como para el cuerpo del tanque.

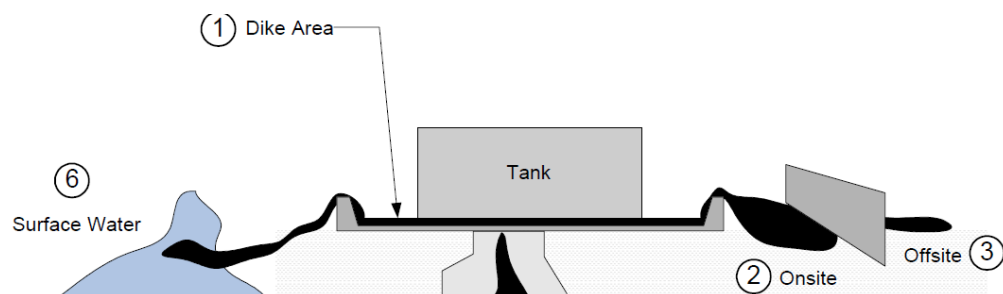
5.6.1 Consecuencia financiera para el cuerpo del tanque. Para el cuerpo del tanque según API 581 se presentan los siguientes escenarios:

$P_{lvdi ke}$: Porcentaje de fluido fuera del dique

P_{onsite} : Porcentaje de fluido fuera del área del dique, pero permanece en el sitio

$P_{offsite}$: Porcentaje de fluido fuera del área del dique, pero permanece fuera del sitio

Figura 17. Escenario según API 581 de fugas del cuerpo del tanque



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 607. API-581

Para determinar los costos asociados a los daños ambientales, API 581 presenta la tabla 7.6 las opciones de costos a diferentes categorías según lo conservador que se maneja el análisis de consecuencias para la metodología de RBI en las fugas de tanques de almacenamiento.

Para el escenario de fugas en el cuerpo del tanque se presentan los siguientes parámetros y costos relacionados al impacto ambiental:

Tabla 38. Costo de impacto ambiental por escenarios de liberación según API 581 para el cuerpo del tanque

Ubicación	Descripción	Impacto Ambiental		
		Bajo (US/bbl)	Medio (US/bbl)	Alto (US/bbl)
1	C_{indike} - Costo ambiental por producto ubicado en el área del dique.	10	10	10
2	$C_{ss-onsite}$ - Costo ambiental por producto ubicado en suelo superficial ubicado en el sitio.	50	50	50
3	$C_{ss-offsite}$ - Costo ambiental para el producto ubicado en el suelo superficial ubicado fuera del sitio.	100	250	500
6	C_{water} - Costo ambiental por producto en aguas superficiales.	500	1500	5000

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 492. API-581

Tabla 39. Costo de impacto seleccionado para los tanques evaluados

TANQUE	C_{indike} (\$/bbl)	$C_{ss-onsite}$ (\$/bbl)	$C_{ss-offsite}$ (\$/bbl)	C_{water} (\$/bbl)	P_{lvdike} (%)	P_{onsite} (%)	$P_{offsite}$ (%)
Cuerpo TI 01	10	50	500	5000	20	50	30
Cuerpo TA 01	10	50	500	5000	20	50	30
Cuerpo TA 02	10	50	500	5	20	50	30

5.6.1.1 Consecuencia financiera por fugas o liberaciones: De tal manera que la consecuencia financiera determinada para un tanque de almacenamiento en una fuga o liberación de fluido en el cuerpo del tanque, según API 581 se determina con la siguiente formula:

$$FC_{envirom}^{leak} = Bbl_{indike}^{leak} \cdot C_{indike} + Bbl_{ss-onsite}^{leak} \cdot C_{ss-onsite} + Bbl_{ss-offsite}^{leak} \cdot C_{ss-offite} + Bbl_{water}^{leak} \cdot C_{water}^{32}$$

Tabla 40. Consecuencia financiera cuerpo del tanque

TANQUE	Bbl_{indike}^{leak} (bbl)	$Bbl_{ss-onsite}^{leak}$ (bbl)	$Bbl_{ss-offsite}^{leak}$ (bbl)	Bbl_{water}^{leak} (bbl)	$FC_{envirom}^{leak}$ (\$)
Cuerpo TI 01	39,436	4,930	1,479	3,451	18633,681
Cuerpo TA 01	18,863	2,358	0,707	1,651	8912,794
Cuerpo TA 02	18,863	2,358	0,707	1,651	8912,794

5.6.1.2 Consecuencia financiera por ruptura total: La consecuencia financiera para el escenario de ruptura total del cuerpo del tanque se calcula por la siguiente formula:

$$FC_{envirom}^{rupture} = Bbl_{indike}^{rupture} \cdot C_{indike} + Bbl_{ss-onsite}^{rupture} \cdot C_{ss-onsite} + Bbl_{ss-offsite}^{rupture} \cdot C_{ss-offite} + Bbl_{water}^{rupture} \cdot C_{water}^{33}$$

³² Ibid.

³³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 2008. Part 3. Op. Cit. Pág. 457-292.

Tabla 41. Consecuencia financiera por ruptura cuerpo del tanque

TANQUE	Bbl_{indike}^{leak} (bbl)	$Bbl_{ss-on site}^{leak}$ (bbl)	$Bbl_{ss-offs}^{leak}$ (bbl)	Bbl_{water}^{leak} (bbl)	$FC_{environ}^{rupture}$ (\$)
Cuerpo TI 01	43,220	5,403	1,621	3,782	13041,719
Cuerpo TA 01	20,673	2,584	0,775	1,809	23363,035
Cuerpo TA 02	20,673	2,584	0,775	1,809	23363,035

Donde la consecuencia final para el cuerpo del tanque se daría por la suma de la consecuencia ambiental en fuga y ruptura del mismo:

$$FC_{environ} = FC_{environ}^{leak} + FC_{environ}^{rupture}^{34}$$

Por último, para el cálculo de la consecuencia financiera para el cuerpo del tanque se tiene:

$$FC_{total} = FC_{environ} + FC_{cmd} + FC_{prod}^{35}$$

Donde FC_{cmd} como el costo de daño al componente y se determina por la siguiente formula:

$$FC_{cmd} = \left[\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * holecost_n}{gff_{total}} \right] * matcos^{36}$$

En el cual el valor del $holecost_n$ se determina segun la API 581 como el costo del daño a los componentes según el tamaño del agujero seleccionado y registrado en la tabla 5.15. (ver Anexo A).

³⁴ Ibid.

³⁵ Ibid.

³⁶ Ibid

El valor del *matcost* se determina según API 581 como el costo del material del equipo evaluado el cual se encuentra descrito en la tabla 5.16. (Ver Anexo B)

El factor FC_{prod} corresponde a los costos asociados con la interrupción del negocio y se determinan en función de la cantidad de tiempo de inactividad (y la pérdida de producción) asociada con la reparación del daño a la pieza específica del equipo que ha tenido una pérdida de contención (debido a agujeros o ruptura), así como el tiempo de inactividad asociado con la reparación del Equipo cerca del área de la liberación (área de consecuencia).

Se calcula por la siguiente formula:

$$FC_{prod} = (Outage_{cmd}) * prodcost^{37}$$

Donde:

$$Outage_{cmd} = \left[\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * Outage_n}{gff_{total}} \right]^{38}$$

En el cual se determina el $Outage_n$, que es el tiempo de inactividad estimado dependiendo del tipo de equipo según la tabla 5.17 de API 581.

El factor *prodcost* que es la perdida de producción por parada de planta debido al componente averiado se en el caso de Bavaria, los equipos después de 24 horas de inactividad de la planta PTAR se presenta una pérdida de producción de 35.000. \$/día.

³⁷ Ibid.

³⁸ Ibid

Tabla 42. Consecuencia financiera total cuerpo del tanque

TANQUE	FC_{cmd} (\$)	FC_{prod} (\$)	FC_{total} (\$)
Cuerpo TI 01	7532	230000	269207,4
Cuerpo TA 01	7532	230000	269807,829
Cuerpo TA 02	7532	230000	269807,829

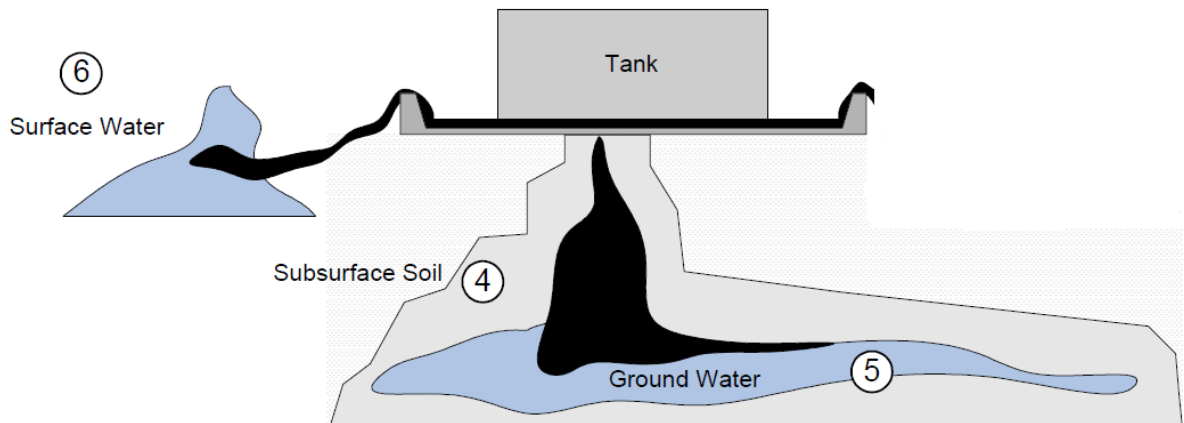
5.6.2 Consecuencia financiera para el fondo del tanque. Para el cuerpo del tanque según API 581 se presentan los siguientes escenarios:

P_{lvdike} : Porcentaje de fluido fuera del dique

$P_{lvdike-on\ site}$: Porcentaje de fluido fuera del área del dique, pero permanece en el sitio

$P_{lvdike-off\ site}$: Porcentaje de fluido que sale del sitio.

Figura 18. Escenario según API 581 de fugas del cuerpo del tanque



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 607. API-581

Para el escenario de fugas en el cuerpo del tanque se presenta los siguientes parámetros y costos relacionados al impacto ambiental para un evento de fuga en el fondo del tanque:

Tabla 43. Costo de impacto ambiental por escenarios de liberación según API 581 para el fondo del tanque

Ubicación	Descripción	Impacto Ambiental		
		Bajo (US/bbl)	Medio (US/bbl)	Alto (US/bbl)
4	$C_{subsoil}$ - Costo ambiental por producto ubicado en subsuelo.	500	1500	3000
5	$C_{groundwater}$ - Costo ambiental por producto en aguas subterráneas.	1000	5000	10000
6	C_{water} -Costo ambiental por producto en aguas superficiales.	500	1500	5000

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 3, Pág. 492. API-581

Tabla 44. Costo de impacto seleccionada para los tanques evaluados

TANQUE	$C_{subsoil}$ (\$/bbl)	$C_{groundwater}$ (\$/bbl)	C_{water} (\$/bbl)	P_{lvdike} (%)	P_{onsite} (%)	$P_{offsite}$ (%)
Fondo TI 01	3000	10000	5000	20	50	30
Fondo TA 01	3000	10000	5000	20	50	30
Fondo TA 02	3000	10000	5000	20	50	30

5.6.2.1 Tiempo inicial de llegada a el agua subterránea: Se debe determinar el tiempo que tarda el fluido liberado del tanque en llegar a un acuífero subterráneo en caso de una fuga en el fondo del tanque. Se calcula según la API 581 por la siguiente formula:

$$t_{gl} = \frac{S_{gw}}{vel_{s,prod}}^{39}$$

Donde:

S_{gw} : Distancia aproximada del agua subterránea al fondo del tanque (pies)

$vel_{s,prod}$: Velocidad de infiltración del producto (pies/día)

5.6.2.2 Consecuencia financiera por fugas o liberaciones: Para calcular la consecuencia financiera con respecto a fugas en el fondo del tanque se calcula por la siguiente formula:

$$FC_{envirom}^{leak} = \frac{\sum_{n=1}^3 (Bbl_{groundwater,n}^{leak} \cdot C_{groundwater} + Bbl_{subsoil,n}^{leak} \cdot C_{subsoil}) gff_n}{gff_{tot}}^{40}$$

Tabla 45. Consecuencia financiera para el fondo del tanque

TANQUE	S_{gw} (bbl)	$Bbl_{subsoil,n}^{leak}$ (bbl)	$Bbl_{groundwater}^{leak}$ (bbl)	$FC_{envirom}^{leak}$ (\$)
Fondo TI 01	10	• 5,04E-03 • 1,4E-02	0	56,962
Fondo TA 01	10	• 4,79E-03 • 1,25E-02	0	51,726
Fondo TA 02	10	• 4,79-03 • 1,25E-02	0	51,726

³⁹ Ibid.

⁴⁰ Ibid.

5.6.2.3 Consecuencia financiera por ruptura total: La consecuencia financiera para el escenario de ruptura total del fondo del tanque se calcula por la siguiente formula:

$$FC_{envirom}^{rupture} = Bbl_{indike}^{rupture} \cdot C_{indike} + Bbl_{ss-onsite}^{rupture} \cdot C_{ss-onsite} + Bbl_{ss-offsite}^{rupture} \cdot C_{ss-offsite} + Bbl_{water}^{rupture} \cdot C_{water}^{41}$$

Tabla 46. Consecuencia financiera por ruptura fondo del tanque

TANQUE	Bbl_{indike}^{leak} (bbl)	$Bbl_{ss-onsite}^{leak}$ (bbl)	$Bbl_{ss-offsite}^{leak}$ (bbl)	Bbl_{water}^{leak} (bbl)	$FC_{envirom}^{rupture}$ (\$)
Fondo TI 01	1,44E+07	1,80E+06	5,39E+05	1,26E+06	6,79E+09
Fondo TA 01	6,88E+06	8,60E+05	2,58E+05	6,02E+05	3,25E+09
Fondo TA 02	6,88E+06	8,60E+05	2,58E+05	6,02E+05	3,25E+09

Para el cálculo de la consecuencia total, se realiza de igual manera que el procedimiento establecido para el cuerpo del tanque, por lo cual la consecuencia de falla financiera total se calcula por:

$$FC_{total} = FC_{envirom} + FC_{cmd} + FC_{prod}^{42}$$

Donde:

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^3 gff_n \cdot holecost_n + holecost_4 \left(\frac{D_{tank}}{C_{36}} \right)^2}{gff_{total}} \right) \cdot matcos^{43}$$

⁴¹ Ibid.

⁴² Ibid

⁴³ Ibid.

En la ecuación el $holecost_n$, se puede determinar según API 581 en la tabla 5.15; que establece los valores del costo aproximado de reparación del equipo evaluación según el tipo de agujero.

De igual manera el $matcost$ que es el costo del material del equipo afectado, por medio de la table 5.16 de API 581.

Tabla 47. Consecuencia financiera por ruptura cuerpo del tanque

TANQUE	FC_{cmd} (\$)	FC_{prod} (\$)	FC_{total} (\$)
Fondo TI 01	5319	155050	6,79E+09
Fondo TA 01	5319	155050	3,25E+09
Fondo TA 02	5319	155050	3,25E+09

6. DETERMINACIÓN DEL RIESGO

Para la determinación del riesgo asociado a cada uno de los componentes de los equipos evaluados, en este caso se tiene el fondo y el cuerpo del tanque. Por medio de las tablas establecidas en la API 581 para los rangos de probabilidad y consecuencia de falla se establece la relación con la cual se puede determinar el riesgo de área o financiero.

Para el caso de la evaluación de tanques según la metodología de API 581 el resultado para consecuencia está basado solamente en los factores financieros, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 48. Valores asociados con la probabilidad y consecuencia financiera según las categorías API 581

<i>Categoría de Probabilidad</i>		<i>Categoría de consecuencia</i>	
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$FC \leq 10,000$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$10,000 < FC \leq 100,000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$100,000 < FC \leq 1,000,000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$1,000,000 < FC \leq 10,000,000$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$FC > 10,000,000$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Base Resource Document. Second edition. Washington D.C.: API; 2008. 654p. Part 1, Pág. 1-27. API-581

6.1 RESULTADO DE PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA

De acuerdo a la tabla anterior se puede determinar el rango de probabilidad y consecuencia para el cuerpo y fondo de los tanques de igualación y acondicionamiento.

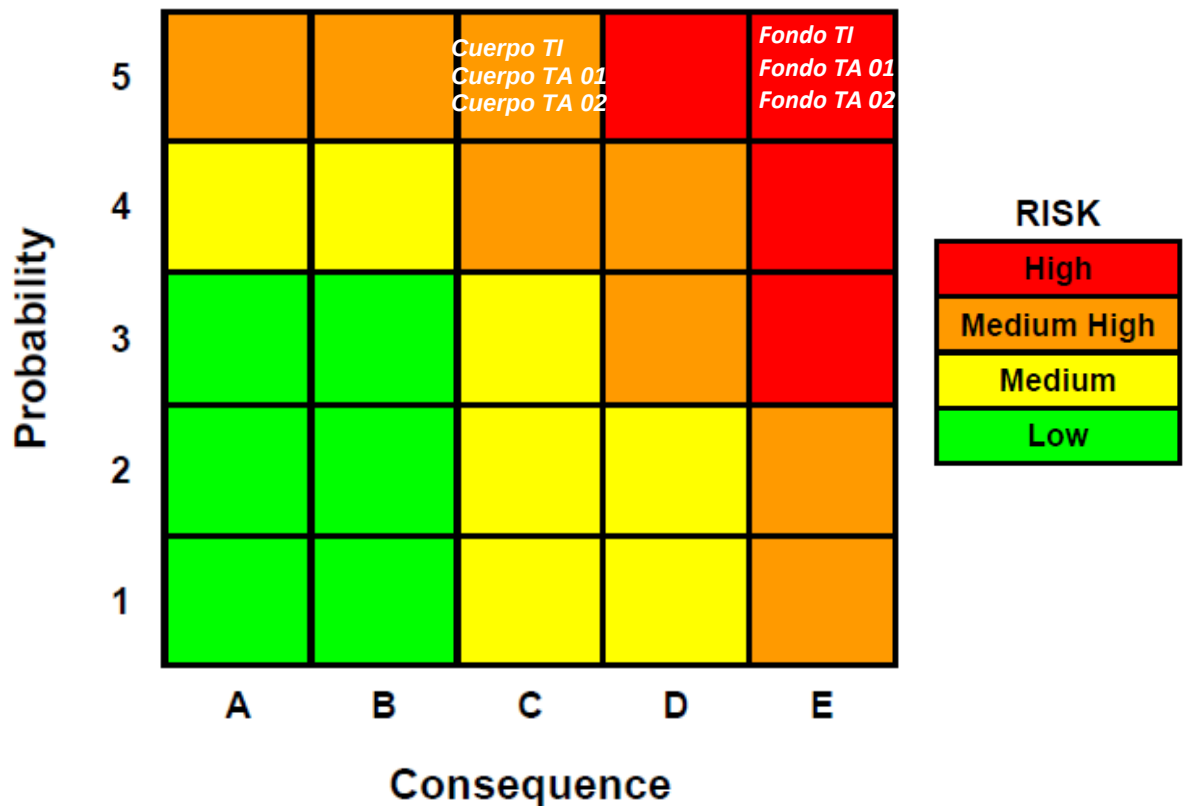
Tabla 49. Resultados de consecuencia y probabilidad de falla

TANQUE	DF	$P(t)$ (falla/año)	FC_{total} (\$)	Rango Probabilidad	Rango Consecuencia
Cuerpo TI 01	3900	0,39	269.207,4	5	C
Cuerpo TA 01	6750	0,675	269.807,829	5	C
Cuerpo TA 02	6750	0,675	269.807,829	5	C
Fondo TI 01	937,5	0,675	6,79E+09	5	E
Fondo TA 01	2107,5	1,517	3,25E+09	5	E
Fondo TA 02	2107,5	1,517	3,25E+09	5	E

Fuente: Autores

6.2 RESULTADO DE LA MATRIZ DE RIESGO

De acuerdo a la probabilidad y consecuencia de falla determinados para los tanques de igualación y acondicionamiento de la planta PTAR de BAVARIA S.A Bucaramanga, se ubica los equipos en la matriz de riesgo como una forma gráfica de representar el riesgo en los equipos evaluados.



6.3 DISEÑO DEL PLAN DE INSPECCIÓN PARA TANQUES

La elaboración de un plan de inspección basado en riesgos (RBI) genera en la empresa un concepto de prevención y conciencia sobre la importancia de tener en buen estado los equipos de producción y facilidades en este caso a los tanques de almacenamiento de productos derivados del petróleo.

La implementación de esta metodología API RP 581, se da con el objetivo de dictaminar la criticidad de los tanques de la planta PTAR; realizando una búsqueda de información y el siguiendo la metodología de RBI para dar como resultado un plan de inspección.

Se presenta la siguiente tabla en la cual se resume un plan de inspección, según los resultados obtenidos por el análisis de RBI y teniendo en cuenta que nunca se habían realizado.

Componente	Efectividad	Inspección	Fecha
Cuerpo TI 01	A	a. Inspección intrusiva: inspección visual con dimensionamiento, ensayo de partículas magnéticas a la soldadura filete cuerpo – fondo. b. Seguimiento de escaneo por ultrasonido (Scan B) y toma de espesores por anillo del tanque al 60 %.	Inmediato para inspección en servicio.
Cuerpo TA 01			
Cuerpo TA 02			
Fondo TI 01	A	a. Escaneo al 90% del fondo del tanque por MFL o Ultrasonido por espesores. b. Inspección visual con dimensionamiento (galga picadura) y cámara de vacío a soldaduras críticas (30%).	El próximo mantenimiento más cercano o 1 año.
Fondo TA 01			
Fondo TA 02			

7. CONCLUSIONES

- Como conclusión general, la metodología de RBI realiza un barrido tanto en el estado de los equipos de acuerdo a los mecanismos de daño identificados en relación a su proceso, así como las consecuencias que se podrían desarrollar a nivel de afectación de área, económica y ambiental para el caso de una fuga o liberación al ambiente para los tanques de igualación y acondicionamiento evaluados. Es por ello que se pueden identificar a lo largo del proceso una serie de aspectos que podrían ser de mejora o cambio de condiciones que puedan afectar la operatividad de los equipos.
- De acuerdo a la probabilidad de falla calculada como resultado cuantitativo de la metodología de RBI según API 581, se puede observar que los valores de fallas por año que podría tener el cuerpo y el fondo de los tanques de igualación y acondicionamiento de la planta PTAR son bastante altos. Ya que, según los resultados, en un año existe la probabilidad de presentarse un evento de liberación o fuga al ambiente.
- De acuerdo a los históricos de estos equipos, en los cuales solo se registran una inspección desde hace más de 8 años, se podría inferir que no se tiene una periodicidad establecida de acuerdo a un plan de inspección que este acompañado de un plan de mantenimiento. Según API 653 para tanques de almacenamiento la periodicidad máxima de un tanque es de 10 años para su limpieza e inspección. Pero estas actividades de inspección no se han llevado a cabo, ni en servicio; ni intrusivo. Por lo cual, el factor de daño calculado tiene un valor alto que obedece a la falta de datos y falta de tareas de inspección por parte del área encargada.

- La mayoría de los datos utilizados, fueron seleccionados para dar un rango conservativo en el resultado. Es decir; que de acuerdo a los históricos de estos equipos es de gran importancia realizar actividades de inspección a la primera oportunidad, ya que el nivel de probabilidad de falla es muy alto.
- Dentro de los datos conservativos calculados se encuentra la rata de corrosión, teniendo en cuenta que no se tiene monitoreo o algún registro de cálculo para la toma de datos de corrosión; se optó por calcularla de acuerdo a la metodología de RBI API 581. Esto nos da como resultado una velocidad de más de 10 mpy; siendo un dato bastante conservador para generar una alerta de inspección más que por la corrosividad del fluido. Es por ello que se hace importante la implementación y ejecución del plan de inspección para iniciar un registro de datos de corrosión para futuros análisis de RBI.
- Uno de los factores a resaltar dentro del análisis de consecuencia es la falta de barrera de prevención o diques para los tanques. Ya que este elemento de protección para el caso de una liberación o fuga es de vital importancia y gran impacto dentro de la metodología de RBI para un resultado de consecuencia de financiera o ambiental. Es por ello que los resultados fueron notorios en cuanto a la falta de este elemento por la consecuencia de alto nivel y consigo un nivel de riesgo intolerable para operación.
- El resultado a nivel general como se presenta de manera gráfica en la matriz de riesgo es ALTO y MEDIO ALTO. Por lo anterior, dentro del plan de inspección recomendado para los tanques de almacenamiento de igualación y acondicionamiento de la planta PTAR de BAVARIA S.A., son de categoría A. Esta categoría tiene las mejores técnicas de inspección y el porcentaje de cubrimiento más alto.

- El plan de inspección recomendado de efectividad tipo A, presenta el mayor cubrimiento; con lo que se quiere lograr un levantamiento de información de inspección para los tanques evaluados, de tal manera que con dichos datos se realice una actualización de RBI y se logre bajar la criticidad del equipo y diagnosticar con una mejor certeza una fecha o periodicidad de inspección.

BIBLIOGRAFÍA

API RP 571 – Damage Mechanisms in the Refinery and Petrochemical Industry, American Petroleum Institute, Washington, DC, 20005.

API RP 581 Part 1- Inspection Planning Using API RBI Technology, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Sept. 2008.

API RP 581 Part 2- Determination of Probability of Failure in an API RBI Assessment, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Sept. 2008.

API RP 581 Part 3- Consequence Analysis in an API RBI Assessment, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Sept. 2008.

API, API 574 – Inspection Practices for Piping System Components, Third Edition, American Petroleum Institute (API), Washington, DC., Nov. 2009.

API, API 579-1/ASME FFS-1 2007 Fitness-For-Service, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Jun. 2007.

API, API RP 580 - Recommended Practice for Risk-Based Inspection, American Petroleum Institute, Washington, D.C.

API, API STD 653 – Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, American Petroleum Institute, Washington, DC, 20005.

API, API STD 653 – Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, American Petroleum Institute (API), Washington, DC, 20005.

ANEXOS

ANEXO A. Tabla de costos por componente

Table 5.15 – Component Damage Costs

Equipment Type	Component Type	Damage Cost (2001 US Dollars), <i>holecost</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	10000	20000	100000	300000
Compressor	COMPR	5000	10000	50000	100000
Heat Exchanger	HEXSS	1000	2000	20000	60000
Heat Exchanger	HEXTS	1000	2000	20000	60000
Heat Exchanger	HEXTUBE	1000	2000	20000	60000
Pipe	PIPE-1	5	0	0	20
Pipe	PIPE-2	5	0	0	40
Pipe	PIPE-4	5	10	0	60
Pipe	PIPE-6	5	20	0	120
Pipe	PIPE-8	5	30	60	180
Pipe	PIPE-10	5	40	80	240
Pipe	PIPE-12	5	60	120	360
Pipe	PIPE-16	5	80	160	500
Pipe	PIEGT16	10	120	240	700
Pump	PUMP2S	1000	2500	5000	5000
Pump	PUMPR	1000	2500	5000	10000
Pump	PUMP1S	1000	2500	5000	5000
Tank650	TANKBOTTOM	5000	0	0	120000
Tank650	COURSE-1	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-2	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-3	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-4	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-5	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-6	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-7	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-8	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-9	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-10	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	KODRUM	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	FINFAN	1000	2000	20000	60000
Vessel/FinFan	FILTER	1000	2000	4000	10000
Vessel/FinFan	DRUM	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	REACTOR	10000	24000	40000	80000
Vessel/FinFan	COLTOP	10000	25000	50000	100000
Vessel/FinFan	COLUMD	10000	25000	50000	100000
Vessel/FinFan	COLBTM	10000	25000	50000	100000

ANEXO B. Tabla de costos por materiales

Table 5.16 – Material Cost Factors

Material	Cost Factor, <i>matcost</i>	Material	Cost Factor, <i>matcost</i>
Carbon Steel	1.0	90/10 Cu/Ni	6.8
1.25Cr-0.5Mo	1.3	Clad Alloy 600	7.0
2.25Cr-1Mo	1.7	CS "Teflon" Lined	7.8
5Cr-0.5Mo	1.7	Clad Nickel	8.0
7Cr-0.5Mo	2.0	Alloy 800	8.4
Clad 304 SS	2.1	70/30 Cu/Ni	8.5
Polypropylene Lined (pp)	2.5	904L	8.8
9Cr-1Mo	2.6	Alloy 20	11
405 SS	2.8	Alloy 400	15
410 SS	2.8	Alloy 600	15
304 SS	3.2	Nickel	18
Clad 316 SS	3.3	Alloy 625	26
CS "Saran" Lined	3.4	Titanium	28
CS Rubber Lined	4.4	Alloy "C"	29
316 SS	4.8	Zirconium	34
CS Glass Lined	5.8	Alloy "B"	36
Clad Alloy 400	6.4	Tantalum	535

ANEXO C. Tabla de Frecuencia de Inspecciones por API 653

TAG Tanque																																																
Cálculo de Inspecciones																																																
$Ca = tact - tmin = \text{Corrosión Admisible Remanente (pulg.)}$ $Cr = \frac{tprev - tact}{Y} = \text{Rata de Corrosión (pulg./Años)}$ $Y = \text{Edad del Tanque (Años)}$ Donde: Ca = Corrosión admisible remanente del anillo bajo consideración, pulg. Cr = Rata de Corrosión del anillo bajo consideración, pulg./Años $tact$ = Espesor mínimo medido del anillo bajo consideración en el momento de la inspección, pulg. $tmin$ = Mínimo espesor requerido del anillo a la máxima altura de llenado, pulg. $tprev$ = Mínimo espesor del anillo en la última inspección o espesor nominal original, pulg. Y = Tiempo transcurrido entre $tprev$ y $tact$, Años UIT = Inspección Ultrasonica de Espesores, Años ExI = Inspección Externa, Años																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #0056b3; color: white;"> <th>Anillo</th> <th>$tprev$</th> <th>$tact$</th> <th>$tmin$</th> <th>Ca</th> <th>Cr</th> <th>UIT</th> <th>ExI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>	Anillo	$tprev$	$tact$	$tmin$	Ca	Cr	UIT	ExI																																								
Anillo	$tprev$	$tact$	$tmin$	Ca	Cr	UIT	ExI																																									
Comentarios																																																

ANEXO D. Cálculo de espesor mínimo de funcionamiento

TAG Tanque																																																							
Cálculo del espesor mínimo requerido																																																							
$t_{min} = 2.6 \cdot (H-1) \cdot D \cdot G / S \cdot E$																																																							
H:	Altura máximo de llenado (ft)																																																						
D:	Diámetro nominal del tanque (ft)																																																						
G:	Gravedad específica del producto																																																						
S:	Esfuerzo admisible del material (psi)																																																						
E:	Factor de eficiencia de Junta																																																						
t_{mi}	Espesor mínimo admisible, (pulg)																																																						
n:																																																							
t_{act}	Espesor actual (pulg)																																																						
t																																																							
	D:		G:		E:		H																																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr style="background-color: #0056b3; color: white;"> <th style="width: 10%;">Anillo</th> <th style="width: 10%;">Altura del anillo</th> <th style="width: 10%;">Altura del producto</th> <th style="width: 10%;">Material</th> <th style="width: 10%;">S</th> <th style="width: 10%;">t_{min} (in)</th> <th style="width: 10%;">t_{act} (in)</th> <th style="width: 10%;">Evaluación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>								Anillo	Altura del anillo	Altura del producto	Material	S	t _{min} (in)	t _{act} (in)	Evaluación																																								
Anillo	Altura del anillo	Altura del producto	Material	S	t _{min} (in)	t _{act} (in)	Evaluación																																																