



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

---

**ESTUDIO RBI (RISK BASED INSPECTION) BASADO EN API 581 – 580 DE  
TANQUE A PRESIÓN RECIBIDOR DE AMONIACO. PLANTA AMONIACO.  
ABOCOL S.A.**

**CAMILO ANDRÉS SANTACRUZ ROMERO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR**

**PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA**

**CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**JULIO 2013**



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

---

**ESTUDIO RBI (RISK BASED INSPECTION) BASADO EN API 581 – 580 DE  
TANQUE A PRESIÓN RECIBIDOR DE AMONIACO. PLANTA AMONIACO.  
ABOCOL S.A.**

**CAMILO ANDRÉS SANTACRUZ ROMERO**

**Trabajo de Grado presentado para optar por el título de Ingeniero Mecánico**

**Director**

**MsC, ME, Esp**

**Vladimir A. Quiroz**

---

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR**

**PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA**

**CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

**AGOSTO 2013**



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

---

Yo, CAMILO ANDRÉS SANTACRUZ ROMERO, Mayor de edad y domiciliado en la ciudad de Cartagena D. T y C. e identificado como consta al pie de la presente, de manera libre y espontánea, manifiesto en este documento mi voluntad de ceder a la **UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR** los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado **ESTUDIO RBI (RISK BASED INSPECTION) BASADO EN API 581 – 580 DE TANQUES A PRESIÓN RECIBIDORES DE AMONIACO. EQUIPO D-46. PLANTA AMONIACO. ABOCOL S.A.** producto de mi actividad académica para optar el título de **INGENIERO MECÁNICO** de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto el programa de ingeniería mecánica para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

Dado en la ciudad de Cartagena de Indias D.T. y C., a los 20 días del mes de Agosto de 2013.



---

CAMILO ANDRÉS SANTACRUZ ROMERO  
C.C. 73.207.442





Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Presidente del Jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Cartagena de Indias D.T. y C., 20 de Agosto de 2013



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

---

*A Dios por ponerme tantos obstáculos  
en el camino, tantas oportunidades  
perdidas, pero tanta fuerza para  
enfrentar día a día ese difícil camino de  
la vida.*

*A mi familia, a mis amigos.*

*"It's Always darkest before the dawn"*  
*Florence and The Machines*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1 Contenido</b>	
TABLA DE CONTENIDO .....	7
LISTADO DE IMÁGENES.....	11
LISTADO DE TABLAS.....	12
LISTADO DE GRÁFICAS .....	14
INTRODUCCION .....	16
JUSTIFICACIÓN.....	17
OBJETIVOS.....	18
1 ESTADO DEL ARTE METODOLOGIA RBI.....	19
1.1 ABOCOL S.A.....	19
1.2 Proceso de producción de Amoníaco .....	20
1.2.1 Proceso de Condensado – Almacenamiento de Amoníaco.....	21
1.3 Departamento Integridad – ABOCOL S.A.....	21
1.4 Inspección.....	21
1.5 Ensayos No Destructivos.....	22
1.6 Tipos de NDT.....	22
1.7 Mecanismos de Falla .....	24
1.7.1 Adelgazamiento.....	24
1.7.2 Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo .....	29
1.7.3 Fallas Metalúrgicas y Ambientales.....	32
1.7.4 Fallas Mecánicas.....	35
2 METODOLOGÍA RBI (RISK BASED INSPECTION) NORMA API 580-581 ...	38
2.1 RBI (Risk Based Inspection) .....	38



---

2.2	METODOLOGÍA RBI .....	38
2.2.1	Método Cualitativo.....	39
2.2.2	Método Cuantitativo .....	39
2.3	API 581 .....	40
2.4	PROBABILIDAD DE FALLA .....	40
2.4.1	Frecuencia Genérica de Falla .....	40
2.4.2	Factor de Sistema de Manejo .....	42
2.4.3	Factor de Daño.....	43
2.4.4	Cálculo Total de Factores de Daño para Múltiples Mecanismos de Falla	44
2.4.5	Factor Gobernante por Adelgazamiento. ....	44
2.4.6	Factor Gobernante por SCC (Stress Corrosion Cracking / Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo).....	48
2.4.7	Factor Gobernante por Daño Externo. ....	49
2.4.8	Factor Gobernante por Fractura por fragilidad. ....	51
2.4.9	Categoría de Efectividad de Inspección .....	53
2.5	CALCULO DE CONSECUENCIAS DE FALLA.....	55
2.5.1	Procedimiento de Cálculo. ....	56
2.5.2	Selección del Tamaño del Agujero de Liberación. ....	57
2.5.3	Cálculo de la tasa/velocidad teórica de liberación.....	57
2.5.4	Estimación de cantidad total de fluido disponible para liberación. ....	59
2.5.5	Determinar el tipo de liberación y método usado para modelar dispersión y consecuencias.....	60
2.5.6	Estimación del impacto del sistema de detección y aislamiento en la magnitud de la liberación.....	60

2.5.7	Determinación de la velocidad/rata y masa de liberación para el análisis de consecuencias.....	63
2.5.8	Cálculo de Consecuencias Tóxicas.....	63
2.5.9	Determinación de la probabilidad final ponderada de daño a los equipos y áreas consecuentes de lesiones personales.....	65
2.5.10	Cálculo Consecuencias Financieras .....	65
2.6	ANALISIS DE RIESGO.....	69
2.6.1	Matriz de Riesgo .....	69
2.7	Inspección Planeada Basada en Análisis de Riesgo. ....	72
2.7.1	Efectividad de las inspecciones. Planeación de inspecciones. ....	72
3	RESULTADOS APLICACIÓN RBI API 581 .....	76
3.1	Recibidor de Amoniaco D-46.....	76
3.1.1	Descripción del Equipo.....	76
3.2	Datos NDT Equipo.....	78
3.3	Espesor Mínimo Requerido .....	79
3.4	MAWP (Maximum Allowance Working Pressure) Máxima Presión Permisible de Trabajo. ....	80
3.5	Vida remanente .....	80
3.6	Probabilidad de Falla .....	81
3.7	Cálculo de Consecuencias de Falla.....	83
3.8	Estimación del Área de Consecuencia .....	89
3.9	Consecuencias Tóxicas Finales .....	90
3.10	Consecuencias Financieras Finales .....	90
3.11	Análisis de Riesgo .....	92

4	ANÁLISIS DE DATOS .....	94
5	CONCLUSIONES .....	101
6	APENDICE A .....	103
6.1	A.1. Leadership and Administration .....	103
6.2	A.2. Process Safety Information. ....	104
6.3	A.3. Process Hazard Analysis.....	106
6.4	A.4. Management of Change .....	108
6.5	A.5. Operating Procedures. ....	110
6.6	A.6. Safe Work Practices .....	112
6.7	A.7. Training .....	114
6.8	A.8. Mechanical Integrity.....	116
6.9	A.9. Pre-startup Safety Review .....	120
6.10	A.10. Emergency Response .....	122
6.11	A.11. Incident Investigation.....	124
6.12	A.12. Contractors.....	126
6.13	A.13. Management System Assesments .....	127
7	BIBLIOGRAFIA.....	128

## LISTADO DE IMÁGENES

Figura 1. Proceso de producción de Amoníaco.....	20
Figura 2. Matriz de Riesgo.....	70
Figura 3. Caso 1 Planeación de inspección.....	73
Figura 4. Caso 2 Planeación de Inspección.....	74
Figura 5. Caso 3 Planeación de Inspección.....	75
Figura 6. Plano Equipo. Vista Lateral. Descripción Nozzles .....	77
Figura 7. Vista Lateral.....	78
Figura 8. Matriz de Riesgo. Ubicación D-46 .....	93
Figura 9. Área de Consecuencia ft <sup>2</sup> .....	97
Figura 10. Área Total de Consecuencia.....	98
Figura 11. Foto Aérea.....	99

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Listado de NDT aplicativos a la industria Petroquímica. ....	23
Tabla 2. Adelgazamiento .....	28
Tabla 3. SCC-Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo .....	31
Tabla 4. Fallas Metalúrgicas y Ambientales.....	34
Tabla 5. Fallas Mecánicas .....	37
Tabla 6. Frecuencia Genérica de Falla. ....	41
Tabla 7. Listado de Temas Tablas anexadas en Apéndice A. ....	43
Tabla 8. Asignación de Efectividad de Inspección - Adelgazamiento .....	46
Tabla 9. Tabla de valores <i>Art</i> .....	47
Tabla 10. Tabla Categorías de Inspección. ....	50
Tabla 11. Rata de Corrosión en función de Temperatura de operación a Presión Atmosférica.....	50
Tabla 12. Categoría de la Efectividad de la Inspección Cualitativa.....	54
Tabla 13. Rango de Diámetros y su respectivo diámetro de agujero de liberación. ....	57
Tabla 14. Clasificación de Sistemas de Detección y Aislamiento. ....	61
Tabla 15. Factor de Reducción.....	62
Tabla 16. Máxima duración de la fuga, <i>ldmax</i> .....	62
Tabla 17. Constantes <i>e</i> y <i>f</i> para el cálculo del área de consecuencia tóxica. ....	64
Tabla 18. Costo de daño de equipos. ....	66
Tabla 19. Tiempo en días de parada (downtime).....	68
Tabla 20. Valores asignación Rango <i>Df</i> para la Matriz de Riesgo. ....	71
Tabla 21. Valores asignación de Rango desde el punto de vista Financiero.....	71
Tabla 22. Datos del Equipo.....	76
Tabla 23. Resumen inspecciones realizadas al Equipo D-46 durante el periodo 2004 -2012.....	79
Tabla 24. Tabla Cálculos MAWP .....	81
Tabla 26. Datos Equipo D-46.....	84
Tabla 27. Datos Fluido – Ambiente.....	84





---

Tabla 28. Propiedades en Condiciones de Almacenamiento.....	84
Tabla 29. Nivel de Riesgo NH <sub>3</sub> .....	85
Tabla 30. $W_n$ para dos fases. Flasheo .....	85
Tabla 31. $W_n$ fase de liberación de Vapor. ....	86
Tabla 32. $masscomp$ .....	86
Tabla 33. Tiempo de Liberación Calculado.....	86
Tabla 34. Datos Fluido NH <sub>3</sub> .....	87
Tabla 35. Tabla de Cálculos con interpolación. ....	87
Tabla 36. Masa total de liberación. ....	88
Tabla 37. Cálculos de Área de Consecuencia. ....	89
Tabla 38. Calculos $Id$ .....	89
Tabla 39. Consecuencias Finales Tóxicas.....	90
Tabla 40. Factor Daño del Equipo. ....	90
Tabla 41. Factor Costos de Producción.....	90
Tabla 42. Factor Lesiones Personales.....	91
Tabla 43. Cálculo Final de Consecuencias Financieras. $FC$ .....	91
Tabla 44. Riesgo por Área de Consecuencia .....	92
Tabla 45. Riesgo por Factor Financiero.....	92
Tabla 45. Proyección comportamiento Corrosión D-46 .....	94



## LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparación de niveles de riesgo con o sin métodos de inspección. ...	39
Gráfica 2. Factor de Corrección de Viscosidad.....	58
Gráfica 3. Tendencia Thk 2012-2020.....	94
Gráfica 4. Valores Presión y Temperatura de operación D-46 .....	95
Gráfica 5. Comparación $W_n$ .....	96



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar

CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

---

## INTRODUCCION

El desarrollo de este trabajo está basado en los estudios realizados por la API (Instituto Americano de Petróleos) sobre la metodología de estudio de riesgos, consecuencias-falla para lograr crear planes de inspección de mantenimiento preventivo sobre equipos críticos por su operación o consecuencias de falla. En este trabajo se realizará un análisis profundo de los efectos que genera el ambiente externo al equipo para detectar los modos de falla gobernantes y estudiar prevención de daño. Se determina la probabilidad de falla, consecuencias de falla desde el punto de vista social, física, económica y el impacto de estas sobre la empresa, así como su recíproco positivo, arrojando resultados alternativos para extender la vida remanente de los equipos bajo las estrictas normas de seguridad que convengan, y evitar consecuencias o daños irreparables.

En este documento se explica lo básico acerca de la metodología aplicada basada en la norma API 581 año 2008, así como descripciones básicas del proceso y sus efectos sobre los equipos, investigaciones realizadas sobre el tema, enfocándonos en los posibles creadores de falla sobre los equipos.

Se finaliza con la explicación de la metodología ya aplicada, cálculos y resultados obtenidos.

## **JUSTIFICACIÓN**

Día a día se ha ratificado la eficiencia en el mantenimiento preventivo de la metodología RBI en la proyección de intervenciones e inspecciones en fin de reducir riesgos y pérdidas.

Producción con bajo riesgo, bajo impacto ambiental, alta eficiencia productiva y económica son objetivos finales del estudio RBI.

A través de RBI se han detectado problemas por el análisis de factores externos causantes de fallas gobernantes, los cuales infieren dentro del proceso, logrando así cambios para lograr una eficiencia Mayor dentro del proceso de producción.

La disminución de accidentes por intervención de la metodología RBI, se ha comprobado que ha tenido un aumento significativo, evitando así costos y daños a la empresa y sus trabajadores.



## OBJETIVOS

- Aplicar la norma 581 como facilitador de un proceso de estudio RBI de un tanque receptor de amoníaco a una presión de 230 psi.
  - Calcular MAWP (Presión Máxima de Trabajo Admisible)
  - Calcular Vida Remanente del Equipo
  - Ubicar el Equipo dentro de la Matriz de Riesgo.
  - Calcular Área de consecuencias Máxima.
- Elaborar un plan de inspección como plan de mantenimiento preventivo adecuado para el equipo, para extender la vida remanente de este.

## 1 ESTADO DEL ARTE METODOLOGIA RBI

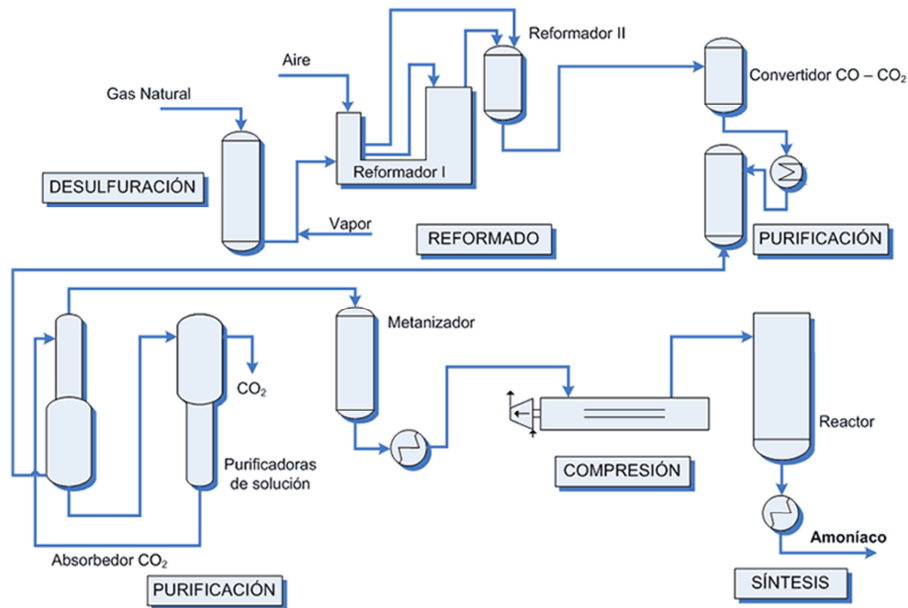
### 1.1 ABOCOL S.A

Abocol es una empresa dedicada a la producción de fertilizantes en estado sólido y líquidos como NPK, Nitrato de Calcio y diferentes derivados como fertilizantes nitrogenados, fosforados, potásicos, los cuales se derivan de la mezcla de materias primas entre las cuales esta como principal Amoníaco ( $NH_3$ ) y Ácido Nítrico ( $HNO_3$ ), las cuales se convierten en recursos principales para la producción total de la empresa.

ABOCOL S.A. consta de dos plantas situadas en la ciudad de Cartagena, a la altura del km 11 vía Mamonal, las cuales se nombran como Planta Norte y Planta Sur. En Planta Norte están situadas las plantas de Amoniaco (NAM), Ácido Nítrico (NAN 1, NAN 2 y NAN 3) y Nitrato de Amonio (NAP). En Planta Sur se sitúan las plantas de NPK, Nitrato de Calcio y Mezcladora. Estas están a una distancia aproximada de 130 metros de la bahía de Cartagena.

## 1.2 Proceso de producción de Amoniaco

En la figura 1, se muestra un diagrama general del proceso de producción que encontramos en la planta de Amoniaco de la empresa ABOBOL S.A.



**Figura 1. Proceso de producción de Amoniaco.**

Fuente: Ballestas, Sergio. Tri-generación industrial – Cálculos termodinámicos y económicos caso Abocol Cartagena.

El proceso requerido para producir amoníaco, requiere de Gas Natural y Aire. En una primera etapa, el gas natural es llevado a un proceso de desulfuración, el cual junto a vapor de agua entra al reformador primario y al contacto con un catalizador de níquel a alta temperatura se logra el proceso de reforma, transformándose en gas de síntesis ( $CO$ ,  $CO_2$  y  $H_2$  Libres) en un 89% aproximadamente del total que entra, dejando el 11% restante a un reformador secundario el cual hace la misma labor.

Después viene una segunda etapa en donde se purifica el  $CO$ ,  $CO_2$  que lleva el gas de síntesis, debido a que son elementos dañinos para el catalizador que se encuentra en la última etapa dentro del reactor donde se produce el amoníaco. Se



procede a convertir el  $CO$  en  $CO_2$  para llevarlo a través de la etapa de purificación final por medio de la monoetanolamina o MEA, la cual tiene la capacidad de absorber el  $CO_2$  y así lograr purificar por completo el gas de síntesis. Por último, se hace pasar el gas por el Metanizador que termina de absorber el  $CO_2$ , convirtiéndolo en metano y se retira la humedad en un secador. Para lograr la reacción con el catalizador en el reactor, se debe aumentar la presión a 4000 psig, a través de un sistema de compresión, logrando así sintetizar el amoníaco, para luego condensarlo y poder almacenar y lograr su posterior uso. [1]

### **1.2.1 Proceso de Condensado – Almacenamiento de Amoníaco.**

Como se mencionó anteriormente, después de lograr sintetizar el amoníaco se procede a condensar para luego ser almacenado, en los tanques de almacenamiento. En este proceso se reduce la presión de 4000 psig a 3  $inH_2O$  (pulgadas columna de agua).

### **1.3 Departamento Integridad – ABOCOL S.A.**

El departamento de integridad en la empresa está a cargo de los Equipos Estáticos y Rotativos. Se encarga de elaborar programas de mantenimiento, programas de inspección, termografías, costos de ciclo de vida, información técnica, programa RBI, análisis de riesgo, análisis RCA, análisis RCM, inspección preventiva de los equipos, con el fin de evitar a todo costo daños al personal e instalaciones de la empresa.

### **1.4 Inspección**

Actividad propia del mantenimiento en el cual se revisa el equipo o partes de él, con el fin de poder obtener una evaluación del estado en el que se encuentra. En esta no se ve alterado o modificado el estado del equipo, pero se logra detectar y definir a que acción someter. Se logran detectar anomalías para así lograr prevenir y reparar, antes que se presenten daños. Se estudia el comportamiento del equipo en general, para lograr calcular una vida útil promedio del equipo.

Se dividen en inspección rutinaria e inspección por condición, causa o anomalía. De acuerdo a los tipos gobernantes de falla que se presenten después de un estudio previo de la planta, su proceso y ambiente, se concluyen que tipos de inspección se realizarían para cuidar la integridad del equipo, todas dentro de las rutinarias, ya que se evita al máximo tener que hacer por condición, causa o anomalía.

### **1.5 Ensayos No Destructivos**

Los ensayos no destructivos o NDT (Non Destructive Testing) fueron creados por el hombre con el fin de tener una herramienta a la mano, para la detección de fallas o defectos, con un alto grado de precisión y confiabilidad. NDT permite una excelente balance entre control de calidad y costo-efectividad.

El número de métodos existentes de NDT que pueden ser usados para inspeccionar equipos ha aumentado notablemente, así mismo la ciencia sigue investigando sobre ellos. (1)

### **1.6 Tipos de NDT**

Existen varios métodos de NDT, cada uno con especialidades diferentes, se nombrara en la tabla 1 los más usados para inspección en recipientes a presión y afines de la industria petroquímica.



<b>NDT Método</b>
Inspección Visual Externa / Interna
Boroscopio para inspecciones no accesibles al ser humano.
Monitoreo de emisiones acústicas.
Ensayos Ultrasónicos para detección en soldaduras: <ul style="list-style-type: none"><li>• Técnica TOFD</li><li>• Phased Array</li><li>• AIRBORNE</li></ul>
Mapeo ultrasónico para corrosión interna por medio de scan B,C y Abis Scan.
Ensayo de Ondas Guiadas.
Partículas Magnéticas y Fluorescentes.
Tintas Penetrantes y Fluorescentes.
Medición de espesores a través de ultrasonido.
Radiografía Industrial X y Gamma.
MPI (Material Positive Identification) Identificación Positiva de Materiales.
Medición digital de contenido de ferrita en soldaduras.
Ensayo de Dureza digital.

**Tabla 1. Listado de NDT aplicativos a la industria Petroquímica.**

## 1.7 Mecanismos de Falla

En las tablas siguientes extraídas de API 580 y traducidas al español, se presenta un resumen de los principales mecanismos de fallas hallados y estudiados en el medio de la industria petroquímica.

### 1.7.1 Adelgazamiento

En la tabla 2 se presenta un resumen de los principales mecanismos de deterioro que presentan adelgazamiento:

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Corrosión por Ácido Hipoclorhídrico	Generalmente causa corrosión localizada en acero carbón y de baja aleación, especialmente en puntos de condensación inicial (<400°F). Los aceros inoxidables austeníticos experimentan picaduras por corrosión. Las aleaciones de níquel pueden corroerse bajo condiciones oxidantes.	Localizado	% Ácido, pH, materiales de construcción, temperatura	Cabezote de columna atmosférica de una unidad de crudo, efluentes de hidrotratamiento, sistemas catalíticos de regeneración de efluentes.
Corrosión Galvánica	Ocurre cuando dos metales están unidos y expuestos a un electrolito	Localizado	Materiales de construcción unidos, distancia en series galvánicas.	Agua de mar y algunos servicios de refrigeración de agua.

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Corrosión por Bisulfato de Amoníaco	Pérdida de metal altamente localizada debido a la corrosión por erosión en acero carbón y latón.	Localizado	NH <sub>4</sub> HS % en agua (Kp), velocidad, pH.	Formado por agrietamiento catalítico en hidrot ratamiento, hidroagrietamiento, agrietamiento catalítico, tratamiento con aminas y efluente de agua ácida, y sistemas de separación de gas.
Corrosión por Dióxido de Carbono	El dióxido de carbono es un gas corrosivo cuando se disuelve en agua, convirtiéndose en ácido carbónico. El CO <sub>2</sub> se encuentra en las secciones corriente arriba antes del tratamiento. La corrosión por CO <sub>2</sub> Acuoso de aceros carbón y de baja aleación es un proceso electroquímico que involucra la disolución anódica del hierro y la evolución catódica del hidrógeno. A menudo las reacciones están acompañadas por la formación de películas de FeCO <sub>3</sub> que pueden ser protectivos o no protectivos dependiendo de las condiciones.	Localizado	Concentración de dióxido de carbono, condiciones de proceso.	Un sistema condensado de vapor de la refinería, planta de hidrógeno y la sección de recuperación de vapor de la unidad de agrietamiento catalítico.
Corrosión por Ácido Sulfúrico	Ácido muy fuerte que causa pérdida de metal en varios materiales y depende de muchos factores.	Localizado	% Ácido, pH, materiales de construcción, temperatura, velocidad, oxidantes	Unidades de alcalinización de ácido sulfúrico, agua desmineralizada

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Corrosión por Ácido Hidrofluórico	Ácido muy fuerte que causa pérdida de metal en varios materiales.	Localizado	% Ácido, pH, materiales de construcción, temperatura, velocidad, oxidantes	Unidades de alcalinización de ácido sulfúrico, agua desmineralizada
Corrosión por Ácido Fosfórico	Ácido débil que causa pérdida de metal. Generalmente se agrega para inhibición de la corrosión biológica en tratamiento de agua.	Localizado	% Ácido, pH, materiales de construcción, temperatura.	Plantas de tratamiento de agua
Corrosión por Fenol	Ácido orgánico débil que causa corrosión y pérdida de metal en varias aleaciones	Localizado	% Ácido, pH, materiales de construcción, temperatura.	Plantas de petróleo pesado
Corrosión por Aminas	Utilizado en tratamiento de gas para retirar gases ácidos CO <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S disueltos. Corrosión generalmente causada por los gases ácidos no absorbidos o los productos de deterioro de las aminas.	General a bajas velocidades, localizado a altas velocidades	Tipo y concentración amina, material de construcción, temperatura, carga de gas ácido, velocidad	Unidades de tratamiento de gas amina
Corrosión Atmosférica	Proceso de corrosión general que ocurre bajo condiciones atmosféricas donde el acero carbón se convierte en óxido de hierro.	Corrosión general uniforme	Presencia de oxígeno, rango de temperatura y la disponibilidad de agua-humedad	Este proceso es evidente en procesos a altas temperaturas, donde los aceros carbón han sido utilizados sin recubrimientos protectivos (tubería de vapor, por ejemplo)

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Corrosión bajo Aislamiento	La CUI es un caso específico de corrosión atmosférica, donde las temperaturas y las concentraciones de agua-humedad pueden ser altas. A menudo los elementos corrosivos pueden ser sacados del material de aislamiento, creando un ambiente más corrosivo.	General a altamente localizado	Presencia de oxígeno, rango de temperatura, y la disponibilidad de agua-humedad y elementos constituyentes corrosivos dentro del aislamiento.	Tubería / recipientes aislados.
Corrosión del Suelo	Las estructuras metálicas en contacto con el suelo se corroen	General a localizado	Material de construcción, características del suelo, tipo de recubrimiento.	Parte inferior de los tanques, tubería subterránea
Corrosión Sulfídica a Alta Temperatura sin H <sub>2</sub>	Proceso corrosivo similar a la corrosión atmosférica en presencia de oxígeno. En este caso el acero carbón, en presencia del azufre se convierte en sulfuro de hierro. El promedio de conversión depende de la temperatura de operación y de la concentración del azufre.	Corrosión general uniforme	Concentración del azufre y temperatura	Todos los sitios donde haya suficiente temperatura (450° F mínimo) y donde el sulfuro esté presente en cantidades superiores a 0.2%. Las ubicaciones comunes son las unidades de crudo y de hidroprocesamiento.
Corrosión Sulfídica a Alta Temperatura con H <sub>2</sub>	Con la presencia del hidrógeno, puede existir un caso significativamente más agresivo de corrosión sulfídica.	Corrosión general uniforme	Concentración de azufre e hidrógeno y temperatura	Todos los sitios donde haya suficiente temperatura (450° F mínimo) y donde el sulfuro esté presente en cantidades superiores a 0.2%. Áreas de unidades de

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
				hidroprocesamiento, el reactor efluente y el reciclo de gas hidrógeno, incluyendo los intercambiadores, los calentadores, los separadores, la tubería, etc.
Corrosión por Ácido Nafténico	La corrosión por ácido nafténico es el ataque de aleaciones de acero por parte de ácidos orgánicos, que se condensan en la escala de 350° a 750°F. La presencia de cantidades potencialmente dañinas de ácidos nafténicos puede ser representada por números de neutralización altos.	Corrosión localizada	Concentración de ácido nafténico/orgánico y temperatura	Sección media de una columna de vacío en una unidad de crudo, también puede ocurrir en unidades de destilación atmosférica, hornos y líneas de transferencia.
Oxidación	Una reacción de corrosión a alta temperatura donde el metal es convertido en óxido de metal por encima de temperaturas específicas	Corrosión general uniforme	Temperatura, presencia de aire, material de construcción.	Fuera de los tubos de horno, en los colgadores de los tubos de horno y otros componentes internos del horno, expuestos a combustión de gases que contienen exceso de aire.

**Tabla 2. Adelgazamiento**

**Fuente: API 580.**



### 1.7.2 Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo

En la tabla 3 se presenta un resumen de los principales mecanismos de deterioro que presentan agrietamiento por corrosión por esfuerzo o SCC Stress Corrosión Cracking:

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Agrietamiento por Cloruro	Agrietamiento que puede iniciar de ID u OD de equipo en acero inoxidable austenítico, debido principalmente a la fabricación o a los esfuerzos residuales. Algunos esfuerzos aplicados también pueden causar agrietamiento.	Agrietamiento transgranular	Concentración de ácido, pH, material de construcción, temperatura, fabricación, esfuerzos casi al límite de pandeo	Presente en el exterior de equipo con mal aislamiento y equipo expuesto a aspersion de agua. Internamente donde sea que puedan estar presentes cloruros con agua, tales como cabezotes de columna atmosférica de unidades de crudo y corrientes de condensación efluentes del reactor.
Agrietamiento Cáustico	Agrietamiento que se inicia principalmente desde el equipo de acero carbón, debido a la fabricación o esfuerzo residuales.	Generalmente intergranular, también puede ser agrietamiento transgranular	Concentración cáustica, pH, material de construcción, temperatura, esfuerzo	Secciones de tratamiento cáustico, servicio cáustico, desalinizadores de precalentamiento de alimentación de la unidad de crudo, tratamiento de agua ácida, sistemas de vapor.
Agrietamiento por Ácido Politiónico	Agrietamiento de aceros inoxidables austeníticos en condición sensibilizada en la presencia de ácido politiónico en condiciones ambientales húmedas. El ácido politiónico está formado de sulfuro de hierro en presencia de agua y oxígeno.	Agrietamiento intergranular	Material de construcción, microestructura sensibilizada, presencia de agua, ácido politiónico	Generalmente ocurre en materiales de acero inoxidable austenítico en reactor de unidad de agrietamiento catalítico y sistemas de gas, hornos desulfurizadores, y unidades de

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
				hidroprocesamiento
Agrietamiento por Aminas	La amina es utilizada en el tratamiento de gases para retirar gases ácidos CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S disueltos. El agrietamiento generalmente es causado por los gases ácidos no absorbidos o los productos de deterioro de la amina.	Agrietamiento intergranular	Tipo y concentración de la amina, material de construcción, temperatura, esfuerzo.	Unidades de tratamiento de aminas.
Agrietamiento por Amoníaco	Agrietamiento de acero carbón y latón.	Agrietamiento intergranular en acero carbón, transgranular en aleaciones cobre- zinc	Material de construcción, temperatura, esfuerzo.	Generalmente presente en la producción y manipulación de amoníaco como en la condensación de cabezotes, donde el amoníaco es un neutralizante.
Agrietamiento inducido por Hidrógeno/ Agrietamiento inducido por Hidrógeno orientado por esfuerzo	Ocurre en materiales de acero carbón y de acero de baja aleación en presencia de agua y H <sub>2</sub> S. El deterioro de las propiedades del material se causa cuando el hidrógeno atómico generado a través de la corrosión se diluye en el material y reacciona con otro hidrógeno atómico para formar un gas de hidrógeno molecular en inclusiones del acero. El deterioro puede tener la forma de ampollas y grietas escalonadas en equipo con alivio de esfuerzo.	Grietas planares (ampollas), grietas transgranulares a medida que las ampollas avanzan hacia las soldaduras	Concentración de H <sub>2</sub> S, agua, temperatura, pH, material de construcción.	Donde el H <sub>2</sub> S esté presente con agua, tal como en unidades de crudo, compresión de grietas catalíticas y de recuperación de gas, hidroprocesamiento y unidades de agua ácida.
Agrietamiento por esfuerzo por	Ocurre en materiales de acero carbón y de acero de baja aleación en presencia de agua y H <sub>2</sub> S. El deterioro toma forma de	Agrietamiento transgranular generalmente	Concentración de H <sub>2</sub> S, agua, temperatura, pH,	Donde el H <sub>2</sub> S esté presente con agua, tal como en unidades de crudo, compresión de grietas

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
sulfuro	agrietamiento en equipo sin alivio de esfuerzo.	asociado con la fabricación, accesorios, y soldaduras de reparación.	material de construcción, condición de tratamiento con calor post-soldadura, dureza.	catalíticas y de recuperación de gas, hidroprocesamiento y unidades de agua ácida.
Ampollamiento por Hidrógeno	Ocurre en materiales de acero carbón y de acero de baja aleación en presencia de agua y H <sub>2</sub> S. El deterioro de las propiedades del material se causa cuando el hidrógeno atómico generado a través de la corrosión se diluye en el material y reacciona con otro hidrógeno atómico para formar un gas de hidrógeno molecular en inclusiones del acero. El deterioro puede tener la forma de ampollas y grietas escalonadas en equipo con alivio de esfuerzo.	Grietas Planares (ampollas)	Concentración de H <sub>2</sub> S, agua, temperatura, pH, material de construcción.	Donde el H <sub>2</sub> S esté presente con agua, tal como en unidades de crudo, compresión de grietas catalíticas y de recuperación de gas, hidroprocesamiento y unidades de agua ácida.
Agrietamiento por Cianuro Hidrógeno	Se presenta si el cianuro hidrógeno puede promover el deterioro del hidrógeno (SOHIC, SCC, y ampollamiento) desestabilizando la superficie protectora de sulfuro de hierro.	Grietas Planares, y agrietamiento transgranular.	Presencia de HCN, concentración de H <sub>2</sub> S, agua, temperatura, pH, material de construcción.	Donde el H <sub>2</sub> S esté presente con agua, tal como en unidades de crudo, compresión de grietas catalíticas y de recuperación de gas, hidroprocesamiento y unidades de agua ácida.

**Tabla 3. SCC-Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo**

Fuente: API 580.

### 1.7.3 Fallas Metalúrgicas y Ambientales

En la tabla 4 se presenta un resumen de los principales mecanismos de deterioro que presentan fallas en la metalurgia del material y las causadas por el ambiente:

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Ataque de Hidrógeno a Alta Temperatura	Ocurre en materiales de acero carbón y de acero de baja aleación en presencia de altas temperaturas e hidrógeno, como parte del flujo de hidrocarburo. A temperaturas elevadas (>500°F), el deterioro de las propiedades del material es causado por el gas metano que forma fisuras a lo largo de los límites granulares. El hidrógeno atómico se diluye en el material y reacciona con el carbón del acero formando gas metano.	Agrietamiento de fisura intergranular, descarburización	Material de construcción, presión parcial de hidrógeno, temperatura y tiempo de servicio.	Generalmente ocurre en secciones de reacción de unidades de procesamiento de hidrocarburos, tales como hidrosulfurizadores y unidades de producción de hidrógeno.
Crecimiento de granos	Ocurre cuando los aceros son calentados por encima de cierta temperatura, comenzando aproximadamente a 1100°F para CS y más pronunciado a 1350°F. Los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones níquel-cromo no están sujetas a crecimiento granular hasta que se calientan por encima de 1650°F.	Localizado	Máxima temperatura alcanzada, tiempo de la máxima temperatura, material de construcción..	Fallas en los tubos del horno, equipo dañado por fuego, equipo susceptible a reacciones.
Grafitación	Ocurre cuando los granos de perlita normales en los aceros se descomponen en granos de ferrita débiles y nódulos de grafito, debido a la exposición por largo tiempo a temperaturas entre 825°F y 1400 °F	Localizado	Material de construcción, temperatura y tiempo de exposición	Reactor FCC.

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Fragilización de Fase Sigma	Ocurre cuando el acero austenítico y otros aceros inoxidable con más del 17% de cromo son mantenidos a temperaturas entre 1000°F y 1500°F por períodos extensos de tiempo.	Generalizado	Material de construcción, temperatura y tiempo de exposición	Tubos y componentes del horno, ciclones regeneradores en unidad FCC.
Fragilización 885°F.	Ocurre después del envejecimiento de aceros inoxidables que contengan ferrita a 650°F-1000 °F y produce pérdida de ductilidad a temperatura ambiente.	Generalizado	Material de construcción, temperatura.	Agrietamiento de aceros de la carcasa durante las paradas.
Fragilización Templada.	Ocurre cuando los aceros de baja aleación son mantenidos por largos períodos de tiempo a temperaturas entre 700°F y 1050°F. Existe pérdida de dureza que no es evidente a temperatura de operación, pero aparece a temperatura ambiente y puede producir fractura por fragilidad.	Generalizado.	Material de construcción, temperatura y tiempo de exposición.	Durante las condiciones de arranque y parada, el problema puede aparecer para equipos en unidades de refinería antiguas que hayan operado suficiente tiempo para que esta condición se desarrolle. Las unidades de hidrotreatment e hidroagrietamiento son de especial interés porque se utilizan a temperaturas elevadas.
Fragilización por Metal Líquido.	Forma de falla catastrófica por fragilidad de un metal normalmente dúctil que se produce cuando ha estado en contacto con un metal líquido y está bajo tensión. Algunos ejemplos incluyen la combinación de acero inoxidable y zinc y las aleaciones de cobre, y la combinación de mercurio.	Localizado.	Material de construcción, esfuerzo por tensión, presencia de metal líquido.	El mercurio se encuentra en algunos petróleos crudos y la destilación en refinería lo puede condensar y concentrar en las partes bajas del equipo, tales como las carcasas de los condensadores. La falla de los instrumentos del proceso que utilizan mercurio, se sabe, pueden introducir el metal líquido en los flujos de la

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
				refinería.
Carburización.	Causada por la difusión de carbón en el acero a elevadas temperaturas. El contenido de carbón aumentado produce un incremento en la dureza de los aceros ferríticos y algunos aceros inoxidables. Cuando el acero carburizado se enfría, puede resultar una estructura frágil.	Localizado	Material de construcción, temperatura y tiempo de exposición.	Los tubos del horno que tienen depósitos de coque son buenos candidatos para la carburización.
Descarburización	La pérdida de carbón de la superficie de una aleación ferrosa, como resultado del calentamiento en un medio que reacciona con el carbón.	Localizado	Material de construcción, temperatura ambiente.	Tubos de horno de acero carbón. Resultado del sobrecalentamiento excesivo (incendio).
Desempolvamiento de Metal	Carburización altamente localizada y desperdicio subsiguiente de aceros expuestos a mezclas de hidrógeno, metano, CO, CO <sub>2</sub> , e hidrocarburos livianos a temperaturas entre 900°F – 1500°F.	Localizado.	Temperatura, composición del proceso.	Unidades de deshidrogenación, calentadores, unidades de agrietamiento y turbinas de gas.
Lixiviación Selectiva	Pérdida preferencial de una fase de aleación en una aleación multifásica.	Localizado.	Condiciones de flujo del proceso, material de construcción.	Tubos utilizados en sistemas de enfriamiento de agua.

**Tabla 4. Fallas Metalúrgicas y Ambientales**

Fuente: API 580.

### 1.7.4 Fallas Mecánicas

En la tabla 5 se presenta un resumen de las principales fallas mecánicas:

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
Fatiga Mecánica	Falla de un componente por agrietamiento después de la aplicación continúa de esfuerzo cíclico que excede el límite de resistencia del material.	Localizado	Nivel de esfuerzo cíclico, material de construcción.	Partes de bombas y compresores y los ejes de maquinaria giratoria y la tubería asociada, equipo cíclico, absorbedores de presión.
Fatiga por corrosión	Forma de fatiga donde un proceso de corrosión agrega o promueve el proceso de fatiga mecánica.	Localizado	Esfuerzo cíclico, material de construcción, picadura potencial.	Tambores de Vapor, tubos Hervidores.
Cavitación	Causada por la formación rápida y el colapso de burbujas de vapor en líquido en una superficie metálica como resultado de variaciones de presión.	Localizado	Valor de la cabeza de presión a lo largo del flujo de la corriente del proceso.	Parte posterior de los impulsores de las bombas, los codos.
Deterioro Mecánico	Algunos ejemplos típicos son la mala utilización de herramientas y equipos, el deterioro por viento, el manejo descuidado cuando se mueve o se levanta el equipo.	NA	Diseño del equipo, procedimientos de operación.	Las caras de los flanches y otras superficies de asentamiento pueden ser dañadas cuando no están protegidas con cubiertas o cuando no se manejan con cuidado.
Sobrecarga	Ocurre cuando se aplican cargas al equipo que excedan el máximo permitido.	NA	Diseño del equipo, procedimientos	La prueba hidrostática puede sobrecargar las estructuras de soporte debido al peso excesivo que se aplica. La expansión y

<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
			de operación.	contracción térmica pueden ocasionar problemas de sobrecarga.
Sobrepresión	Aplicación de presión excesiva al equipo en consideración.	NA	Diseño del equipo, procedimientos de operación.	El exceso de calor como resultado de condiciones anormales del proceso puede producir sobrepresión; bloqueo del equipo que no está diseñado para manejar la presión total del proceso.
Fractura por Fragilización	Pérdida de ductilidad donde el acero se define como de baja resistencia a las muescas o mala resistencia al impacto.	Localizado	Material de construcción, temperatura.	Durante la presurización del equipo sin medidas de precaución.
Deformación por Fluencia Plástica	Mecanismo a alta temperatura donde tiene lugar la deformación plástica continua de un metal bajo esfuerzos por debajo de la resistencia normal al pandeo.	Localizado	Material de construcción, temperatura, esfuerzo aplicado.	Tubos y soportes de hornos.
Ruptura por Esfuerzo	Tiempo para falla para un metal a temperaturas elevadas, bajo esfuerzo aplicado por debajo de su resistencia normal al pandeo.	Localizado	Material de construcción, temperatura, esfuerzo aplicado, tiempo de exposición.	Tubos de hornos
Shock Térmico	Ocurre cuando se desarrollan esfuerzos térmicos grandes y no uniformes en un tiempo relativamente corto, en un equipo debido a la expansión o contracción diferencial. Si el movimiento del equipo	Localizado	Diseño del equipo, procedimientos de operación.	Asociado con interrupciones de flujo breves, ocasionales, o durante un incendio.



<b>Mecanismo de Deterioro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Comportamiento</b>	<b>Variables Clave</b>	<b>Ejemplos</b>
	es restringido, esto puede producir esfuerzos por encima de la resistencia del material al pandeo.			
Fatiga Térmica	La fatiga térmica es un proceso de cambios cíclicos en el esfuerzo, en un material, debido al cambio cíclico en la temperatura.	Localizado	Diseño del equipo, procedimientos de operación.	Los tambores coke están sometidos a ciclos térmicos y agrietamiento por fatiga térmica. Las válvulas de bypass y la tubería con refuerzos pesados de soldadura sobre reactores en servicio cíclico de temperatura también están propensas a la fatiga térmica.

**Tabla 5. Fallas Mecánicas**

**Fuente: API 580.**

## **2 METODOLOGÍA RBI (RISK BASED INSPECTION) NORMA API 580-581**

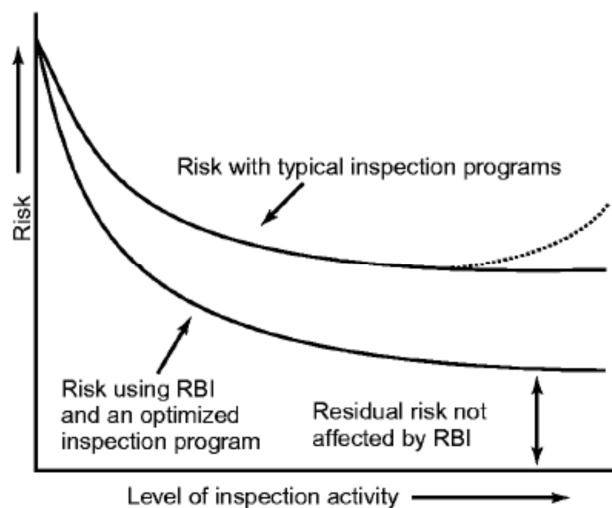
### **2.1 RBI (Risk Based Inspection)**

El Instituto Norteamericano de Petróleos API (American Petroleum Institute) en el año 1993 creó un proyecto denominado RBI o Risk Based Inspection – Inspección Basada en Riesgo, en respuesta a la necesidad de las industrias de desarrollar un sistema de manejo y optimización basándose en el riesgo, logrando esta a través de planes de inspección minimizadores de riesgo, evaluando la probabilidad de falla y sus posibles consecuencias en equipos intervenidos y tuberías asociadas. RBI se convierte en una herramienta para evaluar el riesgo de acuerdo a la historia de inspecciones e intervenciones de los equipos de la planta, condiciones y fluidos de operación, y mecanismos de daño activos en la planta. En la gráfica 1 se observa como disminuye el riesgo con un manejo adecuado dado a las inspecciones preventivas y a la planeación de esta. Participaron empresas destacadas como Shell, Exxon, Texaco, Mobil, Chevron, entre otras. Como resultado de este proyecto surgieron dos normas basándose en esta metodología. (1)

- API 580 : Risk Based Inspection
- API 581 : Risk Based Inspection Technology

### **2.2 METODOLOGÍA RBI**

Es posible evaluar por medio de RBI a diferentes niveles, dependiendo del enfoque al que se lleve, el cual tiene variables como: Objetivo del estudio, Numero de instalaciones o equipos a estudiar, Recursos Disponibles, Complejidad, etc. La metodología puede ser cuantitativa o cualitativa, o ambos casos, cual sea la manera de aplicar que se requiera. Dependiendo del enfoque se logra un monitoreo del riesgo, identificación de áreas de interés, lo cual termina en una medición del riesgo para evaluar por separado la probabilidad de falla y la consecuencia potencial de esta. (1)



Gráfica 1. Comparación de niveles de riesgo con o sin métodos de inspección.

Fuente: API 580.

### 2.2.1 Método Cualitativo.

El método cualitativo se basa en información descriptiva, aplicando juicio y experiencia del ingeniero para analizar la probabilidad de falla y consecuencia de la misma. No utiliza valores discretos. Términos cualitativos como alto, medio y bajo. Los resultados dependen de los antecedentes y pericia que tengan los analistas.

### 2.2.2 Método Cuantitativo

El método cuantitativo busca información desde el diseño de las instalaciones, métodos de operación, recursos humanos, confiabilidad de los equipos, historia de operaciones e intervenciones, para crear modelos lógicos que terminan mostrando combinaciones de eventos que podrían repercutir en consecuencias graves. Se realiza una evaluación probabilística para cálculos de nivel de riesgo, y estimar la probabilidad de cada consecuencia de accidente. Tiene un alcance más profundo de análisis y cálculo que el método cualitativo.

## 2.3 API 581

En el documento creado por la API donde se emplean métodos cuantitativos de cálculos, dividido en tres partes. La primera parte se enfoca en calcular y diagnosticar un plan de inspección aplicando el método RBI. En la segunda parte nos explica la determinación de la probabilidad de falla en una valoración de RBI. En la tercera parte modela las consecuencias de falla, dividiendo de acuerdo al tipo de fluido o grupo de fluidos. (2)

## 2.4 PROBABILIDAD DE FALLA

El cálculo de probabilidad de falla se determina como el producto de una frecuencia genérica de falla por un factor de daño por un factor de sistema de manejo.

$$P_f(t) = gff * D_f(t) * F_{MS}$$

$P_f(t)$  : Probabilidad de falla

$gff$  : Frecuencia Genérica de Falla

$D_f(t)$  : Factor de Daño

$F_{MS}$  : Factor del sistema de manejo

### 2.4.1 Frecuencia Genérica de Falla

La frecuencia genérica de falla fue establecida de acuerdo a la recopilación de datos representativos en la industria petroquímica, el cual se calculó de acuerdo a las fallas registradas y los factores de daño.

En la tabla 6 se presentan valores de frecuencia de falla obtenida de la norma API 581, estos valores fueron determinados por un estudio estadístico realizado por los miembros de la API de valores recopilados de diferentes plantas del mundo:



Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gfftotal (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	0,000008	0,00002	0,000002	0	0,00003
Compressor	COMPR	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Heat Exchanger	HEXSS	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Heat Exchanger	HEXTS	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Heat Exchanger	HEXTUBE	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pipe	PIPE-1	0,000028	0	0	0,0000026	0,0000306
Pipe	PIPE-2	0,000028	0	0	0,0000026	0,0000306
Pipe	PIPE-4	0,000008	0,00002	0	0,0000026	0,0000306
Pipe	PIPE-6	0,000008	0,00002	0	0,0000026	0,0000306
Pipe	PIPE-8	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pipe	PIPE-10	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pipe	PIPE-12	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pipe	PIPE-16	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pipe	PIPEGT16	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pump	PUMP2S	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pump	PUMPR	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Pump	PUMP1S	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Tank650	TANKBOTTOM	0,00072	0	0	0,000002	0,00072
Tank650	COURSE-1	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-2	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-3	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-4	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-5	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-6	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-7	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-8	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-9	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Tank650	COURSE-10	0,00007	0,000025	0,000005	0,0000001	0,0001
Vessel/FinFan	KODRUM	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	COLBTM	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	FINFAN	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	FILTER	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	DRUM	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	REACTOR	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306
Vessel/FinFan	COLTOP	0,000008	0,00002	0,000002	0,0000006	0,0000306

Tabla 6. Frecuencia Genérica de Falla.

Fuente: API 581.

## 2.4.2 Factor de Sistema de Manejo

El factor de sistema de manejo se deriva de los resultados de una evaluación del sistema de manejo y operación de las plantas que podrían afectar el riesgo de esta.

De acuerdo a un conjunto de preguntas las cuales se deben realizar a operadores, ingenieros de planta, administrativos dependiendo el caso, así mismo se determina un valor a cada pregunta la cual nos va a generar una calificación y un puntaje final, el cual se añadiría como el factor de sistema de manejo.

Este factor es importante ya que se conoce la manera como se está trabajando la planta y podrían saber falencias que se pueden tener en esta.

En el apéndice A se muestran las tablas completas que se usaron para sacar este factor, las cuales se obtuvieron de API 581, y son estándares para cualquier tipo de estudio basado en RBI.

$$pscore = \frac{score}{1000} * 100 [unidades en \%]$$

Luego obtenemos el factor:

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

Para hallar el score nos proveen una evaluación de las preguntas dadas en el Apéndice A, siendo el puntaje mostrado en la tabla 7:

Tabla	Titulo	N.Preg.	Puntos
A.1	Leadership and Administration	6	70
A.2	Process Safety Information	10	80
A.3	Process Hazard Analysis	9	100
A.4	Management of Change	6	80

Tabla	Titulo	N.Preg.	Puntos
A.5	Operating Procedures	7	80
A.6	Safe Works Practice	7	85
A.7	Training	8	100
A.8	Mechanical Integrity	20	120
A.9	Pre-Startup safety review	5	60
A.10	Emergency Response	6	65
A.11	Incident Investigatons	9	75
A.12	Contractors	5	45
A.13	Audits	4	40
	<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>1000</b>

Tabla 7. Listado de Temas Tablas anexadas en Apéndice A.

Fuente: API 581. Apéndice 3A.

### 2.4.3 Factor de Daño

Se evalúa basándose en el mecanismo de falla aplicable al equipo, el cual como se comentó en el capítulo pasado, se determina por diferentes factores. Después de determinar los mecanismos de fallas que podrían presentarse, se realizan los cálculos para determinar el factor. Este factor modifica la frecuencia genérica de falla y hace posible que se evalúe de forma específica al equipo.

El método aplicado por la norma API 581 nos facilita la manera de determinar este factor de daño para:

- Adelgazamiento general y local.  $D_f^{thin}$
- Revestimiento.  $D_f^{elin}$
- Daño externo.  $D_f^{extd}$

- SCC (stress corrosión cracking – agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos de tensión).  $D_f^{scc}$
- Ataque por hidrogeno a alta temperatura.  $D_f^{htha}$
- Fatiga Mecánica (tuberías).  $D_f^{mfat}$
- Fractura por Fragilidad.  $D_f^{brit}$

Para cada factor de daño se tiene un procedimiento de cálculo propio. Como en la mayoría de los equipos se presentan múltiples factores de daño se debe determinar un factor total.

#### 2.4.4 Cálculo Total de Factores de Daño para Múltiples Mecanismos de Falla

El factor total de daño  $D_{f-total}$ , en el cual se presenten múltiples mecanismos de falla se puede calcular:

$$D_{f-total} = \max[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}] + D_{f-gov}^{scc} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_f^{mfat}$$

Si el daño por adelgazamiento es general:

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{scc} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_f^{mfat}$$

El sub-factor *gov* determina factor de daño gobernante. Cuando no se presenta los mecanismos de daño o el resultado da uno, deben colocarse como cero en el momento de hacer la suma.

#### 2.4.5 Factor Gobernante por Adelgazamiento.

El cálculo se determina basándose si existen revestimientos internos:

$$D_{f-gov}^{thin} = \min[D_f^{thin}, D_f^{elin}] \quad \text{Con revestimiento interno.}$$

$$D_{f-gov}^{thin} = D_f^{thin} \quad \text{Sin revestimiento interno.}$$

$D_f^{elin}$  Factor cuando los componentes tienen revestimiento.



Como en nuestro caso no tienen revestimiento interno se toma la segunda ecuación  $D_f^{thin}$  para el factor general.

Para determinar el factor de daño por adelgazamiento del material se debe:

- Hallar la tasa de corrosión sea por medidas de espesores tomadas o se recurre al anexo 2.b de API 581.
- Determinar el número de inspecciones realizadas, que se tengan registradas y su correspondiente de acuerdo a su efectividad con la guía mostrada a continuación en la tabla 8 y combinándose hacia la más alta eficiencia como se denota en parágrafo 2.4.9, esto es para crear un punto de referencia.

**Guía para asignación de Efectividad de Inspección – Adelgazamiento General.**

Se presenta en la tabla 8 la guía dada en API 581 para asignar de acuerdo a la efectividad de inspección en caso que el método de falla estudiado sea adelgazamiento.

Categoría	Efectividad	Ejemplo de inspección intrusiva	Ejemplo de No-intrusiva
A	Altamente	50% a 100% de inspección de la superficie (eliminación parcial de las partes internas) acompañado por medidas de espesores.	50% a 100% cubrimiento por escáner de ultrasonido (automático o manual) o radiografía de perfil.
B	En General	20% de inspección (sin remover internamente) y medidas en spots de espesor externamente.	20% de cubrimiento por escáner de ultrasonido (automático o manual) o radiografía de perfil o mediciones en puntos de espesores en la parte externa (validación estadística).
C	Bastante	Examinación visual con medición de espesores.	2% a 3% de examinación, medición de espesor por ultrasonido en spot externo, una pequeña o no inspección visual interna.



Categoría	Efectividad	Ejemplo de inspección intrusiva	Ejemplo de No-intrusiva
D	Pobremente	Examinación visual.	Algunas medidas de espesores y documentos de un sistema de planeación de inspecciones.
E	Inefectiva	Ningún tipo de inspección.	Algunas medidas de espesores tomadas solamente en la parte externa y un documento de un sistema de plan de inspección pobre.

Tabla 8. Asignación de Efectividad de Inspección - Adelgazamiento

Fuente: API 581, Tabla 5.5.

- Determinar el tiempo en años desde la última inspección.
- Determinar el espesor mínimo requerido basándose en el data-sheet del equipo o usando API 579 apéndice A.
- Se calcula el parámetro del factor de daño por medio de:

$$A_{rt} = \max \left[ \left( 1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} * age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right]$$

Dónde:

$A_{rt}$  = Parámetro del factor

$t_{rd}$  = Espesor ultimo medido

$C_{r,bm}$  = Rata de corrosión de el material base

$age$  = Tiempo transcurrido desde la ultima vez que se tomo la medida.

$t_{min}$  = Espesor mínimo ultimo medido

$CA$  = Tolerancia a la corrosión.

- Después de hallar  $A_{rt}$  se procede por medio de la tabla 5.11 o 5.12 de la norma API ,tabla 9 del presente documento donde aplique y así se hallará  $D_{fB}^{thin}$



Art	Efectividad de Inspección												
	E	1 Inspección				2 Inspecciones				3 Inspecciones			
		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
0,1	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
0,2	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
0,3	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
0,4	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
0,5	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
0,6	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
Art	Inspección Effectiveness												
	E	4 Inspecciones				5 Inspecciones				6 Inspecciones			
		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
0,1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,12	6	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0,14	20	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0,16	90	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0,18	250	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0,2	400	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0,25	520	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0,3	650	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0,35	750	440	90	10	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0,4	900	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0,45	1050	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0,5	1200	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0,55	1350	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0,6	1500	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0,65	1900	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

Tabla 9. Tabla de valores Art

Fuente: API 581

Se observa que aparecen unos factores de ajuste, los cuales dependen de distintas situaciones, descritas en API 581 5.5.3.



$$D_f^{thin} = \frac{D_{fB}^{thin} * F_{IP} * F_{DL} * F_{WD} * F_{AM} * F_{SM}}{F_{OM}}$$

De las cuales ninguna se aplica sobre el cálculo en el caso estudiado. Estos factores tienen que ver con ajustes sobre monitoreos en línea, puntos de inyección de fluidos, puntos muertos, tanques atmosféricos, entre otros.

#### 2.4.6 Factor Gobernante por SCC (Stress Corrosion Cracking / Agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo).

$$D_{f-gov}^{SCC} = \max \left[ \begin{array}{l} D_f^{caustic}, D_f^{amine}, D_f^{SCC}, D_f^{HIC/SOHIC-H_2S}, D_f^{carbonate}, \\ D_f^{PTA}, D_f^{CLSCC}, D_f^{HSC-HF}, D_f^{HIC/SOHIC-HF} \end{array} \right]$$

En la norma de API 581 no se encontró nada relacionado con SCC por consecuencia de la presencia del amoníaco, pero en API 571 si está relacionado el tema, en donde se encuentran los siguientes datos importantes de acuerdo al material y la manera de presentarse el SCC (3):

- Acero al carbono es susceptible a SCC en presencia de amoníaco anhidro.
- Amoníaco anhidro con menos de 0,2% de H<sub>2</sub>O causa SCC en aceros al carbono.
- La contaminación con oxígeno o aire incrementa la tendencia al cracking.
- Cracking se presentara en zonas de soldadura la cual no se le haya aplicado PWHT (Post Weld Heat Treatment) , o en las zonas afectadas térmicamente.

##### Prevención

- Puede prevenirse aplicando PWHT o añadiendo pequeñas cantidades de agua a amoníaco (0,2%).
- La dureza de la soldadura no debe exceder los 225 BHN.
- Evitar el ingreso de oxígeno o aire.

##### Inspección

- WFMT (partículas magnéticas húmedas fluorescentes) dentro del recipiente.
- Ultrasonido a la soldadura externa.
- AET (emisión acústica)

Se puede observar que la norma no dicta una manera de sacar un factor de daño, pero es posible que se presente SCC en recipientes como el D-46, por eso no se debe descartar la posibilidad de que se presente dentro del equipo.

#### 2.4.7 Factor Gobernante por Daño Externo.

$$D_{f-gov}^{extd} = \max[D_f^{extcord}, D_f^{CUIF}, D_f^{ext-CLSCC}, D_f^{CUI-CLSCC}]$$

En el caso que se estudió aplica  $D_f^{extcor}$  que viene a ser el factor por corrosión externa.

El factor de daño se aplica ya que se encuentra en un área donde ocurren lluvias y ambientes húmedos, locación cerca a la costa marina.

Para determinar el factor de daño por corrosión externa del material debemos:

- Hallar la tasa de corrosión sea por medidas de espesores tomadas o se recurre al anexo 2.b del mismo documento, API 581.
- Determinar el número de inspecciones que fueron realizadas y su tipo, estas se comparan con la tabla 10, y combinar hacia la más alta eficiencia, esto es para crear un punto de referencia.

Categoría	Efectividad	Inspección
A	Altamente	Inspección Visual de >95% del área superficie expuesta con seguimiento con UT, RT o medidor de pitting como se requiera.
B	En General	Inspección Visual de >60% del área superficie expuesta con seguimiento con UT, RT o medidor de pitting como se requiera.
C	Bastante	Inspección Visual de >30% del área superficie expuesta con



Categoría	Efectividad	Inspección
		seguimiento con UT, RT o medidor de pitting como se requiera.
D	Pobremente	Inspección Visual de >5% del área superficie expuesta con seguimiento con UT, RT o medidor de pitting como se requiera.
E	Inefectiva	Inspección Visual de <5% del área superficie expuesta con seguimiento con UT, RT o medidor de pitting como se requiera.

Tabla 10. Tabla Categorías de Inspección.

Fuente: Tabla 16.2 API 581.

- Determinar el tiempo en años desde la última inspección.
- Determinar el tiempo en servicio y  $age_{coat}$
- Determinar el tiempo real en el cual la corrosión pudo haber sucedido, escogiendo el valor mínimo entre  $age_k$  y  $age_{coat}$ .
- Determinar la tasa de corrosión base de acuerdo a la tabla 11, esta se basa en la temperatura de manejo y de operación. Esta tabla fue realizada con datos estadísticos por los miembros de API.

Temperatura de Operación (°F)	Rata de Corrosión como una función a condiciones atmosféricas (1) (mpy)			
	Marina / Área de Deriva de torres de enfriamiento	Templado	Árido / Seco	Severo
-12	0	0	0	0
-8	0,025	0	0	0
6	0,127	0,076	0,025	0,254
32	0,127	0,076	0,025	0,254
71	0,127	0,051	0,025	0,254
107	0,025	0	0	0,051
121	0	0	0	0

Tabla 11. Rata de Corrosión en función de Temperatura de operación a Presión Atmosférica

Fuente: API 581

- Computar la rata final de corrosión entre:

$$C_r = C_{rB} * \max[F_{PS}, F_{IP}]$$

Los factores  $F_{PS}, F_{IP}$  se necesitarían determinar si fuera caso de tuberías.



- Determinar el espesor mínimo requerido basándose en el data sheet del equipo o usando API 579 apéndice A.
- Se calcula el parámetro del factor de daño por medio de:

$$A_{rt} = \max \left[ \left( 1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} * age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right]$$

Dónde:

$A_{rt}$  = Parámetro del factor

$t_{rd}$  = Espesor ultimo medido

$C_{r,bm}$  = Rata de corrosión de el material base

$age$  = Tiempo transcurrido desde la ultima vez que se tomo la medida.

$t_{min}$  = Espesor mínimo ultimo medido

$CA$  = Tolerancia a la corrosión.

- Después de hallar  $Art$  se procede por medio de la tabla 9 donde aplique y así se hallara  $D_f^{extcor}$

#### 2.4.8 Factor Gobernante por Fractura por fragilidad.

$$D_{f-gov}^{brit} = \max[(D_f^{britfract} + D_f^{tempe}), D_f^{885}, D_f^{sigma}]^1$$

En el caso estudiado no aplica ningún factor ya que no se presenta este método de falla.

De acuerdo a las ecuaciones, se nombra la nomenclatura usada:

$D_f(t)$  Factor de daño en función del tiempo.

$D_f^{amine}$  Factor de daño por agrietamiento por amina.

<sup>1</sup> El termino max denota que se debe tomar el valor máximo entre los encerrados por los corchetes.



$D_{f-gov}^{brit}$	Factor de daño gobernante por fractura por fragilidad.
$D_f^{britfract}$	Factor de daño por fractura por fragilidad
$D_f^{carbonate}$	Factor de daño por agrietamiento por carbonato
$D_f^{caustic}$	Factor de daño por agrietamiento por reacción alcalina.
$D_f^{CLSCC}$	Factor de daño por agrietamiento por corrosión bajo tensión por ataque de cloruros.
$D_f^{CUIF}$	Factor de daño por corrosión bajo aislamiento para componentes ferríticos.
$D_f^{CUI-CLSCC}$	Factor de daño por corrosión bajo aislamiento para componentes con aceros inoxidable austeníticos sujetos a corrosión bajo tensión por cloruros externa.
$D_{f-gov}^{extd}$	Factor de daño gobernante para daño externo.
$D_f^{extcor}$	Factor de daño para corrosión externa.
$D_f^{ext-CLSCC}$	Factor de daño por corrosión externa para componentes de acero inoxidable austenítico sin aislamiento sujetos corrosión bajo tensión externa por ataque de cloruros.
$D_f^{elin}$	Factor de daño cuando se encuentra revestimiento interno.
$D_f^{htha}$	Factor de daño por ataques por hidrógeno a alta temperatura.
$D_f^{HIC/SOHIC-HF}$	Factor de daño por agrietamiento inducido por hidrógeno y agrietamiento bajo tensión inducido por hidrógeno en medios de fluoruros de hidrógeno.
$D_f^{HIC/SOHIC-H_2S}$	Factor de daño por agrietamiento inducido por hidrógeno y agrietamiento bajo tensión inducido por hidrógeno en medios de sulfuros de hidrógeno.
$D_f^{HSC-HF}$	Factor de daño por agrietamiento por tensión de hidrógeno.



$D_f^{mfat}$	Factor de daño por fatiga mecánica.
$D_f^{PTA}$	Factor de daño por agrietamiento por ácidos poli tiónicos.
$D_f^{sigma}$	Factor de daño por fragilización en fase sigma.
$D_{f-gov}^{scc}$	Factor de daño gobernante por agrietamiento por corrosión bajo tensión.
$D_f^{SSC}$	Factor de daño por agrietamiento por sulfuros bajo tensión.
$D_f^{tempe}$	Factor de daño para componentes Cr-Mo sujetos a fragilización por revenido.
$D_f^{thin}$	Factor de daño por adelgazamiento.
$D_{f-gov}^{thin}$	Factor de daño gobernante por adelgazamiento.
$D_{f-total}$	Factor de daño TOTAL para el componente.
$D_f^{885}$	Factor de daño para fragilización 885.
<i>SCORE</i>	Puntaje total obtenido de las preguntas APENDICE A.

#### 2.4.9 Categoría de Efectividad de Inspección

De acuerdo a la efectividad de las inspecciones realizadas en los equipos la determinación de los Factores de Daño se vuelve en función a estas. API usa cinco categorías las cuales se muestran en la tabla 12:

Categoría de Efectividad de la Inspección Cualitativa	Descripción
Altamente Efectiva	Estos métodos de inspección correctamente identificaran el estado verdadero del daño en casi todos los casos. (Confiabilidad 80% - 100%)
En general Efectiva	Estos métodos de inspección correctamente identificaran el estado

Categoría de Efectividad de la Inspección Cualitativa	Descripción
	verdadero del daño en la Mayoría de las veces. (Confiabilidad 60% - 80%)
Bastante Efectiva	Estos métodos de inspección correctamente identificarán el estado verdadero del daño alrededor de la mitad de los casos. (Confiabilidad 40% - 60%)
Pobremente Efectiva	Estos métodos proveerán información para poder identificar el estado verdadero del daño (Confiabilidad 20% - 40%)
Inefectiva	Estos métodos de inspección no proveen información que nos permita identificar el estado general del daño, y son consideradas inefectivas para detectar los mecanismos de daño específico. (Menos del 20% de confiabilidad)

**Tabla 12. Categoría de la Efectividad de la Inspección Cualitativa.**

Fuente: API 581

La efectividad de cada inspección que se realiza es caracterizada para cada mecanismo de falla. Se usan el número de inspecciones altamente efectivas para evaluar el mecanismo de daño. Si dentro de las inspecciones que se encuentran, hay de baja efectividad, pueden ser aproximadas a su equivalente más alta de acuerdo a la siguiente conversión (2):

- a) 2 Inspecciones en general efectivas (B) = 1 altamente efectiva (A) o lo mismo decir:  $2B=1A$ .
- b) 2 Inspecciones bastante efectivas (C) = 1 en general efectiva (B) o  $2C=1B$
- c) 2 pobremente efectivas (D) = 1 bastante efectiva (C) o  $2D=1C$
- d) No se aplica para el último rango.

Dependiendo el factor a estudiar, así mismo la norma presenta una guía de calificación de los métodos aplicados de inspección referenciándose a la calificación de efectividad ya mencionada.

## **2.5 CALCULO DE CONSECUENCIAS DE FALLA**

La consecuencia de falla es realizada en una evaluación RBI para poder establecer un rango para una lista de equipos o equipo basándose en el riesgo. Se analiza el daño que pueda presentar a equipos vecinos, consecuencias que podrían llegar a ser fatales a los empleados así como a la comunidad de los alrededores y daños que pueden llegar a ser irreversibles para el ambiente, tema que ha tomado suma importancia durante los últimos años. Así mismo son usadas para establecer prioridades al momento de realizar programas de inspección. Se divide en dos niveles: nivel I y nivel II. Cada nivel es para determinados fluidos, diferenciándose en la manera rigurosa de estudio de uno con respecto al otro, y que hay fluidos que se estudian dependiendo de su comportamiento con uno u otro nivel.

Las consecuencias las dividieron en categorías las cuales son las siguientes:

- Inflamables y Explosivas
- Tóxicas
- No inflamables – No tóxicas
- Consecuencias Financieras

En este documento, se calculó Inflamables, Explosivas, Tóxicas y Financieras por ser el fluido, amoniaco.

Se aplicó el nivel 2 para el cálculo de las consecuencias, debido a que el amoniaco se comporta en su fase de liberación en flasheo de dos fases, líquido y gas, y por medio de este nivel se obtiene un cálculo más preciso. En este se evalúa los efectos del flasheo en la temperatura del fluido así como en la fase en condiciones atmosféricas. El arrastre líquido al momento de la liberación así como los efectos lluvia deben ser evaluados para obtener una evaluación más representativa de las consecuencias de liberación.

### 2.5.1 Procedimiento de Cálculo.

Primero se obtiene la composición del fluido. En este caso que es un solo fluido y no una mezcla y la fase que se analizara es en condición de flasheo se deben tener un mínimo de propiedades del fluido como:

- Temperatura de Flasheo,  $T_f$
- Fracción de Flash,  $frac_{fsh}$
- Densidad del líquido,  $\rho_l$
- Densidad del vapor,  $\rho_v$
- Calor específico del líquido,  $Cp_l$
- Calor de Combustión del líquido,  $HC_l$
- Calor de Combustión del vapor,  $HC_v$
- Calor latente de vaporización del líquido,  $\Delta H_v$
- Temperatura de punto de Ebullición del líquido,  $T_b$
- Temperatura de punto de Rocío,  $T_d$

Muchos de estos datos deben ser obtenidos con la ayuda de un fluid property solver, si es el caso se necesitara de los MSDS (Material Safety Data Sheets) u otras base de datos para determinar.

### 2.5.2 Selección del Tamaño del Agujero de Liberación.

El agujero de liberación se llama a la grieta de falla. Para los niveles I y II un set discreto de tamaños se usa para el análisis de consecuencias el cual se muestra en la tabla 13.

Numero de Agujero de liberación	Tamaño	Rango de Diametros (in)	Diametro Agujero Liberación, $d_n$ (in)
1	Pequeño	$0 - \frac{1}{4}$	$d_1 = 0.25$
2	Mediano	$> \frac{1}{4} - 2$	$d_2 = 1$
3	Grande	$> 2 - 6$	$d_3 = 4$
4	Ruptura	$> 6$ in	$d_4 = \min [ D, 16 ]$
Numero de Agujero de liberación	Tamaño	Rango de Diametros (mm)	Diametro Agujero Liberación, $d_n$ (mm)
1	Pequeño	$0 - 6.4$	$d_1 = 6.4$
2	Mediano	$> 6.4 - 51$	$d_2 = 25$
3	Grande	$> 51 - 152$	$d_3 = 102$
4	Ruptura	$> 152$ mm	$d_4 = \min [ D, 406 ]$

Tabla 13. Rango de Diámetros y su respectivo diámetro de agujero de liberación.

Fuente: Parte 3-Tabla 5.4-5.4M. API 581

### 2.5.3 Cálculo de la tasa/velocidad teórica de liberación.

Primero se determina la fase a la cual se va a presentar la liberación sea una o dos fases. Debe ser la fase que está en el momento exacto de liberación, en el caso estudiado, pasa de la presión sometida a la presión atmosférica, creando el modo de flasheo de dos fases.

Para determinar la fase de liberación, la presión de saturación del fluido almacenado a la temperatura de almacenamiento debe ser hallada,  $P_{sat_s}$ , siguiendo el siguiente enunciado se estable una comparación para determinar la

fase, donde  $P_s$  es presión de operación o almacenaje y  $P_{atm}$  es presión atmosférica:

$P_{sat_s} \geq P_s \geq P_{atm}$  La fase de liberación sería en vapor.

$P_s \geq P_{sat_s} \geq P_{atm}$  La fase de liberación sería en dos fases.

$P_s \geq P_{atm} \geq P_{sat_s}$  La fase de liberación sería en vapor.

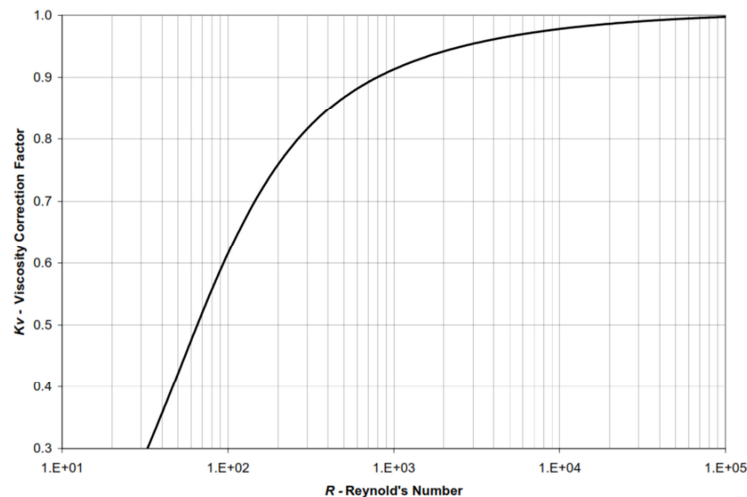
Se dará una liberación en dos fases de flasheo en la cual usaremos la siguiente ecuación para determinar la velocidad de liberación:

$$W_n = C_d * K_{v,n} * \rho_l * \frac{A_n}{C_l} \sqrt{\frac{2 * g_c * (P_s - P_{atm})}{\rho_l}}$$

$W_n$  Velocidad / rata de liberación

$A_n$  Área de agujero de liberación donde  $A_n = \frac{\pi a_n^2}{4}$

$K_{v,n}$  Coeficiente de corrección de viscosidad. Se obtiene de la gráfica 2.



**Gráfica 2. Factor de Corrección de Viscosidad.**

Fuente: API 581

O por medio de la siguiente ecuación:

$$K_{v,n} = \left( 0,9935 + \frac{2,878}{Re_n^{0,5}} + \frac{342,75}{Re_n^{0,5}} \right)^{-1,0}$$

Donde  $Re_n$  sería Número de Reynolds. O simplemente siendo conservativos se ajusta este factor a 1.

$C_d$  se recomienda 0,61 un valor conservativo, este denota coeficiente de descarga, el cual aplica para fluidos con flujos turbulentos desde orificios afilados de punta que varía en valores entre 0,6 y 0,65.

#### **2.5.4 Estimación de cantidad total de fluido disponible para liberación.**

Se combina de acuerdo a el promedio de fluido el cual opere el equipo, mas inventarios extras que pueden sumar a masa de liberación.

##### **2.5.4.1 Máxima masa disponible para liberación.**

Se divide en un inventario por grupos de equipos e inventario por componente. Se estudiara un solo equipo; se halla el total por componente  $mass_{comp}$  y se suma la masa adicional  $mass_{add,n}$ , que se determina con la siguiente ecuación:

$$mass_{add,n} = 180 * \min[W_n, W_{max8}]^2$$

API asumió que para lograr intervenir una fuga grande lo máximo que se tardaría serían 3 minutos en empezar a actuar, ya que se espera que las grandes fugas sean controladas en un espacio no mayor a 5 minutos, por esto se promedió en 3 min.  $W_{max8}$  se calcula tomando  $A_n = 32,450 \text{ mm}^2$  ( $50,3 \text{ in}^2$ ).

Después se suma y se halla la máxima total:

$$mass_{avail,n} = \min[\{mass_{add,n} + mass_{comp}\}, mass_{inv}]$$

---

<sup>2</sup> El termino *min* significa el mínimo valor que se halle entre los valores cerrados por los corchetes.

$mass_{inv}$  No aplica ya que esta es la masa en caso tal se estudie un grupo de equipos.

### **2.5.5 Determinar el tipo de liberación y método usado para modelar dispersión y consecuencias.**

De acuerdo a API, la liberación puede ser modelada de dos tipos:

- Instantánea: sucede cuando el fluido y la liberación es tan rápida que se dispersa como una nube grande o en un estancamiento de líquido.
- Continua: ocurre a través de un largo periodo de tiempo, permitiendo al fluido dispersarse en forma de una elipse alargada dependiendo de las condiciones del clima.

Por medio del tiempo requerido para liberar 4,536 kg [10,000 lbs] de fluido,  $t_n$  a través de cada uno de los tamaños de los agujeros.

$$t_n = \frac{C_3}{W_n}$$

Donde  $C_3$  es 4,536 [10,000] dependiendo las unidades usadas.

Después de determinar  $t_n$  para cada tamaño de agujero, se determina el tipo si es instantánea o continua la liberación.

- a) Si el tamaño del agujero es 6,35 mm [0,25 in] o menos, la liberación será continua.
- b) Si  $t_n \leq 180sec$  o la masa a liberar es mayor de 4,536 kg [10,000 lbs], entonces la liberación será instantánea, de lo contrario será continua.

### **2.5.6 Estimación del impacto del sistema de detección y aislamiento en la magnitud de la liberación.**

De acuerdo al sistema que la empresa tenga de detección y aislamiento en caso de fallas, API incluye un factor el cual afectaría a la liberación de fluido de dos maneras y clasificado en la tabla 14:



Sistema de detección y aislamiento, en el cual se tiende a reducir la magnitud y duración de la liberación.

Sistema de mitigación. Diseñado para mitigar y reducir las consecuencias de la liberación.

<b>Tipos de sistema de detección</b>	<b>Clasificación</b>
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdidas de material por cambios en las condiciones de operación en el sistema. Ejemplo: Pérdida de presión o flujo.	A
Detectores localizados para determinar cuando el material está presente afuera de la región de la zona presurizada.	B
Detección visual, cámaras, o detectores con un cubrimiento marginal.	C
<b>Tipos de sistemas de aislamiento</b>	<b>Clasificación</b>
Sistemas de aislamiento o apagado activados directamente desde instrumentación de proceso o detectores, sin intervención del operador.	A
Sistemas de aislamiento o apagado activados por el operador en un cuarto de control u otros lugares remotos a la fuga.	B
Aislamiento dependiente de válvulas de operación manual.	C

**Tabla 14. Clasificación de Sistemas de Detección y Aislamiento.**

Fuente: API 581.

Después de clasificar se ajusta el valor ya que como se mencionó, estos sistemas reducen en velocidad o en cantidad de masa la falla, dependiendo del sistema aplicado. API da una tabla de ajuste para los valores de  $fact_{di}$  (factor de reducción de la magnitud de la liberación), los valores de ajuste se muestran en la tabla 15.



Clasificación del sistema		Ajuste Magnitud Liberación	Factor de reducción, <i>fact<sub>di</sub></i>
Detección	Aislamiento		
A	A	Reduce release rate or mass by 25%	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20%	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10%	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15%	0.15
C	C	No adjustment to release rate or	0.00

Tabla 15. Factor de Reducción

Se analiza el impacto de la duración de la liberación, el cual va ser un factor importante al momento de calcular consecuencias toxicas. Se llama entonces duración de fuga,  $ld_{max,n}$  presentado en la tabla 16:

Rating de Sistema de Detección	Rating Sistema de Aislamiento	Maxima Duración de la fuga, $ld_{max}$
A	A	20 minutos por 1/4 in fuga 10 minutos por 1 in fuga 5 minutos por 4 in fuga
A	B	30 minutos por 1/4 in fuga 20 minutos por 1 in fuga 10 minutos por 4 in fuga
A	C	40 minutos por 1/4 in fuga 30 minutos por 1 in fuga 20 minutos por 4 in fuga
B	A or B	40 minutos por 1/4 in fuga 30 minutos por 1 in fuga 20 minutos por 4 in fuga
B	C	1 hour por 1/4 in fuga 30 minutos por 1 in fuga 20 minutos por 4 in fuga
C	A, B or C	1 hour por 1/4 in fuga 40 minutos por 1 in fuga 20 minutos por 4 in fuga

Tabla 16. Máxima duración de la fuga,  $ld_{max}$

Fuente: API 581

### 2.5.7 Determinación de la velocidad/rata y masa de liberación para el análisis de consecuencias.

Durante la liberación se determina que es en dos fases, una fracción de vapor y una de líquido, modelando en forma de aerosol (rainout). Por medio de la correlación de Kletz se pueden hallar esas fracciones.

$$frac_{ro} = 1 - 2 * frac_{fsh} \quad \text{Para} \quad frac_{fsh} < 0,5$$

$frac_{ro}$  Fracción de masa liberada en rainout.

$frac_{fsh}$  Fracción de flasheo.

Haciendo un análisis isentrópico se puede determinar

$$frac_{fsh} = 100 * C_p(T_u - T_d)/H_v$$

$T_u$  Temperatura del líquido dentro del recipiente.

$T_d$  Temperatura de saturación del líquido correspondiente a la presión externa.

$H_v$  Calor latente de vaporización a la presión externa y a la temperatura de saturación correspondiente.

Se calcula para cada tamaño de agujero,  $rate_n$  por medio de:

$$rate_n = W_n(1 - fact_{di})$$

### 2.5.8 Cálculo de Consecuencias Tóxicas

Para el cálculo de consecuencias tóxicas API reconoce un área el cual es estimado como área de acción directa del fluido. Primero se determina la tasa o masa de liberación tóxica, basada en la fracción de masa del componente tóxico,  $mfrac^{tox}$ , presente en el fluido liberado.

$$rate_n^{tox} = mfrac^{tox} * W_n$$

$$mass_n^{tox} = mfrac^{tox} * mass_n$$

Donde para fluidos tóxicos puros como es en el estudio realizado es  $mfrac^{tox} = 1$  resumiendo a:

$$rate_n^{tox} = W_n$$

$$mass_n^{tox} = mass_n$$

Se logra la estimación del área de consecuencia tóxica para liberaciones continuas calculando con la siguiente ecuación:

$$CA_{inj,n}^{tox} = e(rate_n^{tox})^f$$

Donde  $e$  y  $f$  son constantes, las cuales se presentan en la tabla 17.

Duración de liberación continua (minutos)	Amoniaco	
	$e$	$f$
5	2690	1,183
10	3581	1,181
15	4459	1,18
20	5326	1,178
25	6180	1,176
30	7022	1,174
35	7852	1,172
40	8669	1,169
45	9475	1,166
50	10268	1,161
55	11049	1,155
60	11817	1,145
<b>Liberaciones Instantáneas</b>	14,171	0,9011

Tabla 17. Constantes  $e$  y  $f$  para el cálculo del área de consecuencia tóxica.

Se realiza el cálculo de la duración de la fuga o liberación,  $ld_n^{tox}$  estimando el inventario total del componente o sistema sobre la velocidad inicial de liberación. Se debe calcular para cada tamaño de orificio.

$$ld_n^{tox} = \min \left[ 3600, \left\{ \frac{mass_n}{W_n} \right\}, \{60 * ld_{max,n}\} \right]$$

### 2.5.9 Determinación de la probabilidad final ponderada de daño a los equipos y áreas consecuentes de lesiones personales.

El área final de consecuencias tóxicas se determina como una probabilidad ponderada de las áreas de consecuencia tóxica calculada para cada tamaño de orificio. Solamente es tomada en cuenta para lesiones personales, ya que esto no produce daños representativos a los equipos vecinos. La siguiente ecuación nos permite calcular esta probabilidad final:

$$CA_{inj}^{tox} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}} \right]$$

### 2.5.10 Cálculo Consecuencias Financieras

Se hallan las consecuencias financieras de una falla asociando costos de reparación o reemplazo de equipos, daño a los equipos a su alrededor, costos asociados a la producción (perdidas) o interrupciones de negocios debido a las paradas que se tengan que realizar para poder reparar o reemplazar, costos de limpieza del ambiente si se llegara a ver afectado, costos de lesiones personales hacia personal de la empresa o a sus alrededores. API determinó que la suma de ellos daría la consecuencia final financiera,  $FC$  y se determina:

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ}$$

### 2.5.10.1 Costo Daño en Componentes / Equipos

API asocia un precio específico o un costo por equipo dependiendo del tamaño del agujero y del posible escenario que pueda presentarse en el momento de la falla. El costo por agujero o *holecost* API lo estimo basándome en equipos de acero al carbono y generalizando costos para el año 2001 (Tabla 5.15, Parte 3. API 581) presentados en la tabla 18, añadiendo un factor por el material o *matcost* si es diferente de acero al carbono. Se utilizaran los costos estimados de API.

$$FC_{cmd} = \left( \frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * holecost_n}{gff_{total}} \right) * matcost$$

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	PIPEGT16	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	COLMID	10000	25000	50000	100000
Vessel/FinFan	COLBTM	10000	25000	50000	100000

Tabla 18. Costo de daño de equipos.

### 2.5.10.2 Costo de Daño de Equipos Vecinos en Área Afectada.

En el caso en que las consecuencias denoten peligro por fuego o explosión se tomaría el factor de daño a equipos vecinos o  $FC_{affa}$ , en el estudio realizado como solo se están tomando como consecuencias mayores las tóxicas, se omite.

### 2.5.10.3 Costos por Interrupción.

Estos costos se basan en el tiempo de parada y pérdida de producción que se ocasionaría por la liberación y su reparación respectiva.

$$FC_{prod} = (Outage_{cmd} + Outage_{affa})(prodcost)$$

Para cada agujero se estima un downtime (días de parada o trabajo), el cual API pondero y estimo un valor de acuerdo al tipo de componente afectado.

$$Outage_{cmd} = \left( \frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * Outage_n}{gff_{total}} \right) * Outage_{mult}$$

$Outage_{mult}$  Multiplicador de equipos

Si el equipo no afecta a otros equipos  $Outage_{affa}$  se descarta. Para  $Outage_n$  se anexa la tabla 19 la cual es una copia de la tabla 5.17, Parte 3, API 581.



Equipment Type	Component Type	Estimated Outage in Days, $Outage_n$			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	2	3	7	14
Compressor	COMPR	2	3	7	14
Heat Exchanger	HEXSS	0	0	0	0
Heat Exchanger	HEXTS	0	0	0	0
Heat Exchanger	HEXTUBE	0	0	0	0
Pipe	PIPE-1	0	0	0	1
Pipe	PIPE-2	0	0	0	1
Pipe	PIPE-4	0	1	0	2
Pipe	PIPE-6	0	1	2	3
Pipe	PIPE-8	0	2	3	3
Pipe	PIPE-10	0	2	3	4
Pipe	PIPE-12	0	3	4	4
Pipe	PIPE-16	0	3	4	5
Pipe	PIPEGT16	1	4	5	7
Pump	PUMP2S	0	0	0	0
Pump	PUMPR	0	0	0	0
Pump	PUMP1S	0	0	0	0
Tank650	TANKBOTTOM	5	0	0	50
Tank650	COURSE-1	2	3	3	7
Tank650	COURSE-2	2	3	3	7
Tank650	COURSE-3	2	3	3	7
Tank650	COURSE-4	2	3	3	7
Tank650	COURSE-5	2	3	3	7
Tank650	COURSE-6	2	3	3	7
Tank650	COURSE-7	2	3	3	7
Tank650	COURSE-8	2	3	3	7
Tank650	COURSE-9	2	3	3	7
Tank650	COURSE-10	2	3	3	7
Vessel/FinFan	KODRUM	2	3	3	7
Vessel/FinFan	FINFAN	0	0	0	0
Vessel/FinFan	FILTER	0	1	1	1
Vessel/FinFan	DRUM	2	3	3	7
Vessel/FinFan	REACTOR	4	6	6	14
Vessel/FinFan	COLTOP	2	4	5	21
Vessel/FinFan	COLMID	2	4	5	21
Vessel/FinFan	COLBTM	2	4	5	21

Notes: The outage day values listed above are estimates. The end user should review these to reflect their specific requirements

Tabla 19. Tiempo en días de parada (downtime).

#### 2.5.10.4 Costos por Lesiones Potenciales.

Para estimar costos por lesiones debe tenerse en cuenta la densidad de la población,  $popdens$  (densidad de trabajadores por área personal/mt<sup>2</sup>) variando del área en donde se encuentre y de la zona ubicada de la planta, también el costo por individuo,  $injcost$  el cual debe ser suficiente para abarcar compensaciones



médicas, discapacidades, trámites legales, defunción, costos indirectos como pérdida de reputación y escrutinios.

$$FC_{inj} = CA_{inj} * popdens * injcost$$

#### **2.5.10.5 Costos Limpieza Ambiental.**

Esta relación de costos se hace de acuerdo al total del área afectada directa e indirectamente. Se relaciona el material depositado y el tiempo en días para limpieza de este. Siendo amoniaco un gas que produciría intoxicación y muerte de especie animal, se debe tener en cuenta la limpieza que abarca toda la zona donde la nube llegara a afectar, este costo se relaciona de acuerdo a incidentes sucedidos anteriormente y el área calculada máxima de abarcamiento.

### **2.6 ANALISIS DE RIESGO**

Para poder comenzar analizar el riesgo generado en el equipo, primero se debe determinar una variable para este.

Se calcula el riesgo en función del tiempo y área de consecuencia, expresada en unidades de área.

$$R(t) = P_f(t) * CA$$

En función del tiempo y consecuencias financieras, expresada en unidades financieras.

$$R(t) = P_f(t) * FC$$

#### **2.6.1 Matriz de Riesgo**

Presentando los resultados en una matriz de riesgo, se mostrara de una manera dinámica y efectiva el nivel de riesgo por equipos o sistemas. En una matriz de riesgo las consecuencias y las categorías asignadas a la probabilidad fueron arregladas por API para lograr una configuración de bajo – alto riesgo en forma ordenada. En la figura 2 se muestra la matriz de riesgo generada por API.

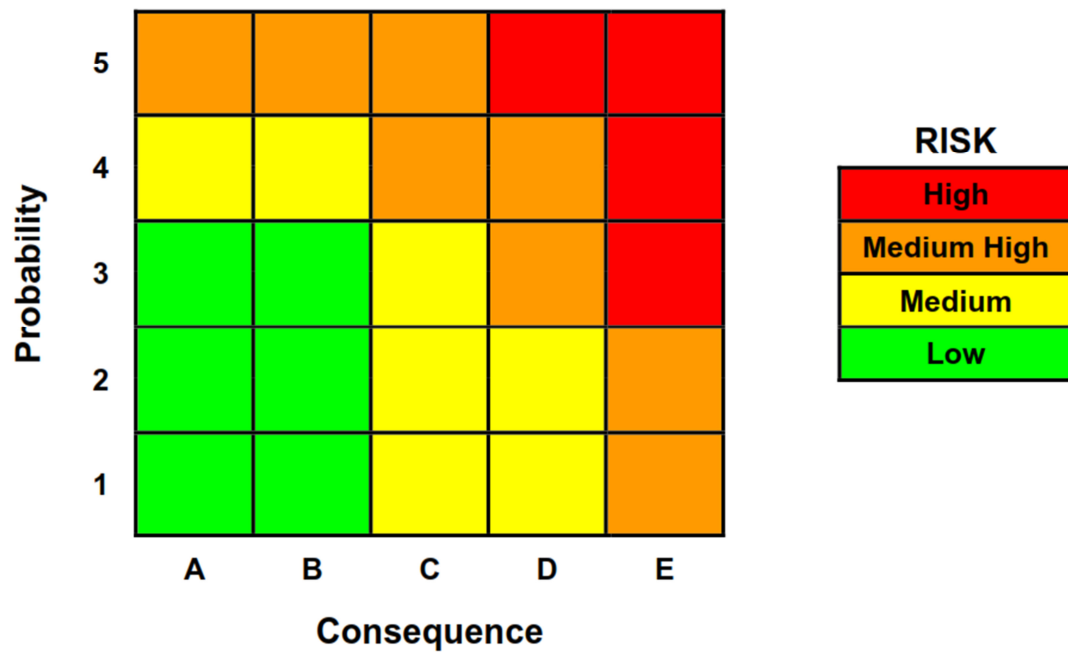


Figura 2. Matriz de Riesgo

Se recomienda unos valores asociados a las consecuencias y probabilidad calculadas, para ubicar dentro de la matriz al equipo o sistema. Los valores se encuentran en las tablas 20 y 21 mostradas a continuación.

Categoría Probabilidad		Categoría Consecuencias x Área	
Categoría	Rango	Categoría	Rango (ft <sup>2</sup> )
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	$CA > 10000$
Categoría	Rango	Categoría	Rango (m <sup>2</sup> )
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 9.29$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA \leq 279$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$279 < CA \leq 929$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 929$

Tabla 20. Valores asignación Rango  $D_f$  para la Matriz de Riesgo.

Fuente: API 581

Categoría Probabilidad		Categoría Consecuencias Financieras	
Categoría	Rango	Categoría	Rango (\$)
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	$FC > 10,000,000$

Tabla 21. Valores asignación de Rango desde el punto de vista Financiero.

Fuente: API 581.

## **2.7 Inspección Planeada Basada en Análisis de Riesgo.**

Después de analizar los riesgos asociados en los equipos, el objetivo final de un análisis RBI es buscar recomendar un sistema de inspecciones basándose en los mecanismos de daño actuantes que influyan en los más altos factores de daño, logrando disminuir estos y manteniendo el equipo en un estado no crítico, aunque no hay que pensar en que esto reducirá el riesgo asociado, lo que nos provee, es de información vital para reducir estos.

En RBI un aumento en la efectividad de las inspecciones es una variable que influye en la posición de un grado de criticidad dado en algún caso. De todos modos cada empresa es idónea de evaluar y de especificar esos niveles de criticidad de acuerdo a políticas internas.

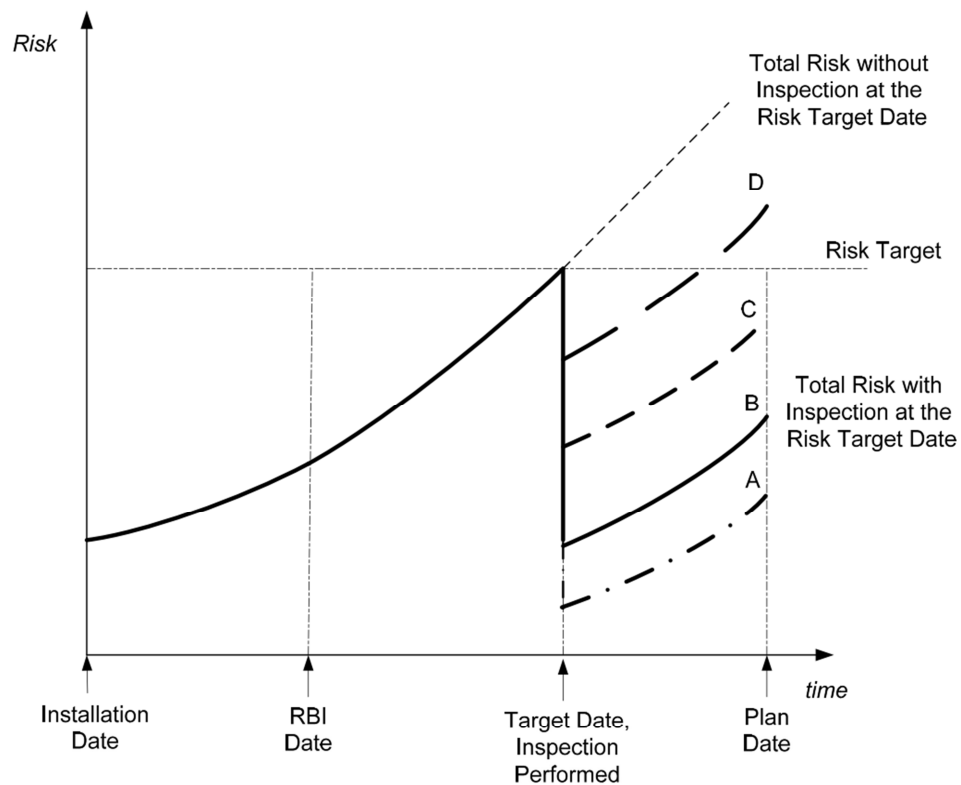
### **2.7.1 Efectividad de las inspecciones. Planeación de inspecciones.**

De acuerdo a lo visto, API dio clasificación a los tipos de inspección a realizar. Nuestra función es escoger de acuerdo al equipo, proceso, métodos gobernantes de falla las inspecciones que abarquen un estudio completo y así crear un seguimiento adecuado en torno a seguridad, costo y eficiencia de las inspecciones.

API nos presenta 3 casos comparativos de planeación de inspección y sus tendencias.

*Caso 1.*

El riesgo máximo supera en un futuro la fecha planeada para inspección. Figura 3.



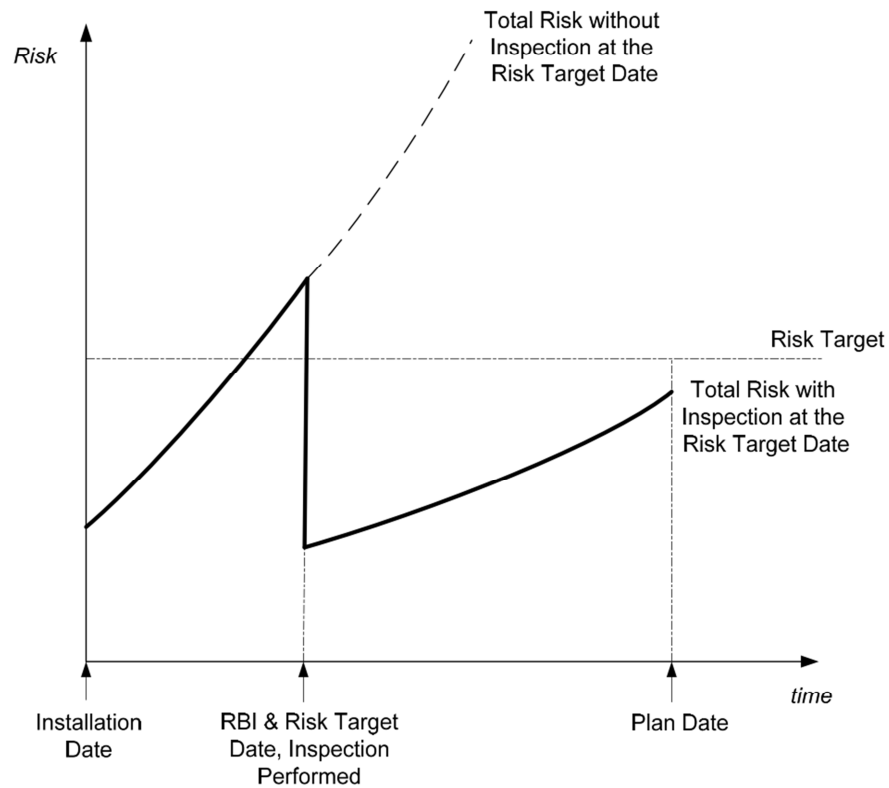
**Figura 3. Caso 1 Planeación de inspección.**

Fuente: API 581 Fig. 4.3

En este caso se debe buscar el número de inspecciones o clases de inspecciones para disminuir y no llegar hasta el riesgo máximo permisible. De acuerdo a las categorías se debe preferir la que más se aleje de los riesgos, pero esto entra en discusión al saber de qué recursos se cuenta para apoyar el plan de inspección, dando siempre prioridad a este y más si se presenta en equipos que el riesgo sea mayor a ocasionar lesiones potenciales.

*Caso 2.*

El riesgo ya ha superado su tope permisible al momento de realizar el análisis RBI.  
Figura 4.



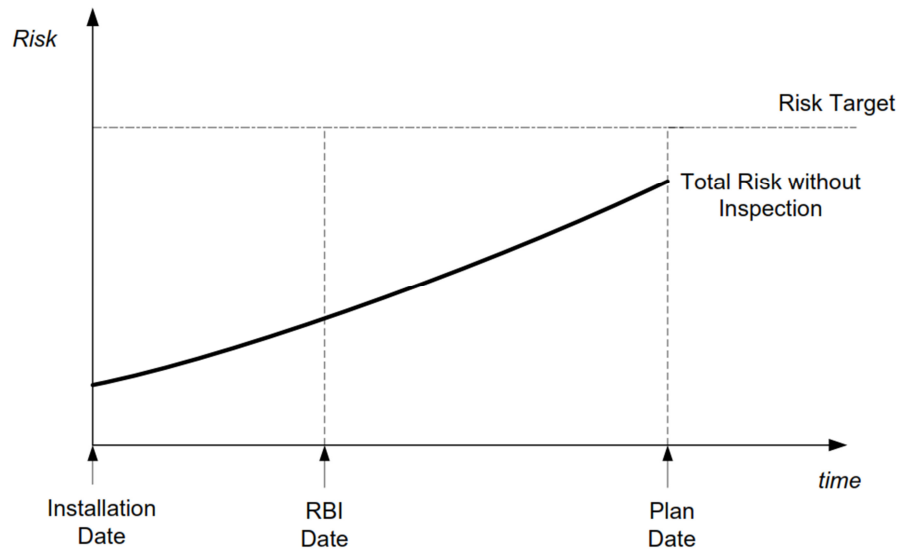
**Figura 4. Caso 2 Planeación de Inspección**

Fuente: API 581. Fig. 4.4.

En este caso es indispensable realizar una inspección con el fin de valorar que tan alejado del límite permisible está, realizar las correcciones o mejoras pertinentes, y entrar en el rango permisible y planeado de inspecciones.

*Caso 3.*

El plan de inspección esta antes del riesgo máximo permisible. Se da cuando se genera el RBI a tiempo. Figura 5.



**Figura 5. Caso 3 Planeación de Inspección**

Fuente: API 581. Fig. 4.5.

### 3 RESULTADOS APLICACIÓN RBI API 581

#### 3.1 Recibidor de Amoniaco D-46

Antes de iniciar con los cálculos se debe tener datos del equipo y hacer una revisión general de este. En la tabla 22 un resumen de los datos.

<b>DATOS DEL EQUIPO</b>	
TAG	<b>NAM-D46</b>
Año construcción	1963
O.D. (in)	48,875
I.D. (in)	48
P diseño (psi)	250
T diseño (°F)	650
Shell Material	SA-212-B
Allowable Stress (psi)-Stress Perm.	17500
Espesor shell (in)	0,4375
LJT	DBFW
LJ EFF	0,85
H. TEST (psi)	375
Frecuencia inspección	4 y
NO CRITICO	
<b>VESSEL HEADS</b>	
Espesor (in)	0,375
Tipo	2:1 ellip

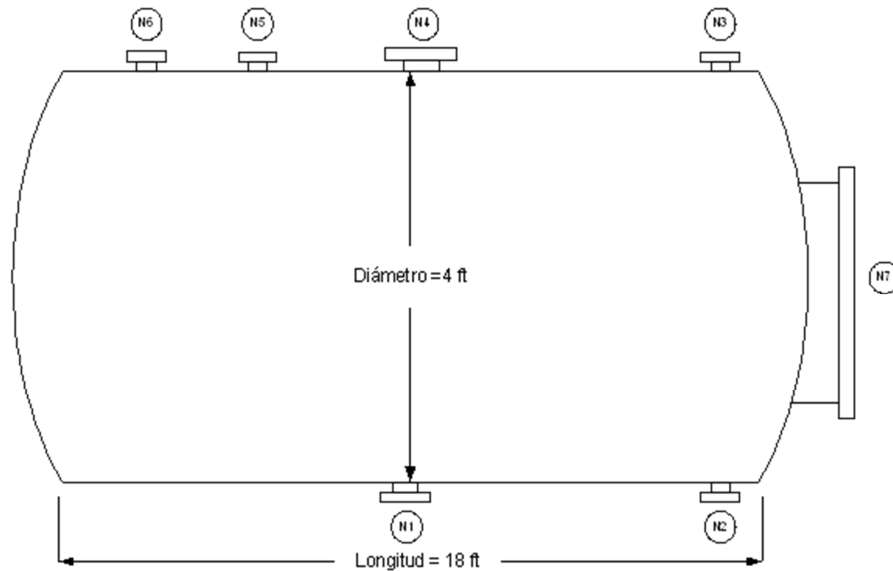
Tabla 22. Datos del Equipo

##### 3.1.1 Descripción del Equipo.

Recipiente horizontal de 48" I.D, 216" de largo, compuesto por un cuerpo de 2 virolas y dos cabezas elipsoidal (2:1), un Man-Hole en el cap Este, 5 boquillas (3 en la parte superior del cuerpo y las otras en la parte inferior) y una bota en la parte inferior central del cuerpo de 8 pulgadas; soportes tipo silletas con soldadura



intermítete al cuerpo y sobre base de concreto (figura 6). El sistema de recubrimiento es triaca, pintado mitad azul y mitad blanco a lo largo. El recipiente se encuentra en funcionamiento.



**Figura 6. Plano Equipo. Vista Lateral. Descripción Nozzles**

Nozzles:

Nozzles	Tamaño, in	Característica.
N1	4	Salida de producto
N2	2	Toma transmisor de Nivel
N3	2	Toma transmisor de Nivel
N4	4	Entrada de Producto
N5	1-1/2	salida de Gas al E-40
N6	2	Válvula de Seguridad
N7	18	Manhole de Inspección

En la figura 7 se puede observar una foto de la vista lateral del equipo.



**Figura 7. Vista Lateral.**

### **3.2 Datos NDT Equipo**

Como primer paso, se debe verificar el estado actual comparado con los datos originales de diseño, con el fin de establecer si cumple con el mínimo requerido de operación y determinar mecanismos de daños activos y periodo de trabajo seguro. En caso que no cumpla con el mínimo requerido se puede usar API 579 FFS para poder evaluar el nivel de criticidad en el que se encuentre, procediendo después a evaluar a través de API 580 y API 581 por medio de RBI para obtener el riesgo que este asociado al equipo.

De acuerdo al historial obtenido de los archivos de ABOCOL S.A. se observa que se han hecho cuatro (4) inspecciones al equipo en los años: 2004, 2008, 2011, 2012. Se resumen en la tabla 23 mostrada a continuación.

AÑO	MEDICION ESPEORES		INSPECCION VISUAL INTERNA		INSPECCION VISUAL EXTERNA		PARTICULAS MAGNETICAS		ULTRASONIDO
2004	x		x		x				x
2008					x		x		x
2011	x				x				
2012	x				x				

**Tabla 23. Resumen inspecciones realizadas al Equipo D-46 durante el periodo 2004 -2012**

Se observa que se obtuvieron tres (3) medidas de espesor, de las cuales en solo dos quedaron registrados los datos obtenidos, que fueron las del año 2011 y 2012. Del año 2004 solo se obtuvo la conclusión hecha por el inspector la cual denota que no vio cambios representativos de espesor para ese año. Se trabajará con los datos de los años 2008, 2011 y 2012.

### 3.3 Espesor Mínimo Requerido

De acuerdo a la norma ASME Sec. VIII se halló el espesor mínimo requerido para trabajar a la presión de diseño (4):

$$t = \frac{PR}{SE - 0,6P}$$

<i>P</i>	Presión de diseño interna
<i>R</i>	Radio interno del recipiente
<i>S</i>	Esfuerzo máximo admisible
<i>E</i>	Eficiencia de la Junta
<i>t</i>	Espesor mínimo

Arrojó como resultado un mínimo de **10,3497 mm**, para una presión de 250 psi. Se tomó la medida mínima de la última medición de espesores dada en **el 2008 en** el registro de inspección *abiscan* generado por la empresa INSPEQ durante la parada de la planta de ese mismo año, dándonos un mínimo tomado de 10,7 mm.

### **3.4 MAWP (Maximum Allowance Working Pressure) Máxima Presión Permisible de Trabajo.**

Para calcular la máxima presión a la cual podría someterse, por medio de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{SEt}{R - 0,6t}$$

Se halló el MAWP (Maximum Allowance Working Pressure) = **258 psi**.

Si se llegara a reducir el espesor mínimo del hallado anteriormente quedaría inhabilitado el recipiente para un trabajo seguro a la presión de operación dada. Si se llegara a sobrepasar la presión determinada por MAWP podría correrse el riesgo de accidente y dañar la integridad del equipo.

### **3.5 Vida remanente**

Para poder obtener una estimación de vida remanente del equipo debemos obtener un estimado de la tasa de corrosión a la cual está siendo expuesto el equipo, de acuerdo a API 581 la tasa de corrosión se puede estimar de acuerdo a las medidas de espesores tomados en las inspecciones, en un periodo no menor de 1 año, en el siguiente cuadro se resumen los datos obtenidos de los archivos de ABOCOL S.A. y la formula dada por la norma API para determinar la vida remanente:

$$Vida\ remanente = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{tasa\ de\ corrosión}$$

En la tabla 24 adjunta del archivo Excel elaborado para realizar los cálculos se muestran los resultados:

DATOS INSPECCION				$t c min$	VIDA REMANENTE (años)	TASA CORROSION (mpy)	MPWA (psi)
AÑO	CUERPO	CABEZAS	S (Allowable Stress)				
	$t min (mm)$	$t min (mm)$					
2004	11,11	N.D.	17500				
2008	11,11	N.D.	17500			0	268,1654513
2011	11,2268	13,208	17500	10,3497453	-7,5090297	-0,1168	270,9538763
2012	11,13	12,88	17500	10,3497453	8,060482117	0,0968	258,2641276

Tabla 24. Tabla Cálculos MAWP

De acuerdo a la información suministrada por la tabla, la vida remanente del equipo da menos de 10 años con la tasa de corrosión estimada de acuerdo al estudio hecho el último año. Se dejó el valor negativo para mostrar la falta de información adecuada y por qué debe analizarse primero antes de comenzar un estudio. Este valor negativo dio ya que las dos veces anteriores se había medido el espesor en ese punto con recubrimiento, método ECO-ECO Automático, en el 2011 se midió retirando el recubrimiento haciéndolo puntual con medición estándar, la cual arrojó el valor que es más certero que el anterior. La norma establece que se realice con un máximo de tiempo para inspección de 4 años.

Por esto se realizó un estudio basado en el riesgo del equipo para poder obtener un acercamiento a cómo manejar la integridad de este.

### 3.6 Probabilidad de Falla

De acuerdo a la sección 2.4.1 del presente documento tenemos que:

Vessel/DRUM	$gff$ (fallas / año)				$gff_{total}$
$gff$	$8,00 * e^{-6}$	$2,00 * e^{-5}$	$2,00 * e^{-6}$	$6,00 * e^{-7}$	$3,06 * e^{-5}$

Los Factores de daño escogidos en el estudio fueron **Adelgazamiento, Daño Externo y SCC**.

#### *Adelgazamiento*

El Factor de adelgazamiento se calculó por medio del parágrafo 2.4.5 con los datos siguientes:

Tasa de corrosión = **0,1 mm/y**

Clasificación de inspecciones = **2B**

Tiempo en Años desde la última inspección = **0,4166 y**

Espesor mínimo requerido = **10,31 mm**

$A_{rt} = 0,010763826$

Después de aplicar los factores de ajuste se concluye que:

$$D_f^{thin} = 1$$

#### *Daño Externo*

El Factor de daño externo se calculó por medio del parágrafo 2.4.7 con los datos siguientes:

Tasa de corrosión = **0,1 mm/y**

Clasificación de inspecciones = **2A**

Tiempo en Años desde la última inspección = **0,4166 y**

Tiempo en Servicio = **49 y**

$C_{rB} = 0,127 \gg$  donde  $C_r = C_{rB}$

Espesor mínimo requerido = **10,31 mm**

$Art = 0,002243578$

Después de aplicar los factores de ajuste se concluye que:

$$D_f^{extcor} = 1$$

Con las preguntas del Apéndice A se procedió a calcular *score* y el **FMS** el cual nos dio un valor de:

$$FMS = 816$$

En la tabla 25 se muestra un resumen de los cálculos realizados para hallar la probabilidad de falla por año del equipo.

hole type	<i>gff</i>	<i>Df</i>	<i>Fms</i>	<i>Pf (t)</i>	
Total/año	0,0000306	1	816	0,0249696	2,50%
0,25	0,000008	1	816	0,006528	0,65%
1	0,00002	1	816	0,01632	1,63%
4	0,000002	1	816	0,001632	0,16%
16	0,0000006	1	816	0,0004896	0,05%

### 3.7 Cálculo de Consecuencias de Falla

Se empezó denotando unas propiedades del equipo, del fluido y del ambiente (promedio anual) que se van a necesitar en el momento de realizar cálculos.

Los datos del equipo se presentan en la tabla 26 y los del fluido y ambiente en las tablas 27 y 28.





	Variable	ft	in	mm	Volumen		
					$in^3$	$mm^3$	$m^3$
Shell	I.D.		48	1219	347435,015	5693439822	
	Long	16	192	4877			
Heads	I.D.		48	1219	14476,4589	237226659,3	
					<b>376387,933</b>	<b>6167893141</b>	<b>6,16789314</b>

Tabla 25. Datos Equipo D-46

TIPO	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	OBSERVACIONES
Fluido	Pop	220	psi	Se tomó la mayor presión de operación
	Top	101,2	F°	Se tomó la mayor temperatura de operación
	Nivel	40%		Porcentaje del fluido liquido

	VARIABLE	VALOR	UNIDAD	OBSERVACIONES
Ambiente	Patm	14,96	psi	Presión Atmosférica
	Tamb	91,4	F°	Temperatura Ambiente
	Tg	105	F°	Temperatura Suelo
	$\rho_e$	0,075	lb/ft <sup>3</sup>	Densidad del aire
	Uw	9,8481	ft/s	Velocidad aire
	RH	66	%	Humedad relativa

Tabla 26. Datos Fluido – Ambiente

PROPIEDADES REQUERIDAS EN CONDICIONES DE ALMACENAMIENTO			
Storage phase	gas		Fase de almacenamiento
Mass fraction liquid	10	%	Fracción de masa del liquido
Mass fraction vapor	90	%	Fracción de masa del gas
Molecular weight, $MW$	0,03754	lb/mol	Peso molecular
Gas density, $\rho$	0,69	lbm/ft <sup>3</sup>	Densidad del gas a 100 F° 210psi
Liquid density, $\rho$	682	kg/m <sup>3</sup>	Densidad del líquido a 100°F 210psi
Liquid viscosity, $\mu$	0,000098	poise	Viscosidad (1.013 bar y 0 °C (32 °F))
$k=Cp/Cv$	1,309623		Razón de calores específicos (Gama: Cp/Cv) (1.013 bar y 15 °C (59 °F))
$AIT$	690	C°	Temperatura de auto-combustión
Limites tóxicos			
	IDLH	300	Ppm
	OSHA	50	Ppm
	NIOSH	25	Ppm

Tabla 27. Propiedades en Condiciones de Almacenamiento



En la tabla 29 se muestra el nivel de riesgo de acuerdo a la N.F.P.A<sup>3</sup>:

Nivel de riesgo N.F.P.A	Valor
Salud	3
Inflamabilidad	1
Reactividad	0
Riesgo espec.	

Tabla 28. Nivel de Riesgo NH3

De acuerdo al parágrafo 2.5.3 tenemos que la velocidad o rata de liberación se calculará de acuerdo a:

Dos Fases

$$W_n = C_d * K_{v,n} * \rho_l * \frac{A_n}{C_l} \sqrt{\frac{2 * g_c * (P_s - P_{atm})}{\rho_l}}$$

En la tabla 30 se presentan los resultados de la ecuación anterior descrita. Se muestran los pasos que se tomaron en Excel para realizar el cálculo, en la parte superior de la tabla. Si se analiza se deducirá que es la ecuación fraccionada.

Numero	An (in <sup>2</sup> )	Cd*K <sub>v,n</sub> *ρ <sub>l</sub> *An/C <sub>l</sub>	2*gc*(Ps-Patm)	Raiz[2*gc*(Ps-Patm)]	Wn
1	0,049087	0,000168431	176061,0133	419,5962504	0,07067305
2	0,785398	0,002694897	176061,0133	419,5962504	1,13076886
3	12,56637	0,043118359	176061,0133	419,5962504	18,0923018
4	201,0619	0,689893747	176061,0133	419,5962504	289,476829

Tabla 29. Wn para dos fases. Flasheo

Fase de Vapor:

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} * P_s * A_n \sqrt{\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{k * MW * g}{R * T_s}}$$

<sup>3</sup> National Fire Protection Association

En la tabla 31 se presentan los resultados:

Numero	An (in <sup>2</sup> )	Cd/C2*An*Ps	k*MW*gc/R*Ts	$[(2/k+1)]^{(k+1/k-1)}$	Raiz	Wn
1	0,049087	6,587527095	0,0000019684	0,334897977	0,00081191	0,00534851
2	0,785398	105,4004335	1,96838E-06	0,334897977	0,00081191	0,08557613
3	12,56637	1686,406936	1,96838E-06	0,334897977	0,00081191	1,36921803
4	201,0619	26982,51098	1,96838E-06	0,334897977	0,00081191	21,9074885

Tabla 30. Wn fase de liberación de Vapor.

Se procede a estimar el fluido disponible para ser liberado de acuerdo al párrafo 2.5.4, se halla por medio de la densidad,  $\rho$ , y el volumen total del recipiente, la fracción de masa de líquido y gas. En la tabla 32 se presenta el cálculo realizado.

<i>mass<sub>comp</sub></i>		
Líquido	1682,6012	kg
	3710,25634	lb
Gas	2,55350776	lb
	1,15801577	kg
C3	10000	

Tabla 31. *mass<sub>comp</sub>*.

Teniendo los datos de velocidad y masa disponibles, se calcula el tiempo de liberación y la forma de este (instantánea o continua) dependiendo del diámetro del agujero de acuerdo al párrafo 2.5.5. En la tabla 33 se presenta cálculos realizados.

Orificio	in	Wn	Wn (gas)	mass add	<i>mass<sub>comp</sub></i> + <i>mass add</i>	<i>t<sub>n</sub></i> (líquido)	<i>t<sub>n</sub></i> (gas)	Tipo
1	0,25	0,07067305	0,00534851	12,7211497	3722,97749	141496,644 seg	1869680,32 seg	Cont
2	1	1,13076886	0,08557613	203,538396	3913,79473	8843,54028 seg	116855,02 seg	Cont
3	4	18,0923018	1,36921803	3256,61433	6966,87067	552,721268 seg	7303,43873 seg	Cont
4	16	289,476829	21,9074885	52105,8293	55816,0856	34,5450792 seg	456,464921 seg	inst

Tabla 32. Tiempo de Liberación Calculado.

Se procede por medio de los datos termodinámicos y como se explicó en el parágrafo 2.5.7 a hallar la fracción de flasheo, dado que se presenta al encontrarse el amoníaco con el delta de presión.

$$frac_{fsh} = 0,25156869$$

$$frac_{cro} = 0,49686261$$

$$frac_{fsh} = 100 * C_p ( T_u - T_d ) / H_v$$

En la tabla 34 se presentan los datos utilizados.

	Valor	Unidad	Descripción
Cp	4,86	Kj/KgK°	Calor específico a la temperatura y presión dentro del recipiente
Tu	309,15	K°	Temperatura del líquido dentro del recipiente
Td	239,59	K°	Temperatura De saturación del líquido correspondiente a la presión externa
Hv	1343,81427	Kj/Kg	Calor latente de vaporización a la presión externa y la temperatura de saturación correspondiente.

Tabla 33. Datos Fluido NH3

En la tabla 35 se muestra los datos usados para la interpolación y posterior cálculo realizado.

P (kpa)	hf	hg
97,98	26,49	1398,07
100	28,22786615	1372,04213
108,29	35,36	1365,7

Tabla 34. Tabla de Cálculos con interpolación.

De acuerdo a la tabla 14 y 15 Guía de detección y aislamiento del sistema.

Clasificación **C**

De acuerdo a la clasificación el factor de ajuste  $fact_{di}$  queda en **0.0**

De acuerdo al parágrafo 2.5.6 la duración de las fugas basándose en el sistema de detección y aislamiento.

Clasificación **C**

Después de obtener los datos necesarios procedemos a hallar las consecuencias toxicas, cabe expresar que no se incluyó consecuencias materiales, ya que la probabilidad que suceda una explosión es muy poca por ende no se prevé daños materiales a los equipos ajenos.

De acuerdo al parágrafo 2.5.8 se calculó:

Para fluidos tóxicos puros ( $mfrac = 1,0$ ), la  $rate_n$  es igual a la tasa de liberación,  $W_n$ .

$mass_n$  es igual a la masa relativa toxica.

En la tabla 36 se presentan los cálculos obtenidos. De acuerdo al parágrafo 2.5.8 se dividió la ecuación para lograr los cálculos más precisos y sin errores.

$Ldn$	$rate_n$ gas	$rate_n$ liq	$rate_n * Ldn$ (gas)	$rate_n * Ldn$ (liq)	$mass_{vail,n}$ (liquid)	$mass_n$
60	0,005348508	0,070673	0,3209105	4,240383242	3710,3	4,240383242
40	0,085576127	1,130769	3,4230451	45,23075458	3710,3	45,23075458
20	1,369218031	18,0923	27,384361	361,8460366	3710,3	361,8460366
	21,9074885	289,4768	0	0	3710,3	0

**Tabla 35. Masa total de liberación.**

### 3.8 Estimación del Área de Consecuencia

De acuerdo al párrafo 2.5.8, presentamos en la tabla 37 los cálculos realizados:

	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>e</i>	<i>f</i>
60	11817	1,145	2714	1,145
40	8669	1,169	2029	1,169
20	5326	1,178	1256	1,178
inst.release	14,171	0,9011	2684	0,9011
<b>in</b>	<b>CA</b>		<b>CA</b>	
0,25	29,60285605	ft <sup>2</sup>	6,7988619	m <sup>2</sup>
1	489,6539068	ft <sup>2</sup>	114,60466	m <sup>2</sup>
4	7711,98003	ft <sup>2</sup>	1818,672	m <sup>2</sup>
16	228,7749573	ft <sup>2</sup>	43330,18	m <sup>2</sup>

Tabla 36. Cálculos de Área de Consecuencia.

Se compara el impacto que puede tener el gas al escaparse al cambio de presión, el área es alta.

Si se hiciera el estudio basándose en el estado líquido donde la expansión puede llegar a ser de 30 a 50 veces, se nota que el área aumentaría drásticamente.

El cálculo se hizo asumiendo que siempre la fase de liberación sería gas.

Se calcula  $ld_n^{tox}$ , en la tabla 38 se presenta los cálculos realizados:

<b>in</b>	<b>Seg</b>	<b>gas</b>	<b>Liq</b>	<b>gas</b>	<b><math>ld_n^{tox}</math></b>
0,25	3600	792,816	3600	3600	792,8161076
1	3600	528,544	2400	2400	528,5440717
4	3600	264,272	1200	1200	264,2720359
16	3600	0	0	0	0

Tabla 37. Cálculos  $ld$

### 3.9 Consecuencias Tóxicas Finales

Por lo explicado en el párrafo 2.5.9 se obtienen los resultados en la tabla 39:

Hole size	$gff_n$	$gff_{total}$		$CA_{inj}(tox)$
0,25	0,000008	3,06E-05	6,7988619	<b>1,777480241</b>
1	0,000028	3,06E-05	114,60466	<b>104,867007</b>
4	0,00003	3,06E-05	1818,672	<b>1783,011736</b>
16	0,0000306	3,06E-05	43330,18	<b>43330,18033</b>

Tabla 38. Consecuencias Finales Tóxicas.

### 3.10 Consecuencias Financieras Finales

De acuerdo a párrafo 2.5.10 se halló un estimado de los costos de los componentes o del equipo el cual se presenta en la tabla 40.  $matcost$  Factor por material, en este caso se omite y se coloca uno porque el estudio se hizo simulando el material como acero al carbono.

Después se realiza un estimado de costos por daños a equipos vecinos. Este valor se toma si sucediera un evento con el fluido el cual se tornara explosivo o inflamable, las emisiones toxicas no resultan peligrosas para los equipos vecinos.

TYPE HOLE	$gff_n$	$holecost_n$	$gff_{total}$	$FC_{cmd}$
1	0,000008	2000	0,0000306	522,875817
2	0,000028	6000	0,0000306	5490,19608
3	0,00003	10000	0,0000306	9803,92157
4	0,0000306	20000	0,0000306	20000

Tabla 39. Factor Daño del Equipo.

Se procede a calcular el factor por costos de producción. En la tabla 41 se presentan los resultados.

$Outage_n$	$gff_n$	$gff_{total}$	$Outage_{mul_t}$	$Outage_{cmd}$	$prodcost$	$FC_{prod}$
2	0,000008	0,0000306		0,52287582	\$ 25.000	13071,8954
3	0,000028	0,0000306		2,74509804	\$ 25.000	68627,451
3	0,00003	0,0000306		2,94117647	\$ 25.000	73529,4118
7	0,0000306	0,0000306		7	\$ 25.000	175000

Tabla 40. Factor Costos de Producción

El factor *Outage-mult* es un multiplicador en caso que sean varios equipos, por esto se dejó en blanco.

Se continuó con el factor por lesiones personales. En la tabla 42 se presenta los resultados.

$CA_{inj}$	$popdens$	$injcost$	$FC_{inj}$
1,77748024	0,00064706	\$ 250.000	287,533568
104,867007	0,00064706	\$ 250.000	16963,7805
1783,01174	0,00064706	\$ 250.000	288428,369
43330,1803	0,00064706	\$ 250.000	7009293,88

**Tabla 41. Factor Lesiones Personales**

Ya teniendo los datos necesarios para poder calcular el factor financiero por las consecuencias de fallas, se procede a calcular y se presenta en la tabla 43 los resultados obtenidos.

TYPE HOLE	$FC_{cmd}$	$FC_{inj}$	$FC_{prod}$	$FC$
0,25	522,875817	287,533568	13071,89542	13882,3048
1	5490,19608	16963,7805	68627,45098	91081,4276
4	9803,92157	288428,369	73529,41176	371761,702
16	20000	7009293,88	175000	7204293,88

**Tabla 42. Cálculo Final de Consecuencias Financieras.  $FC$**

Hay datos que se omitieron como  $FC_{affa}$  y  $FC_{environ}$ . El primero por la razón ya expuesta, debido a que no se presentan daños a equipos vecinos y el segundo, como la liberación no es potencial contra el medio ambiente, ni produciría costos significativos de limpieza sobre este, se omite.

### 3.11 Análisis de Riesgo

Se halla por medio de lo explicado en el parágrafo 2.6 y los datos obtenidos anteriormente el riesgo por área de consecuencia y factor financiero, se presentan en las tablas 44 y 45 respectivamente.

$Pf(t)$	CA	$R(t)$
0,0249696		
0,006528	6,7988619	0,04438297
0,01632	114,60466	1,87034801
0,001632	1818,672	2,96807266
0,0004896	43330,18	21,2144563

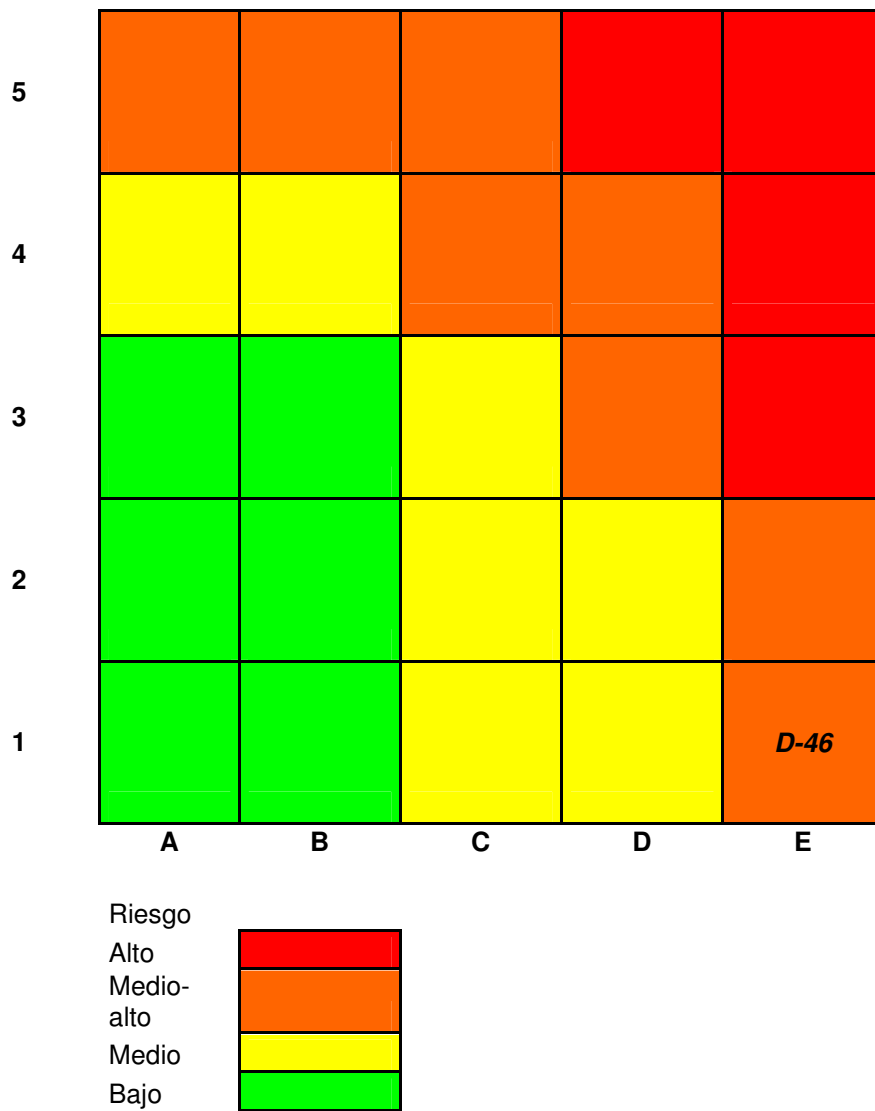
**Tabla 43. Riesgo por Área de Consecuencia**

$Pf(t)$	FC	$R(t)$
0,0249696		
0,006528	13882,305	90,6236858
0,01632	91081,428	1486,4489
0,001632	371761,7	606,715098
0,0004896	7204293,9	3527,22228

**Tabla 44. Riesgo por Factor Financiero.**



Se procede a ubicar el equipo en la matriz de riesgo ( figura 8), de acuerdo a las indicaciones del parágrafo 2.6.



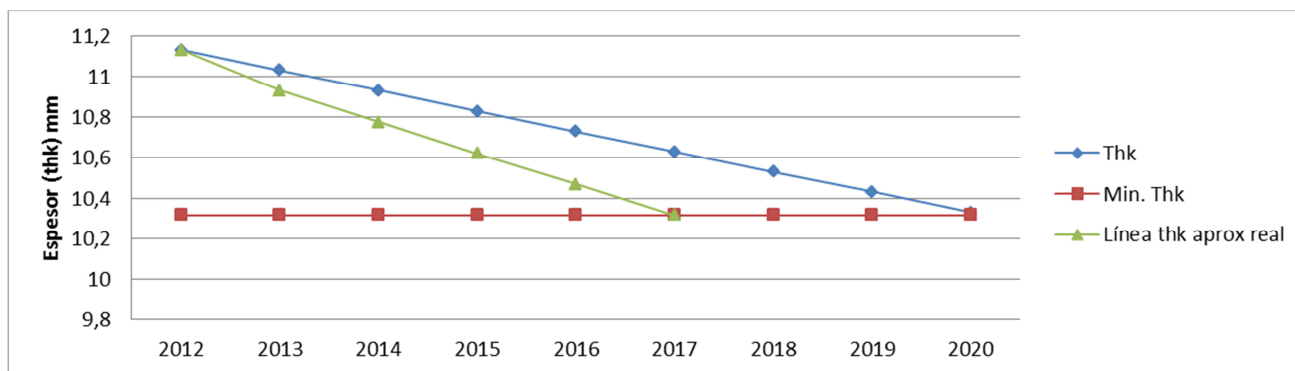
**Figura 8. Matriz de Riesgo. Ubicación D-46**

#### 4 ANÁLISIS DE DATOS

De acuerdo al parágrafo 3.3 el resultado arrojado de espesor mínimo requerido para trabajar a la presión de diseño fue de **10,3497 mm**. Basándose en este resultado se creó una tendencia de comportamiento de adelgazamiento del equipo.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	11,13	11,03	10,93	10,83	10,73	10,63	10,53	10,43	<b>10,33</b>
Tasa (mmpy)	0,1	11,13	10,93	10,77535	10,6214733	10,4683659	<b>10,3160241</b>	irr	irr
Factor	0,005	11,03	10,77535	10,6214733	10,4683659	10,3160241	10,1644439	irr	irr

**Tabla 45. Proyección comportamiento Corrosión D-46**



De acuerdo a la gráfica, se puede observar un comportamiento simulado de la corrosión que pueda llegar a presentarse en el equipo. Se simuló desde el año 2012 al año 2020, dentro de este rango se

encontró como muestra la línea verde de la gráfica 3 que si al simular con la tasa de corrosión encontrada y multiplicando por un factor de 5% de aumento mensual, para el año 2017 estaría llegando a su espesor mínimo de trabajo.

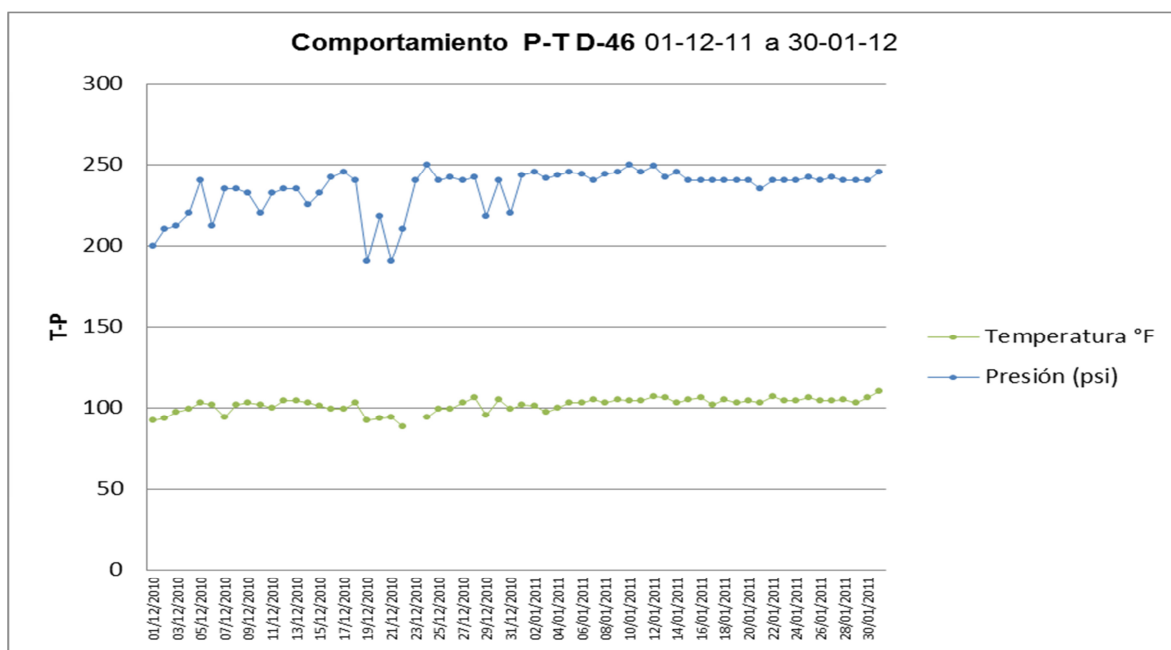
**Gráfica 3. Tendencia Thk 2012-2020**

Cabe resaltar que estos resultados son en condiciones en las cuales el equipo no se interviene. Dentro del plan actual de inspección, la próxima inspección general para externa, interna, ultrasonido está planeado para el año 2016. La línea azul denota el comportamiento del adelgazamiento bajo cuidado del equipo por el recubrimiento el cual se encuentra en buen estado.

La estimación de la vida remanente en la cual arrojo **8,06** años en los cuales el equipo puede trabajar de manera confiable, llevo a analizar como variar y prolongar en un lapso la vida de este.

Por esto se buscaron datos de operación para analizar a que presiones realmente es sometido el equipo.

En la gráfica 4 mostramos un comportamiento de la presión y temperatura a la cual opera el equipo en un rango de dos meses, en los cuales la planta estuvo operando a full carga sin muchas interrupciones.

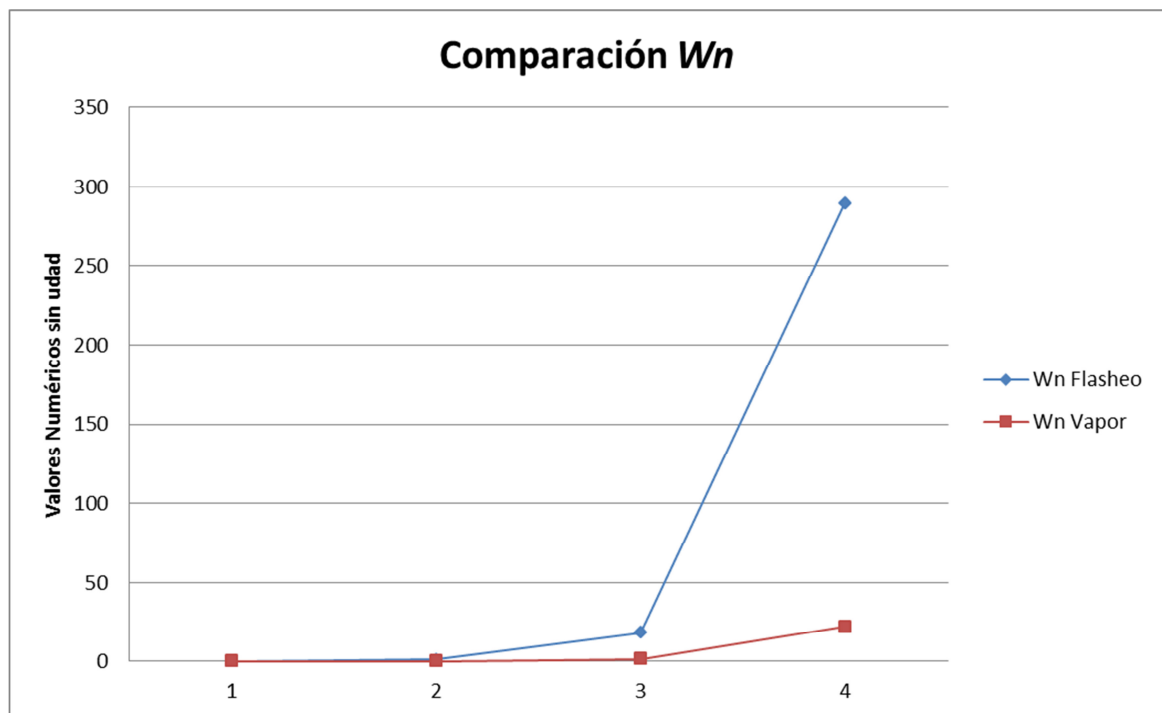


**Gráfica 4. Valores Presión y Temperatura de operación D-46**

Fue comparado todo el año 2010 hasta finales de 2012 y se concluyó que el equipo tiene picos de operación de más de 250 psi, en estos momentos MAWP está en 258 psi, y calculando que para operar a 250 psi el mínimo espesor requerido sea de 10,34 mm se estaría llegando hacia el año 2017 a poder estar operando al límite de presión aceptada por confiabilidad, siendo en estos momentos presiones muy cerca del límite, pero todavía abarcadas por confiabilidad.

Con respecto a las probabilidades de falla, se comparó de acuerdo a los 4 tipos de agujeros posibles y se denota que el de mayor probabilidad con un valor de 1,63% es el de 1in.

Al hallar **Wn** se denota que cambia drásticamente en la etapa de flasheo a la etapa de vapor, en la gráfica 5 se muestra su comportamiento.



Gráfica 5. Comparación  $W_n$

Se analizó de acuerdo a la masa disponible de liberación, para así calcular una posible área de consecuencia. En la figura 9 se muestra el tamaño proporcional de área de consecuencia.

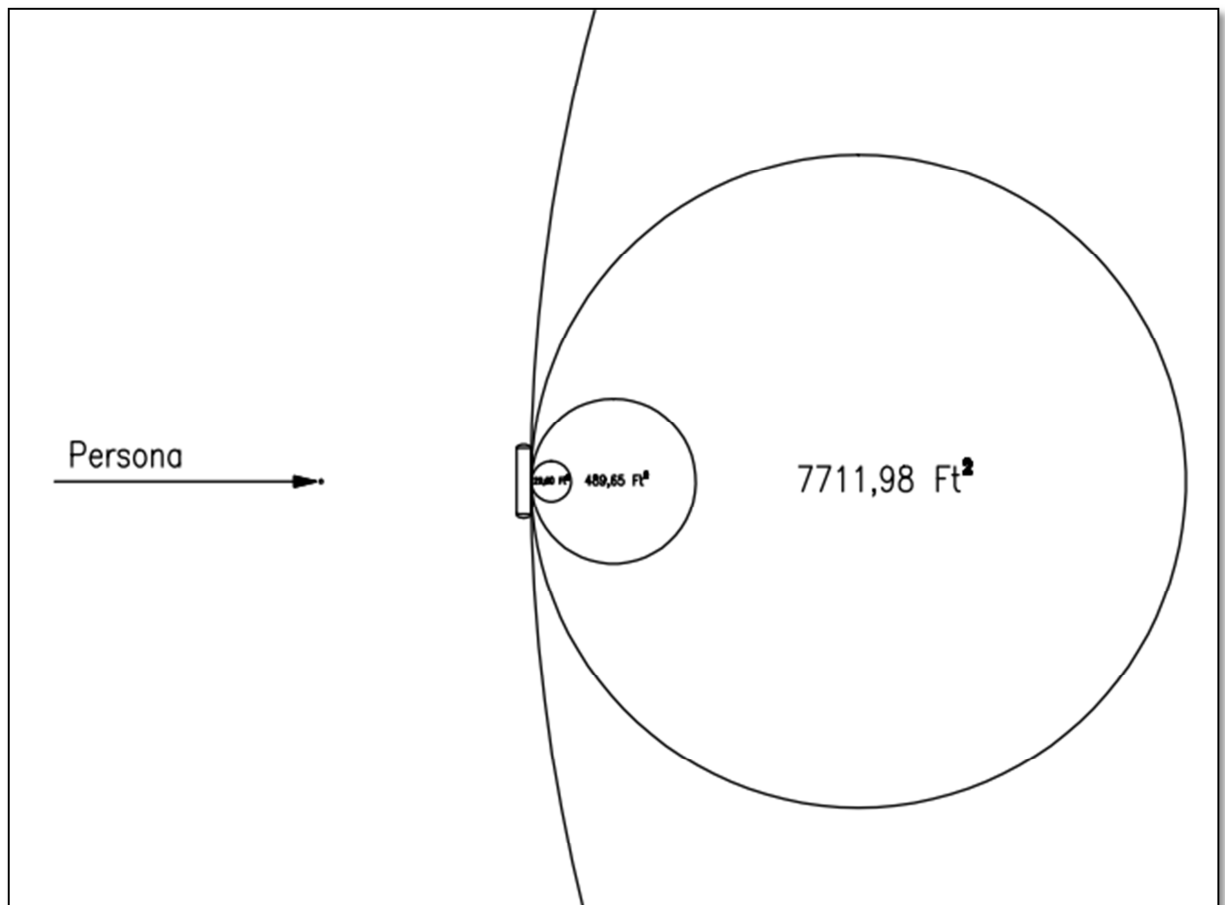


Figura 9. Área de Consecuencia ft<sup>2</sup>

En la figura 10 se muestra el área mayor de consecuencia, como se aprecia la figura 9 es un acercamiento de una sección de la figura 10.

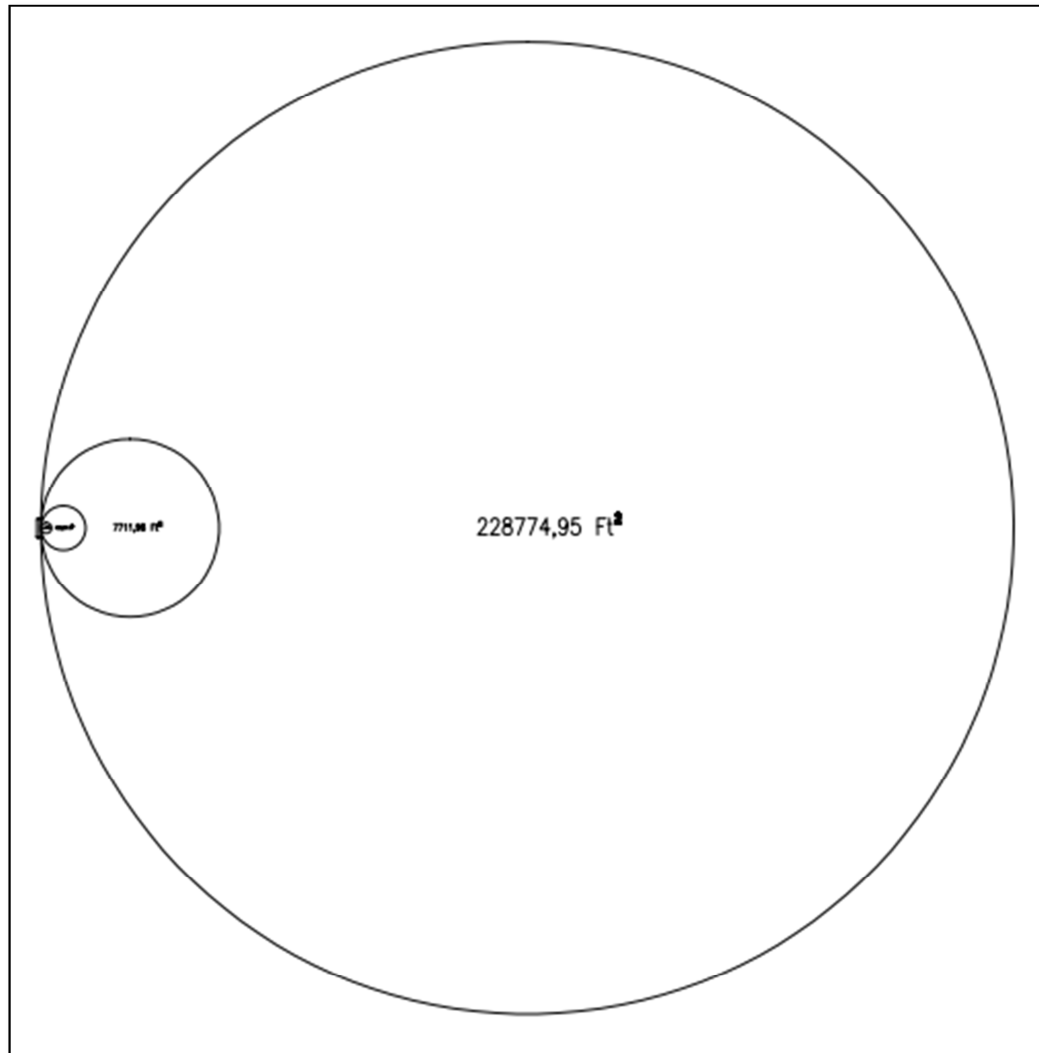


Figura 10. Área Total de Consecuencia



En la figura 11 se muestra una foto tomada aérea por el programa gratuito Google Earth v. 7.03.85.42.

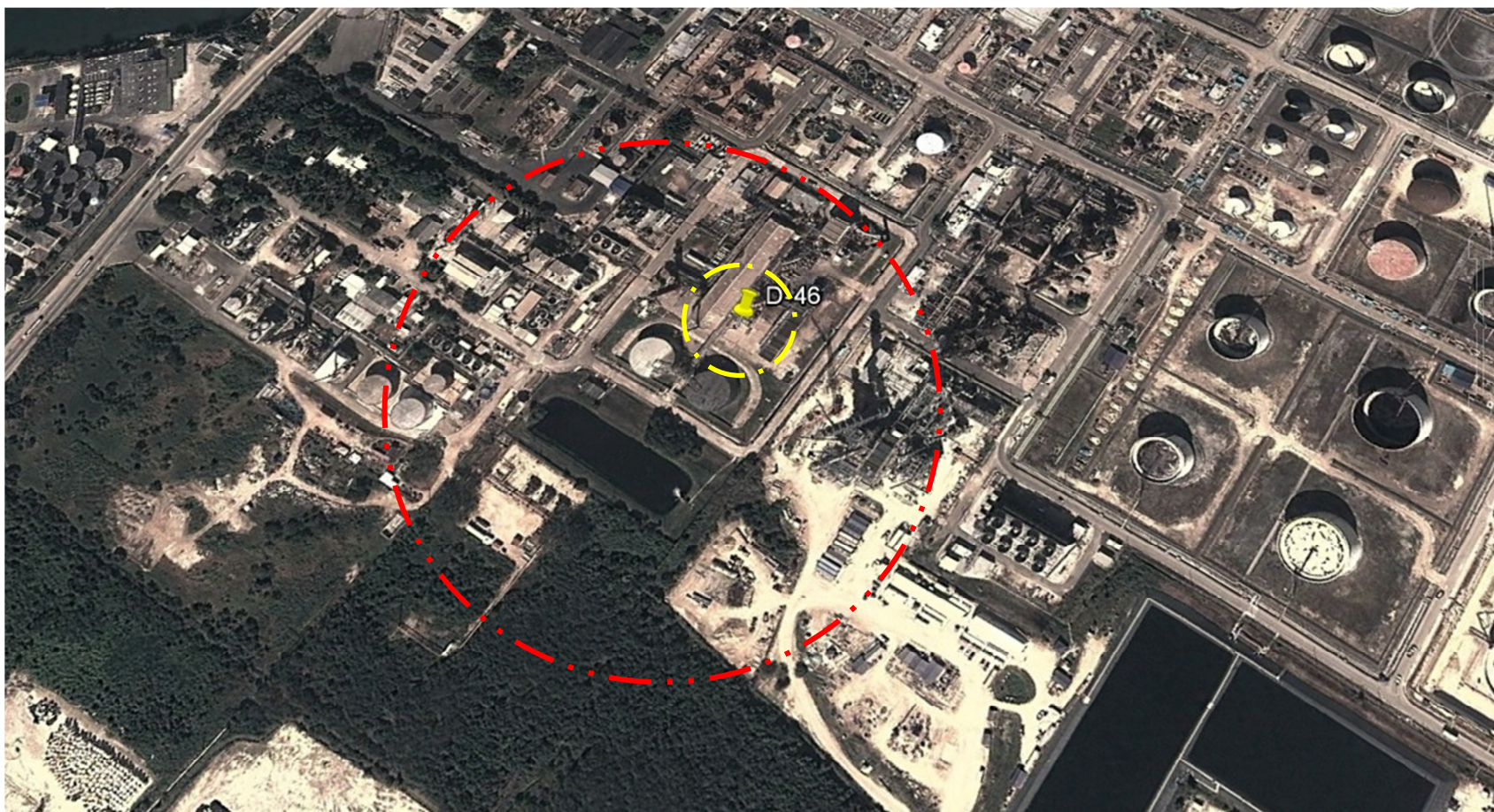


Figura 11.Foto Aérea.

En la figura 11 se observa que el área afectada por falla del recipiente es de gran tamaño, a pesar de tener un tamaño pequeño relativo comparado con los demás recipientes que actualmente operan en la planta. El área encerrada por el círculo rojo corresponde a la mayor extensión calculada. El área encerrada por el círculo amarillo corresponde a la tercera mayor calculada.



## 5 CONCLUSIONES

De acuerdo a la metodología aplicada de RBI API 581, la máxima presión admisible de trabajo (MAWP) dio como resultado : **258 psi**. La Vida Remanente del equipo sin intervención y con la misma tasa de corrosión es de: **8 años**. El área de consecuencias máxima es de: **43330,18 ft2**.

Los cálculos ubicaron después de la aplicar la metodología, a el equipo con riesgo medio-alto dentro de la matriz de riesgo.

5					
4					
3					
2					
1					<i>D-46</i>
	A	B	C	D	E

Riesgo	Color
Alto	
Medio-alto	
Medio	
Bajo	

De acuerdo a los resultados del cálculo de vida remanente tan bajo, se proponen las siguientes acciones:

1. Pedir a procesos el estudio de la posibilidad de bajar el máximo de presión de trabajo a 245psi, así como cambiar la calibración de las válvulas de seguridad SV43A y SV43B, para evitar daños sobre el cuerpo del recipiente.
2. Realizar inspección en Junio 2013 por toma de espesores para tener otra medida y así establecer una tendencia anual, recalculer la tasa de corrosión y analizar si esta a aumentado o disminuido.
3. Aplicar la metodología FITNESS FOR SERVICE API 579 para establecer el tiempo máximo calculado seguro del equipo.

4. Realizar inspección visual interna en la parada de 2016, sumado al plan de inspección establecido. Recalcular nivel de riesgo del equipo después de la parada, con el fin de establecer una nueva frecuencia de inspección adecuada.
5. El plan de inspección quedo dado de la siguiente manera:

NDT	Fecha	
Inspección visual	jun-13	feb-16
Toma de Espesores		
UT Scan B, Scan C	jun-13	feb-16
FFS	jun-13	feb-16
Inspección visual interna		feb-16
Phased Array en Soldaduras		Feb-16

6. Antes del estudio RBI se había fijado, para el 2020.

## 6 APENDICE A

### 6.1 A.1. Leadership and Administration.

Questions	Possible Score	Actual Score
1 Does the organization at the corporate or local level have a general policy statement reflecting management's commitment to Process Safety Management, and emphasizing safety and loss control issues?	10	
2 Is the general policy statement:		
a. Contained in manuals?	2	
b. Posted in various locations?	2	
c. Included as a part of all rule booklets?	2	
d. Referred to in all major training programs?	2	
e. Used in other ways? (Describe)	2	
3 Are responsibilities for process safety and health issues clearly defined in every manager's job description?	10	
4 Are annual objectives in the area of process safety and health issues established for all management personnel, and are they then included as an important consideration in their regular annual appraisals?	15	
5 What percentage of the total management team has participated in a formal training course or outside conference or seminar on Process Safety Management over the last three years?	% x 10	
6 Is there a site Safety Committee, or equivalent?	5	
a. Does the committee make-up represent a diagonal slice of the organization?	5	
b. Does the committee meet regularly and document that appropriate recommendations are implemented?	5	
<b>Total Points</b>	<b>70</b>	



## 6.2 A.2. Process Safety Information.

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Are Material Safety Data Sheets (MSDS) available for all chemical substances used or handled in each unit?	5	
	a. Is the maximum on-site inventory of each of these chemicals listed?	2	
	b. Is this information available to operations and maintenance personnel and any appropriate contract personnel in the unit?	2	
	c. Are the hazardous effects, if any, of inadvertent mixing of the various materials on site clearly stated in the Standard Operating Procedures and emphasized in operator training programs?	2	
2	Are quality control procedures in place and practiced to ensure that all identified materials meet specifications when received and used?	10	
3	Is up-to-date written information readily available in the unit that:		
	a. Summarizes the process chemistry?	3	
	b. Lists the safe upper and lower limits for such items as temperatures, pressures, flows and compositions?	3	
	c. States the safety-related consequences of deviations from these limits?	3	
4	Is a block flow diagram or simplified process flow diagram available to aid in the operator's understanding of the process?	5	
5	Are P&IDs available for all units at the site?	10	
6	Does documentation show all equipment in the unit is designed and constructed in compliance with all applicable codes, standards, and generally accepted good engineering practices?	8	
7	Has all existing equipment been identified that was designed and constructed in accordance with codes, standards, or practices that are no longer in general use?	4	
	Has it been documented that the design, maintenance, inspection and testing of such equipment will allow it to be operated in a safe manner?	4	
8	Have written records been compiled for each piece of equipment in the process, and do they include all of the following?		

	a. Materials of construction	1	
	b. Design codes and standards employed	1	
	c. Electrical classification	1	
	d. Relief system design and design basis	1	
	e. Ventilation system design	1	
	f. Safety systems, including interlocks, detection and suppression systems	1	
9	Are procedures in place to ensure that each individual with responsibility for managing the process has a working knowledge of the process safety information appropriate to his or her responsibilities?	5	
10	Is a documented compilation of all the above Process Safety Information maintained at the facility as a reference? The individual elements of the Information may exist in various forms and locations, but the compilation should confirm the existence and location of each element.	8	
<b>Total points</b>		<b>80</b>	



### 6.3 A.3. Process Hazard Analysis.

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	What percentage of all process units that handle hazardous chemicals at the facility have had a formal Process Hazard Analysis (PHA) within the last five years?	% x 10	
2	Has a priority order been established for conducting future PHAs?	5	
	Does the basis for the prioritization address the following factors?:		
	a. The quantity of toxic, flammable, or explosive material at the site	1	
	b. The level of toxicity or reactivity of the materials	1	
	c. The number of people in the immediate proximity of the facility, including both onsite and offsite locations	1	
	d. Process complexity	1	
3	e. Severe operating conditions or conditions that can cause corrosion or erosion	1	
	Do the PHAs conducted to date address:		
	a. The hazards of the process?	2	
	b. A review of previous incident/accident reports from the unit being analyzed to identify any previous incidents that had a potential for catastrophic consequences?	2	
	c. Engineering and administrative controls applicable to the hazards and their interrelationships?	2	
	d. Consequences of failure of engineering and administrative controls?	2	
	e. Facilities siting?	2	
	f. Human factors?	2	
g. A qualitative evaluation of the possible safety and health effects of failure	2		
4	Based on the most recent PHA conducted:		
	a. Was the team leader experienced in the technique being employed?	3	
	b. Had the team leader received formal training in the method being	3	



	employed?		
	c. Was at least one member of the team an expert on the process being analyzed?	3	
	d. Were all appropriate disciplines represented on the team or brought in as required during the analysis?	3	
	e. Was at least one member of the team a person who did not participate in the original design of the facility?	3	
5	Is a formal system in place to promptly address the findings and recommendations of a Process Hazard Analysis to ensure that the recommendations are resolved in a timely manner and that the resolution is documented?	8	
	a. If so, are timetables established for implementation?	3	
	b. Does the system require that decisions concerning recommendations in PHAs and the status of implementation be communicated to all operations, maintenance and other personnel who may be affected?	3	
6	Is the methodology used in past PHAs and/or planned future PHAs appropriate for the complexity of the process?	10	
7	Are the PHAs being led by an individual who has been trained in the methods being used?	12	
8	Based on the most recent PHAs conducted, are the average rates of analysis appropriate for the complexity of the systems being analyzed? (Typically, 2–4 P&IDs of average complexity will be analyzed per day.)	10	
9	After the process hazards have been identified, are the likelihood and consequences of the failure scenarios assessed using either qualitative or quantitative techniques?	5	
<b>Total Points</b>		<b>100</b>	

## 6.4 A.4. Management of Change

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Does the facility have a written Management of Change procedure that must be followed whenever new facilities are added or changes are made to a process?	9	
	Are authorization procedures clearly stated and at an appropriate level?	5	
2	Do the following types of "changes" invoke the Management of Change procedure?		
	a. Physical changes to the facility, other than replacement in kind (expansions, equipment modifications, instrument or alarm system revisions, etc.).	4	
	b. Changes in process chemicals (feedstocks, catalysts, solvents, etc.).	4	
	c. Changes in process conditions (operating temperatures, pressures, production rates, etc.).	4	
	d. Significant changes in operating procedures (startup or shutdown sequences, unit staffing level or assignments, etc.).	4	
3	Is there a clear understanding at the facility of what constitutes a "temporary change?"	5	
	a. Does Management of Change handle temporary changes as well as permanent changes?	4	
	b. Are items that are installed as "temporary" tracked to ensure that they are either removed after a reasonable period of time or reclassified as permanent?	5	
4	Do the Management of Change procedures specifically require the following actions whenever a change is made to a process?		
	a. Require an appropriate Process Hazard Analysis for the unit.	3	
	b. Update all affected operating procedures.	3	
	c. Update all affected maintenance programs and inspection schedules.	3	
	d. Modify P&IDs, statement of operating limits, Material Safety Data Sheets, and any other process safety information affected.	3	
	e. Notify all process and maintenance employees who work in the area of the change, and provide training as required.	3	



	f. Notify all contractors affected by the change.	3	
	g. Review the effect of the proposed change on all separate but interrelated upstream and downstream facilities.	3	
5	When changes are made in the process or operating procedures, are there written procedures requiring that the impact of these changes on the equipment and materials of construction be reviewed to determine whether they will cause any increased rate of deterioration or failure, or will result in different failure mechanisms in the process equipment?	10	
6	When the equipment or materials of construction are changed through replacement or maintenance items, is there a system in place to formally review any metallurgical change to ensure that the new material is suitable for the process?	5	
<b>Total Points</b>		<b>80</b>	

### 6.5 A.5. Operating Procedures.

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Are written operating procedures available to operations and maintenance personnel in all units?	10	
	Do the operating procedures clearly define the position of the person or persons responsible for operation of each applicable area?	5	
2	Are the following operating considerations covered in all Standard Operating Procedures (SOPs)?		
	a. Initial startup	2	
	b. Normal (as well as emergency) operation	2	
	c. Normal shutdown	2	
	d. Emergency shutdown	2	
	e. Is the position of the person or persons who may initiate these procedures defined?	2	
	f. Steps required to correct or avoid deviation from operating limits and consequences of the deviation	2	
	g. Startup following a turnaround	2	
	h. Safety systems and their functions	2	
3	Are the following safety and health considerations covered in all SOPs for the chemicals used in the process?		
	a. Properties of, and hazards presented by, the chemicals	3	
	b. Precautions necessary to prevent exposure, including controls and personal protective equipment	4	
	c. Control measures to be taken if physical contact occurs	3	
4	Are the SOPs in the facility written in a clear and concise style to ensure effective comprehension and promote compliance of the users?	10	
5	Are there adequate procedures for handover/transfer of information between shifts?	10	
6	How frequently are operating procedures formally reviewed to ensure they reflect current operating practices and updated as required? (Choose one)		



	At least annually, or as changes occur	11	
	Each two years	6	
	Only when major process changes occur	3	
	No schedule has been established	0	
7	How often is an unbiased evaluation made of the level of compliance with written operating procedures? (Choose one)		
	Every 6 months	8	
	Yearly	4	
	Each 3 years	2	
	Not Done	0	
<b>Total Points</b>		<b>80</b>	



## 6.6 A.6. Safe Work Practices

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Have safe work practices been developed and implemented for employees and contractors to provide for the control of hazards during operation or maintenance, including:		
	a. Hot work	2	
	b. Line breaking procedures	2	
	c. Lockout/tagout	2	
	d. Confined space entry	2	
	e. Opening process equipment or piping	2	
	f. Entrance into a facility by maintenance, contract, laboratory, or other support personnel	2	
	g. Vehicle entry	2	
	h. Crane lifts	2	
	i. Handling of particularly hazardous materials (toxic, radioactive, etc.)	2	
	j. Inspection or maintenance of in-service equipment	2	
2	Do all the safe work practices listed in Question 1 require a work authorization form or permit prior to initiating the activity?	10	
3	If so, do the permit procedures include the following features?		
	a. Forms that adequately cover the subject area	1	
	b. Clear instructions denoting the number of copies issued and who receives each copy	1	
	c. Authority required for issuance	1	
	d. Sign-off procedure at completion of work	1	
	e. Procedure for extension or reissue after shift change	1	
4	Is formal training provided to persons issuing each of the above permits?	10	
5	Are the affected employees trained in the above permit and procedure	10	



	requirements?		
6	How often is an independent evaluation made (e.g., by Safety Department or similar group), with results communicated to appropriate management, to determine the extent of compliance with requirements for work permits and specialized procedures for major units within the organization? (Choose one)		
	Every 3 months	7	
	Every 6 months	4	
	Yearly	2	
	Not done	0	
7	Is a procedure in place that requires that all work permit procedures and work rules be formally reviewed at least every three years and updated as required?	10	
	Do records indicate that these reviews are being conducted on a timely basis?	5	
8	Have surveys been conducted to determine whether working environments are consistent with ergonomic standards?	4	
	Either no deficiencies were found in the above survey, or if they were, are they being corrected?	4	
<b>Total Points</b>		<b>80</b>	



### 6.7 A.7.Training

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Is there a written procedure that defines the general training in site-wide safety procedures, work practices, etc., that a newly hired employee will receive?	10	
2	Is there a written procedure that defines the amount and content of site-specific training, in addition to the general training provided in Question 1, that an employee newly assigned to an operations position will receive prior to assuming his duties?	10	
3	Does the procedure described in Question 2 require that the training include the following?		
	a. An overview of the process and its specific safety and health hazards	3	
	b. Training in all operating procedures	3	
	c. Training on site-emergency procedures	3	
	d. Emphasis on safety-related issues such as work permits, importance of interlocks and other safety systems, etc.	3	
	e. Safe work practices	3	
	f. Appropriate basic skills	3	
4	At the completion of formal training of operations personnel, what method is used to verify that the employee understands the information presented? (Choose one)		
	Performance test followed by documented observation	10	
	Performance test only	7	
	Opinion of instructor	3	
	No verification	0	
5	How often are operations employees given formal refresher training? (Choose one)		
	At least once every three years	10	
	Only when major process changes occur	5	
	Never	0	



6	What is the average amount of training given to each operations employee per year, averaged over all grades? (Choose one)		
	15 days/year or more	10	
	11 to 14 days/year	7	
	7 to 10 days/year	5	
	3 to 6 days/year	3	
	Less than 3 days/year	0	
7	Has a systematic approach (e.g., employee surveys, task analysis, etc.) been used to identify the training needs of all employees at the facility, including the training programs referred to in Questions 1 and 2?	4	
	a. Have training programs been established for the identified needs?	4	
	b. Are training needs reviewed and updated periodically?	4	
8	Are the following features incorporated in the plant's formal training programs?		
	a. Qualifications for trainers have been established and are documented for each trainer.	5	
	b. Written lesson plans are used that have been reviewed and approved to ensure complete coverage of the topic.	5	
	c. Training aids and simulators are used where appropriate to permit "hands-on" training.	5	
	d. Records are maintained for each trainee showing the date of training and means used to verify that training was understood.	5	
<b>Total Points</b>		<b>100</b>	



### 6.8 A.8. Mechanical Integrity.

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Has a written inspection plan for the process unit been developed that includes the following elements:		
	a. All equipment needing inspection has been identified?	2	
	b. The responsibilities to conduct the inspections have been assigned?	2	
	c. Inspection frequencies have been established?	2	
	d. The inspection methods and locations have been specified?	2	
	e. Inspection reporting requirements have been defined?	2	
2	Does the inspection plan referred to in Question 1 include a formal, external visual inspection program for all process units?	2	
	a. Are all the following factors considered in the visual inspection program: the condition of the outside of equipment, insulation, painting/coatings, supports and attachments, and identifying mechanical damage, corrosion, vibration, leakage or improper components or repairs?	1	
	b. Based on the inspection plan referred to in Question 1, do all pressure vessels in the unit receive such a visual external inspection at least every 5 years?	2	
	c. Based on this inspection plan, do all on-site piping systems that handle volatile, flammable products, toxins, acids and caustics, and other similar materials receive a visual external inspection at least every 5 years?	2	
3	Based on the inspection plan, do all pressure vessels in the unit receive an internal or detailed inspection using appropriate nondestructive examination procedures at least every 10 years?	5	
4	Has each item of process equipment been reviewed by appropriate personnel to identify the probable causes of deterioration or failure?	5	
	a. Has this information been used to establish the inspection methods, locations, and frequencies and the preventive maintenance programs?	1	
	b. Have defect limits been established, based on fitness for service considerations?	1	
5	Is a formal program for thickness measurements of piping as well as	3	





	vessels being used?		
	a. When the locations for thickness measurements are chosen,		
	1. Is the likelihood and consequence of failure a major factor?	1	
	2. Is localized corrosion and erosion a consideration?	1	
	b. Are thickness measurement locations clearly marked on inspection drawings and on the vessel or piping system to allow repetitive measurements at precisely the same locations?	2	
	c. Are thickness surveys up to date?	2	
	d. Are the results used to predict remaining life and adjust future inspection frequency?	2	
6	Has the maximum allowable working pressure (MAWP) been established for all piping systems, using applicable codes and current operating conditions?	3	
	Are the MAWP calculations updated after each thickness measurement, using the latest wall thickness and corrosion rate?	2	
7	Is there a written procedure that requires an appropriate level of review and authorization prior to any changes in inspection frequencies or methods and testing procedures?	5	
8	Have adequate inspection checklists been developed and are they being used?	3	
	Are they periodically reviewed and updated as equipment or processes change?	2	
9	Are all inspections, tests and repairs performed on the process equipment being promptly documented?	3	
	Does the documentation include all of the following information?:	3	
	a. The date of the inspection		
	b. The name of the person who performed the inspection		
	c. Identification of the equipment inspected		
	d. A description of the inspection or testing		
	e. The results of the inspection		
	f. All recommendations resulting from the inspection		

	g. A date and description of all maintenance performed		
10	Is there a written procedure requiring that all process equipment deficiencies identified during an inspection be corrected in a safe and timely manner and are they tracked and followed up to assure completion?	5	
	a. Is a system used to help determine priorities for action?	1	
	b. If defects are noted, are decisions to continue to operate the equipment based on sound engineering assessments of fitness for service?	2	
11	Is there a complete, up-to-date, central file for all inspection program information and reports?	3	
	Is this file information available to everyone who works with the process?	2	
12	Have all employees involved in maintaining and inspecting the process equipment been trained in an overview of the process and its hazards?	5	
13	Have all employees involved in maintaining and inspecting the process equipment been trained in all procedures applicable to their job tasks to ensure that they can perform the job tasks in a safe and effective manner?	3	
	At completion of the training described above, are formal methods used to verify that the employee understands what he was trained on?	2	
14	Are inspectors certified for performance in accordance with applicable industry codes and standards (e.g., API 510, 570 and 653)?	5	
15	Are training programs conducted for contractors' employees where special skills or techniques unique to the unit or plant are required for these employees to perform the job safely?	5	
16	Has a schedule been established for the inspection or testing of all pressure relief valves in the unit?	3	
	a. Is the schedule being met?	1	
	b. Are all inspections and repairs fully documented?	1	
	c. Are all repairs made by personnel fully trained and experienced in relief valve maintenance?	1	
17	Does the preventive maintenance program used at the facility meet the following criteria?		



	a. All safety-critical items and other key equipment, such as electrical switchgear and rotating equipment, are specifically addressed.	1	
	b. Check lists and inspection sheets are being used.	1	
	c. Work is being completed on time.	1	
	d. The program is continuously modified based on inspection feedback.	1	
	e. Repairs are identified, tracked and completed as a result of the PM program	1	
	Does the facility have a quality assurance program for construction and maintenance to ensure that:		
	a. Proper materials of construction are used?	1	
	b. Fabrication and inspection procedures are proper?	1	
18	c. Equipment is maintained in compliance with codes and standards?	1	
	d. Flanges are properly assembled and tightened?	1	
	e. Replacement and maintenance materials are properly specified, inspected and stored?	1	
	Is there a permanent and progressive record for all pressure vessels that includes all of the following?	5	
	a. Manufacturers' data reports and other pertinent data records		
19	b. Vessel identification numbers		
	c. Relief valve information		
	d. Results of all inspections, repairs, alterations, or re-ratings that have occurred to date		
20	Are systems in place, such as written requirements, with supervisor sign off, sufficient to ensure that all design repair and alteration done on any pressure vessel or piping system be done in accordance with the code to which the item was built, or in-service repair and inspection code?	5	
<b>Total Points</b>		<b>120</b>	

## 6.9 A.9. Pre-startup Safety Review

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Does company policy require a formal Process Hazard Analysis at the conception and/or design stages of all new development, construction, and major modification projects?	10	
2	Is there a written procedure requiring that all of the following items have been accomplished before the startup of new or significantly modified facilities?	10	
	a. Written operating procedures have been issued.		
	b. Training has been completed for all personnel involved in the process.		
	c. Adequate maintenance, inspection, safety and emergency procedures are in place.		
	d. Any recommendations resulting from the formal PHA have been completed.		
3	Is there a written procedure requiring that all equipment be inspected prior to startup to confirm that it has been installed in accordance with the design specifications and manufacturer's recommendations?	10	
	a. Does the procedure require formal inspection reports at each appropriate stage of fabrication and construction?	5	
	b. Does the procedure define the corrective action and follow-up needed when deficiencies are found?	5	
4	In the pre-startup safety review, is it required that physical checks be made to confirm:		
	a. Leak tightness of all mechanical equipment prior to the introduction of highly hazardous chemicals to the process?	5	
	b. Proper operation of all control equipment prior to startup?	5	
	c. Proper installation and operation of all safety equipment (relief valves, interlocks, leak detection equipment, etc.)?	5	
5	Is there a requirement to formally document the completion of the items in Questions 1, 2, 3, and 4 prior to startup, with a copy of the certification	5	



Universidad  
Tecnológica  
de Bolívar  
CARTAGENA DE INDIAS



*Tesis de grado*  
Camilo Santacruz. Cartagena, Colombia. 2013

	going to facility management?		
<b>Total Points</b>		<b>60</b>	

### 6.10 A.10. Emergency Response

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Does the facility have an emergency plan in writing to address all probable emergencies?	10	
2	Is there a requirement to formally review and update the emergency plan on a specified schedule?	5	
	a. Does the facility's Management of Change procedure include a requirement to consider possible impact on the facility emergency plan?	2	
	b. Are the results of all new or updated PHA's reviewed to determine whether any newly identified hazards will necessitate a change in the facility emergency plan?	2	
3	Does the emergency plan include at least the following?		
	a. Procedures to designate one individual as Coordinator in an emergency situation, with a clear statement of his or her responsibilities.	2	
	b. Emergency escape procedures and emergency escape route assignments.	2	
	c. Procedures to be followed by employees who remain to perform critical plant operations before they evacuate.	2	
	d. Procedures to account for all employees after emergency evacuation has been completed.	2	
	e. Rescue and medical duties for those employees who are to perform them.	2	
	f. Preferred means of reporting fires and other emergencies.	2	
	g. Procedures for control of hazardous materials.	2	
	h. A search and rescue plan.	2	
	i. An all-clear and re-entry procedure.	2	
4	Has an emergency control center been designated for the facility?	5	
	Does it have the following minimum resources?		
	a. Emergency power source	2	

	b. Adequate communication facilities	2	
	c. Copies of P&IDs, SOPs, MSDS, Plot Plans, and other critical safety information for all process units at the facility	2	
5	Have persons been designated who can be contacted for further information or explanation of duties under the emergency plan?	5	
	Is this list of names posted in all appropriate locations (control rooms, security office, emergency control center, etc.)?	2	
6	Are regular drills conducted to evaluate and reinforce the emergency plan?	10	
<b>Total Points</b>		<b>65</b>	



### 6.11 A.11. Incident Investigation

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Is there a written incident/accident investigation procedure that includes both accidents and near misses?	10	
	Does the procedure require that findings and recommendations of investigations be addressed and resolved promptly?	5	
2	Does the procedure require that the investigation team include:		
	a. A member trained in accident investigation techniques?	3	
	b. The line supervisor or someone equally familiar with the process?	3	
3	Indicate whether the investigation procedure requires an investigation of the following items by the immediate supervisor with the results recorded on a standard form:		
	a. Fire and explosions	2	
	b. Property losses at or above an established cost base	2	
	c. All non-disabling injuries and occupational illnesses	2	
	d. Hazardous substance discharge	2	
	e. Other accidents/incidents (near-misses)	2	
4	Is there a standard form for accident/incident investigation that includes the following information?		
	a. Date of incident	2	
	b. Date investigation began	2	
	c. Description of the incident	2	
	d. Underlying causes of the incident	2	
	e. Evaluation of the potential severity and probable frequency of recurrence	2	
	f. Recommendations to prevent recurrence	2	
5	Based on a review of plant records, to what degree does it appear that the	5	



	established incident investigation procedures are being followed?		
6	If the incident/accident involved a failure of a component or piece of equipment, are appropriate inspection or engineering people required to be involved in a failure analysis to identify the conditions or practices that caused the failure?	10	
7	Are incident investigation reports reviewed with all affected personnel whose job tasks are relevant to the incident findings, including contract employees, where applicable?	5	
8	During the last 12-month period, have any incident or accident reports or report conclusions been transmitted to other sites that operate similar facilities within the company?	6	
9	Do the procedures for incident reporting and/or process hazard analysis require that the findings from all applicable incident reports be reviewed and incorporated into future PHAs?	6	
<b>Total Points</b>		<b>75</b>	



### 6.12 A.12. Contractors

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	Do contractor selection procedures include the following prior to awarding the contract?		
	a. A review of the contractor's existing safety and health programs	3	
	b. A review of the contractor's previous loss experience data	3	
	c. A review of the documentation of the experience and skills necessary to reasonably expect the contractor to perform the work safely and efficiently	3	
2	Before the start of work, is the contract employer advised in writing of:		
	a. All known potential hazards of the process and of the contractor's work?	2	
	b. Plant safe-work practices?	2	
	c. Entry/access controls?	2	
	d. All applicable provisions of the emergency response plan?	2	
3	Are pre-job meetings held with contractors to review the scope of contract work activity plus the company's requirements for safety, assurance, and performance? quality	9	
4	Are periodic assessments performed to ensure that the contract employer is providing to his or her employees the training, instruction, monitoring, etc., required to ensure the contract employees abide by all facility safe- work practices?	9	
5	Are all contractors who perform maintenance or repair, turnaround, major renovation or specialty work covered by all the procedures addressed in this section?	10	
<b>Total Points</b>		<b>45</b>	

### 6.13 A.13. Management System Assesments

	Questions	Possible Score	Actual Score
1	How often is a formal written assessment conducted of the facility's Process Safety Management system? (Choose one)		
	Every year	10	
	Every three years	7	
	Not done	0	
2	Has an action plan been developed to meet program needs as indicated by the last assessment?	10	
3	Based on the most recent assessment, did the assessment team include people with the following skills:		
	a. Formal training in assessment techniques?	5	
	b. In-depth knowledge of the process being assessed?	5	
4	Based on a review of the most recent assessment, was the breadth and depth of the assessment appropriate for the facility?	10	
<b>Total Points</b>		<b>40</b>	

## 7 BIBLIOGRAFIA

1. **American Petroleum Institute.** *API 580 Risk Based Inspection.* 2002.
2. —. *API 581 Risk Based Inspection Technology.* 2008.
3. —. *API 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refinery Industry.* Segunda . 2011.
4. **American Society of Mechanical Engineers.** *ASME Boiler and Pressure Vessel Code.* 2004. Sección VIII.
5. **The Fertilizer Institute and the American Chemistry Council, Inc.** *TRANSCAER Anhydrous Ammonia Training.* 2001.
6. **Ballestas, Sergio.** *Trabajo de Grado: Cálculos Termodinámicos y económicos caso ABOCOL.* [ed.] Programa de Ingeniería Mecánica. Cartagena : Universidad Tecnológica de Bolívar, 2012. UTB.
7. **RAMBOLL.** *Non Destructive Testing and Inspection Manual.* Febrero, 2006.
8. **SWEET Lily, KALEY Lynne, VALBUENA Ricardo, WARNOCK Alan.** *RBI Priorization applied to Ammonia Plant.* s.l. : International Fertilizer Industry Association, Octubre 2000.
9. *Anhydrous Ammonia Pressure Vessels.* **Reid, Craig.** 1997.
10. **Engineering, TWI and Royal & SunAlliance.** *Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management.* Manchester : s.n., 2001. ISBN/ISSN .
11. **Xuedong Chen, Zhibin Ai, Tiecheng Yang, Bing Wang, Wangping Gu.** *Evaluation method of failure probability with residual life as the reference in risk-based inspection (RBI).* China : s.n., 2006.

**12. Wheeler, Hung-Ming Sung and John G.** *Source Characterization of Ammonia Accidental Releases for Various.* Dallas : s.n., June 1997.