

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA EN
PLANTAS DE AMINA, MEDIANTE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – API
580 Y 581**

Ing. RIGOBERTO PATIÑO RIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICIOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA EN
PLANTAS DE AMINA, MEDIANTE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – API
580 Y 581**

Ing. RIGOBERTO PATIÑO RIVERA

Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Ingeniería de gas

**Director
IVÁN URIBE PEREZ
Ingeniero Metalúrgico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FSICIOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

A DIOS que siempre me guía y me acompaña en todo momento.

A mi padre Marcos (Q.E.P.D) que me brindo siempre su apoyo y cariño y que me dio tan valiosos consejos y a mi madre Gloria quien me enseñó a valorar cada una de las cosas de la vida, por su trato y su confianza.

A mi hermano Marcos quien es un ejemplo a seguir y que siempre respetare como un gran ser humano.

RIGO

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

Profesor Iván Uribe, Director de la monografía, por su valiosa colaboración y guía en la orientación del desarrollo de este trabajo.

La Universidad Industrial de Santander, por la oportunidad de pertenecer a la Escuela de Ingeniería de Petróleos quien es reconocida en Colombia por su gran experiencia en el sector Hidrocarburos – Oil y Gas.

Escuela de Ingeniería de Petróleos y Cuerpo Docente, A la escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y sus docentes por habernos compartido sus conocimientos y habernos ayudado al crecimiento profesional.

Administrativos, A todos los miembros administrativos del programa de Posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS por su ayuda, colaboración y disposición en todo momento.

Corporación CIMA, Por su aporte y apoyo en la ejecución del trabajo realizado, el cual permitió la realización de este trabajo gracias a su experiencia y conocimiento en el área de Integridad de activos.

Ing. Luis Carlos Mosquera, Director del Grupo de Integridad de Activos de Corporación CIMA, por su valiosa colaboración del tiempo en la ejecución de los trabajos realizados.

Ing. Nelson Camargo, Coordinador del grupo de Integridad de Activos de Corporación CIMA, por su paciencia y valiosa colaboración y aclaración de los conceptos y metodologías de inspección basada en riesgo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA	17
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2. JUSTIFICACIÓN	18
1.3. OBJETIVO GENERAL	19
1.3.1. Objetivo Específicos	19
1.4. ALCANCE	20
2. TERMINOS Y DEFINICIONES	21
3. MECANISMO DE DAÑO ASOCIADOS A LAS PLANTAS DE AMINA	25
3.1. CORROSIÓN POR AMINA	25
3.1.1. Generalidades	25
3.1.2. Materiales afectados	26
3.1.3. Factores Críticos	26
3.1.4. Unidades afectadas o equipos	27
3.1.5. Aspecto o Morfología de Daños	27
3.1.6. Prevención / Mitigación	28
3.1.7. Inspección y Monitoreo	29
3.2. AGRIETAMIENTO POR CORROSIÓN BAJO TENSIÓN	29
3.2.1. Descripción del Daño	29
3.2.2. Materiales afectados	30
3.2.3. Factores Críticos	30
3.2.4. Equipos y Unidades Afectadas	31
3.2.5. Aspecto o Morfología de Daños	31
3.2.6. Prevención / Mitigación	32
3.2.7. Inspección y Monitoreo	32

3.2.8.	Mecanismos Relacionados	32
3.3.	CORROSIÓN POR CO ₂	33
3.3.1.	Factores Críticos	33
3.3.2.	Mecanismos de daño Adicionales	34
3.4.	CORROSIÓN – EROSIÓN	34
3.4.1.	Descripción del Daño	34
3.5.	CORROSIÓN ATMOSFÉRICA	35
3.5.1.	Descripción del Daño	35
3.5.2.	Factores Críticos	36
3.6.	CORROSIÓN INDUCIDA MICROBIOLÓGICAMENTE (MIC)	37
3.6.1.	Factores Críticos	37
3.7.	CORROSIÓN POR SUELO	38
3.7.1.	Factores Críticos	38
3.7.2.	Fatiga Inducida por vibraciones	38
3.7.3.	Factores Críticos	38
4.	MARCO TEORICO	39
4.1.	ENFOQUE CUALITATIVO	40
4.2.	ENFOQUE CUANTITATIVO ⁹	41
4.3.	ENFOQUE SEMI-CUANTITATIVO	42
4.4.	METODOLOGÍA	43
4.4.1.	Consolidación de Información	43
4.4.2.	Separación en Planos	44
4.4.3.	Visita de Campo y verificación de Impacto	44
4.4.4.	Segmentación de Líneas y/o equipos – Lazos de Corrosión	44
4.4.5.	Cálculo de Velocidades de Corrosión	45
5.	LAS PLANTAS DE AMINA	46
6.	LAZOS DE CORROSIÓN	48

7. PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE RBI	55
8. EVALUACIÓN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	58
8.1. CÁLCULO DE PROBABILIDAD DE FALLA	58
8.1.1. Cálculo de Factor de Daño	59
8.2. CALCULO DE PROBABILIDAD EN PROGRAMA SEIM	68
8.3. CÁLCULO DE CONSECUENCIA DE FALLA	73
8.3.1. Nivel 1 – Análisis de Consecuencia	74
8.3.2. Nivel 2 – Análisis de Consecuencia	75
8.3.3. Determinación del fluido representativo y propiedades asociadas en análisis de consecuencia Nivel 1	77
8.3.4. Determinación de Consecuencia	78
8.3.5. Cálculo de Consecuencia en Programa SEIM	94
8.3.6. Planes de Mitigación	100
8.3.7. Taller de RBI	105
9. CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFIA	110
ANEXOS	112

TABLA DE ANEXOS

ANEXO 1 - CLASES DE AMINAS.....	112
ANEXO 2 - VALORES NUMERICOS DE PROBABILIDAD – API 581.....	118
ANEXO 3 - MATRIZ DE RIESGO – API 581.....	119
ANEXO 4 - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO DEL AGRIETAMIENTO POR AMINA – API 581.....	120
ANEXO 5 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN Y SUSCEPTIBILIDAD PARA AMINE CRACKING – API 581.....	121
ANEXO 6 - FACTOR DE DETERIORO PARA AMINE CRACKING – API 581.....	122
ANEXO 7 - SCC – FACTORES DE DAÑO – API 581.....	123
ANEXO 8 - TIPO DE ADELGAZAMIENTO – API 581.....	124
ANEXO 9 - ADELGAZAMIENTO - FACTORES DE DAÑO – API 581.....	125
ANEXO 10 - FACTORES DE AJUSTE EN MONITOREO On-Line PARA ADELGAZAMIENTO – API 581.....	127
ANEXO 11 - ADELGAZAMIENTO - DATOS DE GEOMETRIA SEGÚN EL TIPO – API 581.....	128
ANEXO 12 - DATOS REQUERIDOS PARA DETERMINACION DE FACTOR DE DAÑO EN ADELGAZAMIENTO – API 581.....	129
ANEXO 13 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN– API 581 - ADELGAZAMIENTO GENERAL.....	130
ANEXO 14 - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO– API 581.....	131
ANEXO 15 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN - ANILLOS DEL CUEPOR DEL TANQUE – API581.....	132
ANEXO 16 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN - FONDO DEL TANQUE – API581 ..	133
ANEXO 17 - NOMENCLATURA – PROBABILIDAD – FACTOR DE DAÑO – API 581 ...	134
ANEXO 18 - NOMENCLATURA – CONSECUENCIA – API 581.....	136
ANEXO 19 - VALORES DE FRECUENCIA GENERICA DE FALLA gff – API 581.....	141
ANEXO 20 – PROCEDIMIENTO ANALISIS DE CONSECUENCIA – API 581.....	142
ANEXO 21 - LISTA REPRESENTATIVA PARA FLUIDOS EN UN ANALISIS DE CONSECUENCIA NIVEL 1 – API 581.....	143
ANEXO 22 - GUIA PARA DETERMINAR LA FASE DEL FLUIDO – API 581.....	144
ANEXO 23 - FACTOR DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD KV. – API 581.....	145
ANEXO 24 - PROPIEDADES REPRESENTATIVAS DE LOS FLUIDOS – ANALISIS NIVEL 1.....	146
ANEXO 25 - AJUSTES PARA CONSECUENCIA DE INCENDIO Y SISTEMAS DE MITIGACIÓN – API 581.....	148
ANEXO 26 - CONSTANTES PARA EL HF Y H ₂ S EN LIBERACIÓN DE GAS – API 581	149

ANEXO 27 - PROPIEDADES DE FUGA DE FLUIDOS – API 581	150
CONTINUACIÓN - PROPIEDADES DE FUGA DE FLUIDOS – API 581	151
ANEXO 28 - ACEROS AL CARBONO Y DE BAJA ALEACIÓN – API 577.....	152
ANEXO 29 - ACEROS INOXIDABLES – API 577	153
ANEXO 30 - ACEROS AL CARBONO – INOXIDABLES Y ALEACIONES COBRE – NIQUE Y BASE NIQUEL – API 577.....	154

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Corrosión por CO ₂	33
Figura 2. Corrosión-Erosión en tubería de Acero al Carbono.....	35
Figura 3. Corrosión Atmosférica	36
Figura 4. Corrosión inducida microbiológicamente (MIC).....	37
Figura 5. Proceso de endulzamiento estándar con aminas	46
Figura 6. Lazo de corrosión 1 y 2	49
Figura 7. Diagrama general de la Torre Absorvedora	50
Figura 8. Lazo de corrosión 3 - 5.....	52
Figura 9. Lazo de corrosión 6.....	54
Figura 10. Lazo de corrosión 7.....	54
Figura 11. Ventana inicial del Programa SEIM.....	55
Figura 12. Ventana de Lazos de Corrosión - Programa SEIM	56
Figura 13. Ventana de Datos Generales - Programa SEIM.....	57
Figura 14. Ventana “Mecanismos de Daño” - Programa SEIM	69
Figura 15. Ventana “ <i>Amine Cracking</i> ” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM	69
Figura 16. Ventana “ <i>Thinning</i> ” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM	70
Figura 17. Ventana “Probabilidad” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM.....	71
Figura 18. Pantalla de Consecuencia – Programa SEIM	94
Figura 19. Pantalla de Consecuencia Base – Programa SEIM	95
Figura 20. Pantalla de Consecuencia (Área – Salud) – Programa SEIM	97
Figura 21. Pantalla de Consecuencia Económica – Programa SEIM	99
Figura 22. Pantalla Cálculo de Riesgo – Programa SEIM.....	99
Figura 23. Pantalla Matriz de Riego – API 581 – Programa SEIM.....	100
Figura 24. Ventana Planes de Mitigación – Programa SEIM.....	103
Figura 25. Estructura de las aminas.....	112
Figura 26. Monoetanolamina (MEA)	113
Figura 27. Dietanolamina (DEA)	114
Figura 28. Trietanolamina (TEA).....	115

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA EN PLANTAS DE AMINA, MEDIANTE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – API 580 Y 581.*

AUTOR: RIGOBERTO PATIÑO RIVERA. **

PALABRAS CLAVE: AMINAS, GAS NATURAL, INTEGRIDAD, RIESGO, PROBABILIDAD, CONSECUENCIA, MECNISMOS DE DAÑO, API.

DESCRIPCIÓN:

El concepto de integridad de activos fue introducido al país por primera vez en los años ochenta (80) por la Compañía *British Petroleum Ltd. – BP*, como una gestión de la empresa para el evaluar el riesgo a los que están sometidos todos sus equipos e instalaciones.

El Instituto Americano del Petróleo por siglas en inglés – API, elaboró posteriormente una metodología, la cual se basa en una Inspección basada en riesgo, esta inspección es determinada calculando la probabilidad de falla de acuerdo a los mecanismos de corrosión presentes en los equipos y multiplicándola por la consecuencia que es la causa que se podría presentar en caso de un incidente, fuga y/o un evento de falla o daño.

Las plantas de Endulzamiento con Amina, son diseñadas para el tratamiento del Gas natural permitiendo la remoción del CO_2 y H_2S , por medio de la absorción en contracorriente de absorbentes líquidos tipo aminas, sin embargo en el momento de entrar en contacto con la humedad, estos reaccionan formando ácidos carbónicos que junto con el ácido sulfúrico son una gran amenaza de la integridad de los equipos debido a la corrosión.

Una metodología adecuada de integridad basada en el riesgo de acuerdo a API 580, ayuda a determinar y prevenir daños potenciales que afectan directamente la integridad de las personas, los equipos, las plantas y el medio ambiente.

La metodología adoptada en el presente trabajo, involucra las variables necesarias para realizar una evaluación general y completa de una planta de amina, analizando los mecanismos de daño más comunes y realizando el cálculo de la probabilidad y consecuencia de la falla, además de determinar el concepto fundamental requerido para realizar un análisis exhaustivo y generar las recomendaciones necesarias para tomar decisiones en cuanto a planes de mitigación.

* Monografía de especialización.

** Facultad de Ingeniería Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Iván Uribe, Ingeniero Metalúrgico – Escuela de Ingeniería Metalurgia - UIS

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR ASSESSING THE MECHANICAL INTEGRITY AMINA PLANTS THROUGH RISK BASED INSPECTION - API 580 AND 581.*

AUTHOR: RIGOBERTO PATIÑO RIVERA. **

KEYWORDS: AMINES, NATURAL GAS, INTEGRITY, RISK, PROBABILITY, THEREFORE, MECNISMOS DAMAGE API.

DESCRIPTION:

The concept of asset integrity was introduced to the country for the first time in the eighties (80) by the British Petroleum Company Ltd. - BP, as a management company to assess the risk to which they are subjected all its equipment and facilities.

The American Petroleum Institute by acronym - API subsequently developed a methodology, which is based on a risk-based inspection, this inspection is determined by calculating the probability of failure according to the present corrosion mechanisms and multiplying equipment the result is the cause that could occur in case of an incident, leakage and / or an event of failure or damage.

Plants Sweetening with Amina, are designed for the treatment of natural gas allowing the removal of CO₂ and H₂S, through countercurrent absorption of absorbent amines such liquids, but upon contact with moisture, these They react to form carbonic acids which together with the sulfuric acid are a major threat to the integrity of the equipment due to corrosion.

An appropriate methodology based on integrity risk according to API 580, helps determine and prevent potential damage that directly affect the integrity of persons, equipment, plants and the environment.

The methodology adopted in this work involves the variables needed for a comprehensive and complete assessment of an amine plant, analyzing the most common damage mechanisms and performing the calculation of the probability and consequence of failure, and to determine the concept key required to conduct a thorough analysis and generate the necessary decisions regarding mitigation plans recommendations.

* *Monograph of specialization*

** *Faculty of Physical – Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Ivan Uribe, Metallurgical Engineer - School of Engineering Metallurgy - UIS*

INTRODUCCIÓN

La metodología (inspección Basada en Riesgo) RBI permite calificar y determinar el estado de integridad de los equipos y líneas de acuerdo con el riesgo potencial, mediante la recolección de información de diseño y construcción, datos históricos e inspección y desarrollo de talleres, en los cuales se evalúa el riesgo y la confianza en sistemas diversos (hidrocarburos, agua, petroquímicos, etc), generando un plan de acción que permita asegurar la integridad de los activos evaluados, sin embargo esta evaluación puede ser realizada con enfoques tipo cualitativos sin información a través de la experiencia y el conocimiento de los equipos relacionados en cada una de las plantas.

La metodología RBI permite obtener dos productos claves:

- Plan de Inspección.
- Plan de Mitigación del Riesgo.

Los productos mencionados se obtienen por medio del análisis paso a paso de los mecanismos de falla de cada uno de los componentes de las líneas divididas en segmentos o *tags*. De esta manera es posible valorar la probabilidad y la consecuencia de una posible falla en ámbito socio-económico, salud, seguridad, ambiental y cliente.

Con la aplicación de la metodología se busca conservar la integridad de las tuberías y equipos de las estaciones, mejorar su confiabilidad, y a la vez obtener beneficios económicos, debido a menos inspecciones, mayor intervalo entre paradas, evitar paradas no planeadas y menos tiempo de parada.

Las unidades de amina son requeridas en los procesos de endulzamiento de gas, el cual se realiza con el fin de remover el H₂S y el CO₂ del gas natural mediante compuestos químicos orgánicos denominados aminas. Las aminas en general no son perjudiciales para los equipos, sin embargo la combinación de las aminas con

el gas reducido forman compuestos que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas serios de corrosión sobre los materiales usados en las diferentes etapas del proceso. Adicionalmente a eso, las aminas como tal, pueden producir "*Amine Stress Corrosion Cracking*" la cual es el término común aplicado a las fisuras halladas en los aceros por la acción combinada de los esfuerzos de tensión y la corrosión en los sistemas alcohol-aminas acuosas usadas para eliminar y/o absorber el H₂S y el CO₂ o cualquiera de sus mezclas.

1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las unidades de amina son requeridas en los procesos de endulzamiento de gas, con el fin de remover el H₂S y el CO₂ del gas natural mediante compuestos químicos orgánicos denominados aminas. Las aminas en general no son perjudiciales para los equipos, sin embargo la combinación de las aminas con el gas reducido forman compuestos que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas serios de corrosión sobre los materiales usados en las diferentes etapas del proceso. Adicionalmente a eso, las aminas como tal, pueden producir "*Amine Stress Corrosion Cracking - ASCC*" la cual es el término común aplicado a las fisuras halladas en los aceros por la acción combinada de los esfuerzos de tensión y la corrosión en los sistemas alcohol-aminas acuosas usadas para eliminar y/o absorber el H₂S y el CO₂ o cualquiera de sus mezclas.

Las fisuras encontradas en los equipos, son con mayor frecuencia observadas en las zonas afectadas térmicamente y las juntas (soldaduras) en general, las cuales no son aliviadas térmicamente de manera adecuada y/o son tratadas en frío.

Uno de los factores críticos de la "*ASCC*" es el nivel de concentración de la Amina, la tensión a la cual está sometido el equipo y la temperatura del proceso. Las fisuras son más probables que aparezcan en los equipos de servicio de MEA y DEA, sin embargo es también susceptible a los demás tipos de aminas. El agrietamiento es más comúnmente asociado a la amina pobre, pues la probabilidad de este es menos frecuente con aminas ricas.

Debido a las causas asociadas a estos fenómenos de corrosión, los cuales generan pérdidas económicas y ambientales considerables a través de los años por fallas (roturas), se crean las metodologías de análisis del riesgo en conjunto con los análisis de diseño y causa raíz asociados para establecer estrategias que logren disminuir los daños provocados por estos mecanismos de falla.

Las Normas API 580 y en conjunto con API 581, son documentos guía que establecen parámetros fundamentales asociados a determinar el riesgo basados en la probabilidad por la consecuencia de los diferentes tipos de plantas y equipos, ya sea de la industria petroquímica y/o de producción, sin embargo estas normas son difíciles de interpretar y el modelamiento de las metodologías deben tener secuencias determinadas establecidas que ayudan a un mejor entendimiento y solución de los aspectos fundamentales a analizar en el taller de RBI.

La metodología establecida en esta monografía, ayudara a los futuros ingenieros especialistas en temas de integridad, como una guía amplia de valoraciones del riesgo y con la elaboración de una matriz de riesgo para cada uno de los equipos conformados y en general para una Planta de Amina, la cual es una de las más exigentes para un análisis y Evaluación Basada en Riesgo (RBI).

1.2. JUSTIFICACIÓN

Una metodología adecuada, establecida para la evaluación de integridad basada en Riesgo, ayuda a garantizar que cada uno de los equipos se encuentre en condiciones aptas de operación y que su conjunto establezca seguridad en las operaciones, determinando fechas de paradas de planta, intervalos de inspección y mantenimiento, al igual que el seguimiento apropiado de los equipos.

Los recipientes a presión fabricados en aceros al carbono y aceros especiales, sometidos a diferentes atmosferas corrosivas (como las referentes a unidades de

amina: Stress corrosión cracking, ataque por hidrogeno, Alcalinos stress corrosión cracking etc), pueden sufrir daños graves inutilizándolos y afectando la producción y economía de la industria, obligando muchas veces a la adquisición de nuevos equipos.

Los mecanismos de daño analizados y evaluados mediante criterios de aceptación y rechazo bajo normas internacionales API y ASME y una inspección detallada mediante procedimientos óptimos donde se establezcan los mecanismos frecuentes de daño, son necesarios para la correcta evaluación de la integridad mecánica y de corrosión de todos los equipos intervenidos.

Con los datos obtenidos mediante la inspección de los equipos de las plantas, cálculo de velocidades de corrosión y vida remanente, la evaluación de integridad mediante la metodología de RBI y Aptitud para el Servicio (*Fitness For Service – FFS*), mostrará cual es el estado real de los equipos y si son aptos para continuar en servicio, evitando gastos innecesarios en la compra de nuevos equipos.

1.3. OBJETIVO GENERAL

Implementar una metodología adecuada para la evaluación de integridad mecánica y de corrosión en plantas de Amina, mediante la verificación de históricos, Inspección, datos de construcción, mecanismos de daño y diseño para anticipar estado general de las unidades.

1.3.1. Objetivo Específicos

- Recopilar, analizar y evaluar la información de las plantas de amina, mediante históricos, datos de diseño y construcción y verificar los mecanismos de daño presentes en los diferentes equipos a través de los tiempos.

- Clasificar y seleccionar las técnicas de END (Ensayos no Destructivos) más convenientes y establecer procedimientos de inspección adecuados, dependiendo del mecanismo de daño para cada componente de los equipos.
- Emplear criterios de aceptación y rechazo bajo lineamientos de las normas internacionales API y ASME.
- Aplicar las prácticas recomendadas API 580 (Inspección Basada en Riesgo) y API 581 (Tecnología Basada en Riesgo), usando un ejemplo de equipos con daños relevantes a través del tiempo en Software en plataforma Excel, para la aplicación de la metodología.

1.4. ALCANCE

Implementar una metodología adecuada, clara y concisa, para la evaluación de integridad de las plantas de Amina – Mediante la Inspección Basada en Riesgo (RBI), generando un plan de acción e inspección para comprobar su estado mecánico y de corrosión y estableciendo tiempos de operación seguros antes del próximo mantenimiento.

Realizar análisis basados en el riesgo de acuerdo al mejor enfoque, teniendo en cuenta la conformación del diseño, materiales, mecanismos de daño y factores ambientales, que potencialmente resulten afectados por consecuencias relacionadas en una posible falla de los equipos y/o las plantas en general.

El taller de Inspección Basada en Riesgo, adicionalmente identifica los posibles mecanismos de falla, evalúa la probabilidad de falla de acuerdo a los mecanismos evaluados, identifica y cuantifica las consecuencias por daño a las personas, consecuencia ambiental, consecuencia económica, consecuencia por afectación al cliente y consecuencia por imagen a la empresa, obteniendo así la valoración de riesgo en cada uno de los aspectos antes mencionados y así generar el plan de inspección y mitigación.

2. TERMINOS Y DEFINICIONES

Acero al carbono - aceros que no tienen elementos de aleación agregados intencionadamente. Sin embargo, puede haber pequeñas cantidades de elementos permitidos por las especificaciones tales como SA516 y SA106, por ejemplo, que puede afectar a resistencia a la corrosión, dureza después de la soldadura, y tenacidad. Los elementos que se pueden encontrar en pequeña cantidades incluyen Cr, Ni, Mo, Cu, S, Si, P, Al, V y B.

Acero baja aleación - una familia de aceros que contienen hasta 9% de cromo y otras adiciones de aleación para resistencia a alta temperatura y resistencia a la fluencia. Los materiales incluyen C-0,5Mo, Mn-0,5Mo, 1Co-0,5Mo, 1.25 Cr-0,5Mo, 2.25Cr-1.0Mo, 5Cr-0,5Mo y 9Cr-1Mo. Estos son considerados los aceros ferríticos.

Acero base de níquel - una familia de aleaciones que contienen níquel como elemento de aleación mayor (> 30%), incluyendo Aleaciones 200, 400, K-500, 800, 800H, 825, 600, 600H, 617, 625, 718, X-750, y C276.

Acero inoxidable - hay cuatro categorías de aceros inoxidables que se caracterizan por su estructura metalúrgica a temperatura ambiente: austeníticos, ferríticos, martensíticos y dúplex. Estas aleaciones tienen cantidades variables de cromo y otros elementos de aleación que les dan resistencia a la oxidación, sulfuración y otras formas de corrosión en función del contenido de la aleación.

Austenita - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (austenita) que normalmente se encuentran en la serie de aceros inoxidables 300 y aleaciones en base níquel.

Aceros inoxidables austeníticos - los aceros inoxidables de la serie 300, incluyendo los tipos 304, 304L, 304H, 309, 310, 316, 316, 316H, 321, 321H, 347, y 347H. Los "L" y los sufijos "H" se refieren a las gamas controladas de bajo y alto

contenido de carbono, respectivamente. Estas aleaciones se caracterizan por una estructura austenítica.

Aceros inoxidables ferríticos - incluyen Tipos 405, 409, 430, 442, y 446.

Acero inoxidable Martensítico - incluye Tipos 410, 410S, 416, 420, 440A, 440B, 440C.

Acero inoxidable Dúplex - una familia de aceros inoxidables que contienen una estructura Austenítica ferrítica mixta incluyendo la aleación 2205, 2304 y 2507. Las soldaduras de aceros inoxidables de la serie 300 también pueden presentar una estructura dúplex.

Agrietamiento inducido por tensión de Hidrógeno (SOHIC) - describe una serie de grietas, alineado casi perpendicular a la tensión, que se forman por la conexión de las pequeñas grietas de HIC en el acero. Extensible Se requiere fuerza (residual o aplicada) para producir SOHIC. SOHIC se observa comúnmente en el metal base adyacente a la zona afectada por el calor (HAZ) de una soldadura, orientada en la dirección a través del espesor. SOHIC puede también ser producido en aceros susceptibles en otros puntos de alto estrés, tales como desde la punta y/o bordes de las grietas o daños mecánicos hasta la interacción entre HIC en diferentes planos en el acero.

Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) - describe fisuras internas por pasos que conectan ampollas adyacentes de hidrógeno en diferentes planos en el metal, o a la superficie metálica. No se aplica externamente esfuerzos para la formación de HIC. El desarrollo de grietas internas (a veces referido como blíster - grietas) tiende a enlazar con otras grietas por un mecanismo de corte transgranular debido a la presión interna resultante de la acumulación de hidrógeno. La vinculación de estas grietas en diferentes planos en los aceros ha sido denominada por etapas de craqueo para caracterizar la naturaleza de la aparición de grietas.

Análisis de Riesgo: Conjunto de procedimientos cualitativos y cuantitativos, desarrollados en forma sistemática, que permiten evaluar la estimación de frecuencias de ocurrencia de un evento amenazante y sus consecuencias sobre unos elementos vulnerables.

Dietanolamina (DEA) - usado en amina de tratamiento para separar el H₂S y el CO₂ de las corrientes de hidrocarburos.

Evento Iniciante: Los eventos iniciantes se definen como la liberación de materia y/o energía, contenida en recipientes, líneas de flujo o equipos.

Evento Amenazante: Un evento amenazante, se define como el suceso potencial final del desarrollo de un evento iniciante. Es decir, un evento amenazante se presenta luego que un evento iniciante, entre en contacto con una fuente de ignición.

Ferrita - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (ferrita) que normalmente se encuentra en aceros al carbono y de baja aleación y muchos aceros inoxidable de la serie 400.

Jet Fire o chorro de fuego: Es un evento amenazante que se presenta tanto en las líneas de proceso, como en los equipos de bombeo, con la aparición de una pequeña fisura en las paredes, la cual trae como consecuencia la descarga del producto, formando un chorro de líquido o gas a presión. Si durante la descarga este chorro entra en contacto con una fuente de ignición, el resultado será la formación de un incendio en forma de chorro.

Límite Inferior de Inflamabilidad (L.I.I.): Corresponde a la mínima proporción aire-vapor (mínimo aire – máximo combustible) inflamable, expresada como concentración o porcentaje en volumen, necesaria para que ocurra combustión.

Límite Superior de Inflamabilidad (L.S.I.): Corresponde a la máxima proporción aire-vapor (máximo aire – mínimo combustible) inflamable, expresada como concentración o porcentaje en volumen necesaria, para que ocurra combustión.

Llamarada: Ocurre por la combustión instantánea de una mezcla aire-gas inflamable, con una fuente de ignición que se encuentra a cierta distancia del punto de descarga del material inflamable.

Martensita - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (martensita) que normalmente se encuentran en acero inoxidable de la serie 400. Tratamiento y/o soldadura por calor seguido de un enfriamiento rápido pueden producir esta estructura en acero al carbono y de baja aleación.

Metildietanolamina (MDEA) - usado en amina de tratamiento para separar el H₂S y el CO₂ de hidrocarburos.

Monoetanolamina (MEA) - usado en amina de tratamiento para separar el H₂S y el CO₂ de hidrocarburos

Pool Fire o piscina de fuego: Es un evento amenazante que se presenta por el incendio de producto confinado bajo condiciones de presión y temperatura atmosférica.

Riesgo: Posibilidad de sufrir pérdidas o daño en las personas, los bienes y el ambiente, expresada en función de la frecuencia de ocurrencia de un evento y su probabilidad de consecuencias sobre los elementos vulnerables.

NPS: Sigla en Inglés (*Nominal Pipe Size*) Tamaño Nominal de la Tubería.

Zona afectada por el calor (HAZ) - la parte del metal base adyacente a una soldadura que no ha sido derretido, pero cuya microestructura metalúrgica y las propiedades mecánicas han sido cambiadas por el calor de soldadura, a veces con efectos indeseables.

3. MECANISMO DE DAÑO ASOCIADOS A LAS PLANTAS DE AMINA

A continuación se describen los mecanismo de daño (mediante históricos de fenómenos asociados) más comúnmente encontrados en la industria química, petroquímica y de gas, los cuales son los mayores causantes de deterioros, defectos y fallas en los equipos, producto de ambientes agresivos debido al fluido contenido, variables del proceso como presión y temperatura, deficiencias en el diseño y selección inadecuada de materiales.

Los defectos y daños que se descubren durante una inspección en servicio pueden ser el resultado de una ya existente condición antes del componente entre en operación y/o podría ser inducidos durante el servicios. Las causas fundamentales de deterioro, podrían ser debido a consideraciones de diseño inadecuados, incluyendo la selección de materiales y detalles del diseño, o la interacción con ambientes agresivos / condiciones al que el equipo está sometido durante servicio normal o durante los períodos transitorios.

La correcta identificación de los mecanismos de daño para los componentes que contienen defectos u otras formas de deterioro es también el primer paso en la realización de una Inspección Basada en Riesgo (RBI), de conformidad con la API RP 580.

3.1. CORROSIÓN POR AMINA¹

3.1.1. Generalidades

La corrosión por amina se refiere a la corrosión general y/o localizada que se produce principalmente en aceros al carbono en el tratamiento de los procesos de amina. La corrosión no es causada por la propia amina, pero los resultados a partir

¹ API 571 – Amine Corrosion 5.1.1.1 – Figura 5.1

de ácido disuelto por acción de los gases (CO_2 y H_2S), productos de degradación de aminas, sales termoestable de amina (HSA) y otros contaminantes. El agrietamiento por corrosión bajo tensión de acero al carbono.

3.1.2. Materiales afectados

Principalmente acero al carbono. La Serie 300 SS son altamente resistentes.

3.1.3. Factores Críticos

- La corrosión depende de las prácticas de diseño y operación, el tipo de amina, concentración de amina, contaminantes, temperatura y velocidad.
- La corrosión por amina está estrechamente relacionada con el funcionamiento de la unidad. Con algunas excepciones, el acero al carbono es adecuado para la mayoría de los componentes de una unidad si se encuentra bien diseñado y operado. La mayoría de los problemas se pueden remontar a defectos de diseño, métodos de conducción deficientes o contaminación de la solución.
- La corrosión también es dependiente del tipo de amina utilizada. En general, los sistemas alcanolamina pueden ser clasificados con el fin de agresividad de más a menos de la siguiente manera: monoetanolamina (MEA), diglicolamina (DGA), diisopropilamina (DIPA), dietanolamina (DEA), y metildietanolamina (MDEA).
- Las soluciones de amina pobre generalmente no son corrosivos, porque tienen ya sea una baja conductividad y alto pH. Sin embargo, una acumulación excesiva de sales de amina estable al calor (HSA) por encima de aproximadamente 2%, dependiendo de la amina, puede aumentar significativamente las tasas de corrosión.
- Amoníaco, H_2S y HCN aceleran la corrosión en el condensador regenerador de cima y la tubería de salida así como tuberías de reflujo, válvulas y bombas.

- Las tasas de corrosión aumentan al aumentar la temperatura, sobre todo en servicio rico de amina. Temperaturas por encima de aproximadamente 220°F (104°C) puede resultar en intermitente de gas ácido y la corrosión localizada grave si la presión de gota es lo suficientemente alta.
- La velocidad de la corriente de proceso influirá en la velocidad de corrosión de amina y la naturaleza del ataque. Las velocidades de corrosión y turbulencias altas sin embargo causarán pérdidas localizadas de espesor. Para acero al carbono, los límites de velocidad común se limitan generalmente a 3-6 fps para amina rica y cerca de 20 fps de amina pobre.

3.1.4. Unidades afectadas o equipos

- Unidades de aminas se utilizan en las refinerías y plantas de gas para remover H₂S, CO₂ y mercaptanos de corrientes de proceso originarios de muchas unidades, incluyendo el crudo, coke, FCC, reformado de hidrógeno, hidrotratamiento y unidades de gas.
- El intercambiador de calor regenerador y el regenerador son áreas donde la temperatura y turbulencia de la corriente de amina son más altos y puede causar problemas de corrosión significativos.
- La amina rica en los intercambiadores, amina pobre muy caliente en las tuberías, amina rica muy caliente en ductos, soluciones de aminas en las bombas y los recicladores son también áreas donde ocurren los problemas de corrosión.

3.1.5. Aspecto o Morfología de Daños

- El acero al carbono y aceros de baja aleación² sufren adelgazamiento uniforme generalizado, la corrosión localizada se produce por ataque bajo depósito.

² Véase – Tipos de aleaciones de aceros en Anexo 26.

- El adelgazamiento será uniforme naturalmente cuando la velocidad de flujo de proceso es bajo, mientras que será localizado cuando las velocidades y turbulencias asociadas son altas.

3.1.6. Prevención / Mitigación

- El funcionamiento apropiado del sistema de amina es la forma más eficaz para controlar la corrosión, con especial atención a los niveles de carga de gas ácido. Además, evitar los productos corrosivos de degradación amina, la temperatura del proceso no debe exceder los límites recomendados. El control apropiado de la tasa del intercambiador de calor y temperatura es necesario para mantener una temperatura de la parte superior del regenerador.
- Se debe dar una atención adecuada para evitar la acumulación de HSAS a niveles inaceptables.
- El diseño del sistema debe incorporar medidas para controlar la caída de presión local para minimizar *flashing*. En áreas en las que es inevitable, la actualización a la serie 300 SS u otras aleaciones resistentes a la corrosión pueden ser requeridas. Bandejas internas en aceros SS410 también se utilizan en torres de absorción y de separación.
- Infiltración de oxígeno causa altas velocidades de corrosión y contribuye a calentar la formación de sal estable. Tanques de almacenamiento y recipientes a presión deben cubrirse con gas inerte.
- Los sólidos y los hidrocarburos deben ser retirados de la solución de amina por filtración y a través del control de proceso. La filtración de soluciones de aminas ricas tiene el potencial de ser más eficaz que la filtración de amina pobre para la eliminación de sólidos.
- Los inhibidores de corrosión pueden ser necesarios para controlar la corrosión de amina dentro de niveles aceptables.

3.1.7. Inspección y Monitoreo

- Las inspecciones visuales y medición de espesores UT son los métodos utilizados para la inspección de equipos en parte interna y externa. Exploraciones con UT o perfil radiográfico se utilizan para la inspección externa.
- El control de la corrosión también se puede lograr con los cupones de corrosión y/o sondas de corrosión.
- El monitoreo debe centrarse en las zonas calientes de la unidad, tales como el alimento del rehervidor y la línea caliente de retorno de amina pobre y rica, y la tubería de condensador de cabeza stripper.

3.2. AGRIETAMIENTO POR CORROSIÓN BAJO TENSIÓN

3.2.1. Descripción del Daño

- El agrietamiento por Amina, es un término común aplicado a la fisuración de los aceros bajo la acción combinada del esfuerzo de tracción y la corrosión en los sistemas de alcanolaminas acuosas utilizadas para eliminar y/o absorber H₂S y/o CO₂ y sus mezclas de diversos gases y corrientes de hidrocarburos líquidos.
- El agrietamiento por Amina es una forma de corrosión por tensión alcalina.
- Se encuentra con más frecuencia en o adyacente a las soldaduras de acero al carbono no PWHT³ o en partes de trabajo muy frío.⁴

³ PWHT – No tratados térmicamente durante la fabricación. Proceso para eliminar tensiones residuales producto de la elevada temperatura y el cambio micro estructural de los aceros.

⁴ Fractura frágil. Mecanismo de daño asociado producto de temperaturas por debajo de la temperatura de diseño del material.

- El agrietamiento por Amina no debe confundirse con otros tipos de SCC⁵ que puede ocurrir en otros entornos no producidos por aminas y/o procesos de endulzamiento y/o tratamiento del H₂S y CO₂.

3.2.2. Materiales afectados

Acero al carbono y aceros de baja aleación.

3.2.3. Factores Críticos

- Los factores críticos son el nivel de tensión de tracción, concentración de amina y la temperatura.
- El agrietamiento se asocia con las tensiones residuales de soldadura, trabajo en frío o de fabricación que no han eliminado concentradores de esfuerzo y/o estrés residual producto de la fabricación mediante PWHT.
- El agrietamiento es más probable que ocurra en los servicios de MEA y DEA pobre pero también se encuentra en la mayoría de las aminas incluyendo MDEA y DIPA (ADIP).
- Se ha obtenido información de agrietamiento hasta la temperatura ambiente con algunas aminas. El aumento de la temperatura y los niveles de estrés aumenta la probabilidad y severidad de agrietamiento⁶.
- El agrietamiento con Amina se asocia más con los servicios de amina pobre. La alcanolamina pura no causa grietas. El agrietamiento en servicios de amina rica está más frecuentemente asociados con problemas de H₂S húmedo.
- El agrietamiento puede ocurrir en tuberías y equipos sin PWHT'd como resultado de la exposición a vapor de salida y la continua salida de amina.
- La concentración de Amina no parecen tener un efecto significativo en la propensión a la formación de grietas.
- Algunos creen que el agrietamiento en las refinerías no ocurrirá por debajo de una concentración de amina de aproximadamente 2% a 5%. Sin embargo, el

⁵ SCC – Stress Corrosion Cracking – Agrietamiento por corrosión bajo tensión.

⁶ API 945 PR – provee información detallada de los requisitos para realiza PWHT en plantas de Amina.

enriquecimiento local y vapor pueden reducir este límite y algunas plantas se han utilizado límites inferiores hasta 0,2%.

3.2.4. Equipos y Unidades Afectadas

Todas las tuberías de acero al carbono y equipos en servicio de amina pobre incluyendo contactores, amortiguadores, strippers, regeneradores e intercambiadores de calor, así como cualquier equipo sujeto a contacto con amina que no tengan PWHT.

3.2.5. Aspecto o Morfología de Daños

- El agrietamiento por amina da resultados en fallas de ruptura superficial que inician en el ID de tuberías y equipos principalmente en la HAZ⁷ de soldadura sino que también se ha encontrado en el metal de soldadura y las zonas de alto estrés adyacentes a la HAZ.
- El agrietamiento típicamente se desarrolla paralelamente a la soldadura y puede haber grietas paralelas. En metal de soldadura, las grietas se pueden propagar y encontrar de manera longitudinal como vertical.
- En las boquillas, las grietas son radiales en el metal base, es decir, que se abren en abanico desde los bordes. En conjunto, en las boquillas, las grietas son generalmente paralelas a la soldadura.
- La aparición de las grietas en la superficie puede ser similar a los causados por el agrietamiento por H₂S.
- Identificación positiva de agrietamiento por amina puede ser confirmada por análisis metalográfico. El agrietamiento es típicamente intergranular con alguna ramificación.

⁷ Zona afectada térmicamente.

3.2.6. Prevención / Mitigación

- Realizar tratamiento térmico post soldadura en el momento de la construcción y reparaciones de acuerdo a la práctica recomendada API 945 PR.
- Utilizar acero inoxidable o revestido, Alloy 400 o otras aleaciones resistentes a la corrosión en lugar de acero al carbono.
- Las tuberías y equipos de acero al carbono de lavado de agua no PWHT antes de la soldadura, tratamiento térmico o vapor.

3.2.7. Inspección y Monitoreo

- A pesar de que las grietas se pueden observar visualmente, la detección de grietas se realiza mejor con técnicas WFMT o ACFM. Preparación de la superficie por chorro de arena, chorro de agua a alta presión u otros métodos es requerido para WFMT pero puede no ser necesaria para ACFM.
- Prueba de PLP (líquidos penetrantes) por lo general no son eficientes para visualización de agrietamiento en unidades de amina y no deben ser usados.
- Si las grietas tienen pocas ramas, una profundidad de fisura se puede medir con una técnica adecuada UT incluyendo SWUT⁹ externo.
- AET también se puede utilizar para el control de crecimiento de la grieta y localización de grietas en crecimiento.

3.2.8. Mecanismos Relacionados

Agrietamiento por aminas se denomina más correctamente por agrietamiento de corrosión bajo tensión por amina y es una forma de estrés alcalino.

Agrietamiento por Corrosión bajo tensión caustica (ASCC) y por agrietamiento de corrosión bajo tensión de carbonato, son similares en apariencia, sin embargo se

debe tener en cuenta el proceso llevado a cabo para poder identificar su morfología, mitigación y monitoreo.

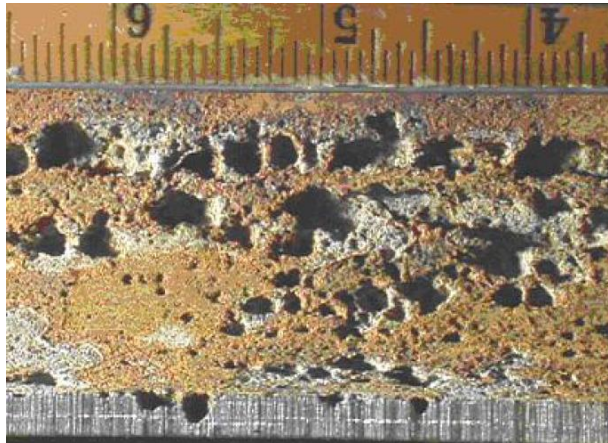
3.3. CORROSIÓN POR CO₂

La corrosión por CO₂ resulta, cuando este gas se disuelve en el agua para formar HCO₃. El ácido baja el pH y genera corrosión general y localizada en el acero al carbono.

3.3.1. Factores Críticos

- El incremento en la presión parcial de CO₂ genera condensados de bajo pH y altas velocidades de corrosión.

Figura 1. Corrosión por CO₂.



Fuente: API 571

- La corrosión ocurre en la fase líquida y muchas veces cuando se condensa desde la fase vapor.
- El incremento en la temperatura, incrementa la velocidad de corrosión hasta el punto donde el CO₂ es vaporizado.

3.3.2. Mecanismos de daño Adicionales

Los siguientes mecanismos de daño descritos, deberán ser evaluados dependiendo del sistema y ubicación de los equipos y plantas. Un ejemplo del mecanismo de daño debido a corrosión atmosférica es más severo en ambientes salinos (cercanos al mar) y/o corrosión erosión es más severa en zonas donde existe condición de fluidos con arenas.

3.4. CORROSIÓN – EROSIÓN

3.4.1. Descripción del Daño

Erosión es la remoción mecánica acelerada de material de la superficie como resultado del movimiento relativo entre el líquido, vapor o impacto de sólidos - cualquier combinación.

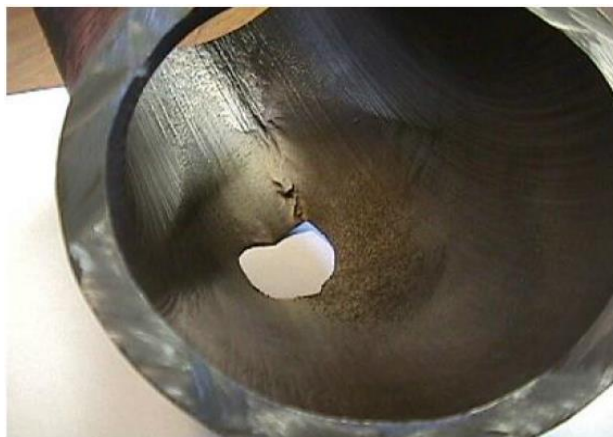
La Corrosión Erosión es una acción combinada que ocurre cuando la erosión contribuye a la remoción de la película protectora u óxidos, exponiendo la superficie a más corrosión.

3.4.1.1. Factores Críticos

- Tasas de pérdida de metal que dependen de la velocidad y la concentración de impacto medio (es decir, partículas, líquidos, gotas, suspensiones, flujo de dos fases), el tamaño y la dureza de las partículas que impactan, la dureza y la resistencia a la corrosión del material sujeto a la erosión, y el ángulo de impacto.
- Para cada combinación-ambiente material, existe una velocidad límite por encima del cual los objetos que impactan pueden producir pérdida de metal. El aumento de las velocidades por encima de este umbral de resultado en un aumento de las tasas de pérdida de metal.

- El tamaño, forma, densidad y dureza del medio impactante afectan la tasa de pérdida de metal.
- El aumento de la corrosividad del medio ambiente puede reducir la estabilidad de películas superficiales de protección y aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal. El metal puede ser removido de la superficie como iones disueltos, o productos de corrosión como sólidos que barre mecánicamente de la superficie de metal.
- Los factores que contribuyen a un aumento de la corrosividad del medio ambiente, tales como la temperatura, pH, etc, pueden aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal.

Figura 2. Corrosión-Erosión en tubería de Acero al Carbono



Fuente: API 571

3.5. CORROSIÓN ATMOSFÉRICA

3.5.1. Descripción del Daño

Es una forma de la corrosión que se produce de la humedad asociada con las condiciones atmosféricas. Ataque general o localizado, normalmente se observa un óxido de hierro distintivo (óxido rojo).

3.5.2. Factores Críticos

- Ubicación física (Industrial, marina, rural).
- Diseños que atrapan agua o humedad.
- Cloruros, H₂S, cenizas y otros contaminantes transportados por el aire.
- Eses de pájaros.

3.5.2.1. Equipos y Unidades Afectadas

Los equipos afectados son aquellos que contienen revestimiento o pintura en mal estado, equipos apagados o inactivos durante períodos prolongados y tuberías que descansan sobre soportes por atrapamiento del agua entre el tubo y el soporte. De todas las formas de corrosión es la menos delicada y más fácil de controlar, en ambientes marinos y húmedos, aumenta el nivel corrosivo y se dificulta su control.

Figura 3. Corrosión Atmosférica



Fuente: API 571

3.6. CORROSIÓN INDUCIDA MICROBIOLÓGICAMENTE (MIC)

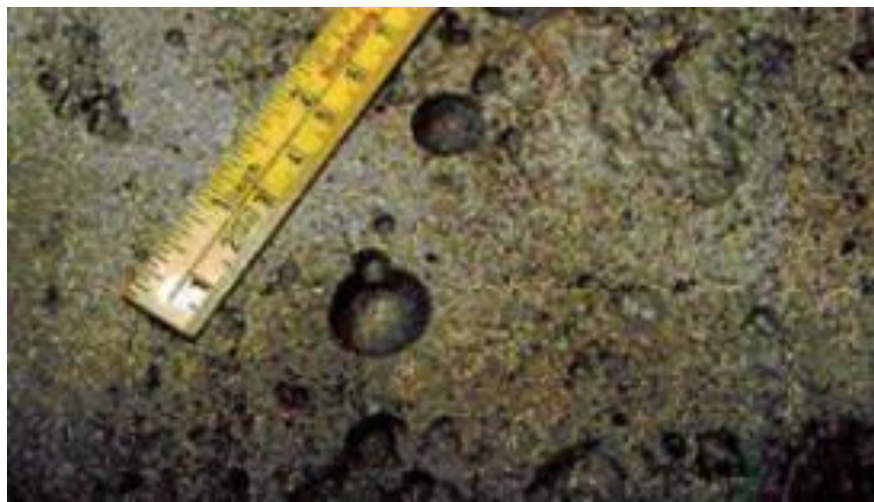
Forma de corrosión causada por organismos vivos tales como bacterias, algas u hongos. Se observa como picaduras localizadas bajo depósitos o tubérculos que protegen los organismos.

3.6.1. Factores Críticos

- Entornos o servicios donde el agua está presente de manera continua y/o cíclica.
- Flujo bajo o estancamiento – piernas muerta.

Los equipos afectados son Intercambiadores de calor, agua del fondo de los tanques de almacenamiento, tuberías con flujo estancado o flujo bajo, y tuberías en contacto con algunos suelos.

Figura 4. Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)



Fuente: API 571

3.7. CORROSIÓN POR SUELO

La corrosión por suelo es el deterioro de los metales expuestos a los suelos. Aparece como adelgazamiento externo con pérdidas localizadas debidas a picaduras.

3.7.1. Factores Críticos

- Suelos con altos contenido de humedad, alto contenido de sales disueltas y alta acidez.
- Zonas de interfaz de tierra – aire.
- Aumento de la temperatura del metal.

Los equipos afectados incluyen tuberías subterráneas y equipos, así como los tanques enterrados y los fondos de los tanques.

3.7.2. Fatiga Inducida por vibraciones

Es una forma de fatiga mecánica en la que las grietas se producen como resultado de la carga dinámica debido a la vibración. La grieta inicia por lo general en un punto de alta tensión o discontinuidad.

3.7.3. Factores Críticos

- La amplitud y frecuencia de vibración así como la resistencia a la fatiga de los componentes.
- La falta de apoyo o excesiva o rigidez en los componentes.

Los equipos afectados son las pequeñas conexiones ramificadas con válvulas no soportadas o controladores y las líneas de derivación de pequeño calibre.

4. MARCO TEORICO

Actualmente en la industria se utilizan modelos Corporativos de Gestión de integridad de activos, los cuales buscan asegurar la integridad mecánica de todos los equipos, mediante la definición de un plan de acción para equipos estáticos consistente en tareas de inspección, monitoreo, control operacional, y actividades de mitigación del riesgo (probabilidad de falla y consecuencias), basado en el análisis de riesgo de las amenazas de integridad de equipos y/o mecanismos de degradación potenciales de los equipos debidas a su operación y entorno, sin embargo los modelos actuales de gestión e integridad no son usados de manera adecuada debido al desconocimiento general de las prácticas recomendadas y metodologías adaptadas del API.

Los equipos de la industria del petróleo y gas en Colombia, tanto de las empresas extranjeras, como de la industria nacional (por ejemplo Ecopetrol), tienen dentro de sus activos cientos e incluso miles de equipos sin ningún tipo de información, historial ni inspección, adicionalmente las inspecciones realizadas son extraviadas en la mayoría de los campos por cuestiones administrativas y de manejo, quedando en algunos casos la información en el abandono.

Los requerimientos para el análisis de los activos, no necesariamente deben tener el 100% de la información especialmente de la de diseño y construcción, y no es exigencia explicita de las practicas recomendadas. Los enfoques descritos en API 580, determinan criterios de acuerdo a la información, recursos disponibles, complejidad y calidad de los datos.

Los enfoques usados, tipo cualitativo, cuantitativo o semicuantitativo, son una manera sistemática para la detección de riesgos, identificar áreas de preocupación potencial y desarrollar una lista priorizada en la inspección o análisis en profundidad. Cada uno de los enfoques desarrolla un indicador de clasificación de riesgos que se utilizará para evaluar por separado la POF (probabilidad de falla) y

el potencial de COF (consecuencia de falla). Estos dos valores se combinan para estimar el riesgo.

El enfoque elegido se puede seleccionar al comienzo del proceso de análisis y llevarlo hasta el final, o puede ser cambiado (es decir, el análisis puede ser más o menos cuantitativo) de acuerdo al progreso del análisis, sin embargo es aquí donde existe una falencia significativa en los análisis desarrollados en los activos de la mayoría de las empresas. Sin embargo, la coherencia del enfoque será fundamental para la comparación de resultados de una evaluación a otra.

Si el riesgo determinado utilizando cualquier enfoque está por debajo del criterio de aceptación especificado por la dirección de la organización realizar el análisis, el pecado más alto análisis, inspección o mitigación pasos suelen ser necesarios en el análisis marco de tiempo, siempre y cuando las condiciones y supuestos utilizados en el análisis siguen siendo válidas.

4.1. ENFOQUE CUALITATIVO⁸

Este enfoque requiere entradas de información descriptiva utilizando criterios de *ingeniería y experiencia*, la base para el análisis de la POF y COF. Las entradas se dan a menudo en los rangos de datos en lugar de valores discretos. Los resultados se dan típicamente en: términos cualitativos como *alta*, o los medios - *bajo*, aunque los valores numéricos pueden también ser asociado con estas categorías. El valor de este tipo de análisis es que permite la realización de una evaluación de riesgos en la ausencia de datos cuantitativos detallados. La exactitud de los resultados del análisis cualitativo depende de los antecedentes y experiencia de los analistas de riesgo y los miembros del equipo.

Aunque el enfoque cualitativo es menos preciso que los enfoques cuantitativos es

⁸ API 580.

mas eficaz en el filtrado de las unidades y equipos con bajo riesgo. El enfoque cualitativo puede ser utilizado para cualquier aspecto de plan de inspección desarrollo; sin embargo, el conservadurismo generalmente tanto inherentes en el enfoque más cualitativo debe considerarse la hora de tomar las decisiones finales de mitigación y plan de inspección.

4.2. ENFOQUE CUANTITATIVO⁹

Enfoque llamado QRA, integra una metodología uniforme de la información relevante sobre el diseño de instalaciones, prácticas operativas, historia de funcionamiento, fiabilidad de los componentes, las acciones humanas, la evolución física de los accidentes, y el potencial efectos ambientales y de salud. QRA – integra la utilización modelos lógicos que representan combinaciones de acontecimientos que pueden ser el resultado en accidentes y modelos físicos que representa la progresión de los accidentes y el transporte de material peligroso para el medio ambiente. Los modelos son evaluados probabilísticamente tanto para proporcionar información cualitativa y cuantitativa sobre el nivel de riesgo y para identificar el diseño, sitio, o características de operación que son los más importantes para el riesgo. El QRA se distingue del análisis cualitativo por la profundidad y la integración de las evaluaciones y análisis detallados.

Los modelos lógicos QRA generalmente consisten en árboles de eventos y árboles de falla. Los árboles de sucesos iniciadores delinean combinaciones de sistemas de falla, mientras que los árboles de falla representan formas en que las fallas del sistema de eventos pueden ocurrir. Se analizaron estos modelos para estimar la probabilidad de cada secuencia de un accidente.

Los resultados basados en este enfoque, suelen presentarse como números de riesgo (por ejemplo: los costos por año). El QRA se refiere a una metodología prescriptiva que ha resultado de la aplicación de técnicas de análisis de riesgos en

diferentes tipos de instalaciones, incluyendo hidrocarburos e instalaciones de procesos químicos.

El QRA tradicional se compone en general de cinco tareas, las cuales son:

- La identificación de sistemas
- Identificación de los peligros
- La evaluación de la probabilidad
- El análisis de consecuencias
- Resultado de riesgo

El QRA generalmente lo realizan los analistas de riesgo con experiencia y estudio detallado.

4.3. ENFOQUE SEMI-CUANTITATIVO

El enfoque Semi-Cuantitativo, es que término para describir cualquier enfoque que tiene aspectos derivados tanto de la evaluación cualitativa y enfoques cuantitativos. Está orientado a obtener los mayores beneficios de los anteriores enfoques (por ejemplo: , la velocidad del cualitativo y el rigor del cuantitativo). Típicamente, la mayor parte de los datos utilizados en un enfoque cuantitativo se necesita pero con menos detalle. Los modelos también pueden no ser como tan rigurosos que los que se utilizan para el enfoque cuantitativo. Los resultados se dan generalmente en consecuencia COF y probabilidad POF o como números de riesgo, pero los valores numéricos pueden ser asociados a una categoría para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de la aceptación adecuada de criterios del riesgo.

Generalmente en Colombia, el enfoque comúnmente usado es el Semi-Cuantitativo, debido a la falta de información referente de los activos como se menciona anteriormente.

Las plantas de amina, presentan un reto suficiente para el análisis de la integridad, debido a dos razones:

1. Falta de Información de los activos
2. Metodología de enfoque errónea.

Por lo tanto se describe a continuación el procedimiento general, específico paso a paso para determinar una evaluación de integridad en una planta de amina, involucrando los mecanismos de daño más comunes y estableciendo al final una probabilidad POF y consecuencia COF de falla.

4.4. METODOLOGÍA

La evaluación incluye las siguientes etapas:

4.4.1. Consolidación de Información

En esta etapa se consolida la información, incluyendo datos de diseño, construcción y operación, históricos de inspecciones, reposiciones, incidentes y fallas, datos de producción y datos de fisicoquímicos de los fluidos.

Si los datos de diseño son insuficientes o simplemente no existe información referente, un enfoque cualitativo debe ser tomado, en el cual es necesario obtener información referente de plantas con servicio similar y un estudio más detallado de los mecanismos de daño debido a procesos con variables de operación. Si es enfoque cualitativo, la consolidación de la información debe ser llevada a cabo por un especialista de corrosión en conjunto con el dueño u operador de la planta y/o ingeniero de procesos.

4.4.2. Separación en Planos

Consiste en la separación de las líneas y equipos objeto de estudio en planos, en donde se pueda referenciar los segmentos y la ubicación las distintas consecuencias de los diferentes sistemas de tuberías y/o equipos, esto puede ser: distancia aproximada de viviendas cercanas, clasificación de las viviendas, tipo y tamaño de los cuerpos de agua y otros componente de consecuencia que pueda existir en el derecho de vía. Si no existe este tipo de información, se requiere realizar un levantamiento topográfico de la planta y/o unidades, específicamente en sistemas de tubería y TEA.

4.4.3. Visita de Campo y verificación de Impacto

Esta actividad consiste en verificar en campo los datos existentes en informes y/o levantamientos realizados, tales como: Longitud, diámetro, punto de llegada, punto de inicio, entre otras. Adicionalmente será incluida la verificación de las consecuencias de tipo ambiental, daños a terceros y seguridad.

Además se consolida la explicación de las consecuencias existentes en el derecho de vía en caso de las tuberías a evaluar referentes a los aspectos ambientales, de seguridad y daños a personas.

4.4.4. Segmentación de Líneas y/o equipos – Lazos de Corrosión

Consiste en identificar los tramos en donde la consecuencia o probabilidad de falla son iguales. Así mismo, se reportan uno a uno los segmentos seleccionados de las tuberías y equipos a evaluar y los criterios utilizados para esta segmentación. La segmentación debe ser realizada con ayuda de un especialista en corrosión, tomando los lasos de corrosión de acuerdo a mecanismos de daño relativo al producto.

4.4.5. Cálculo de Velocidades de Corrosión

Se realiza el cálculo de velocidades de corrosión tomando como información base inspecciones realizadas previamente o información de monitoreo por cupones o el cálculo teórico de las velocidades de corrosión tomando como referencia análisis fisicoquímicos de los fluidos transportados y almacenados.

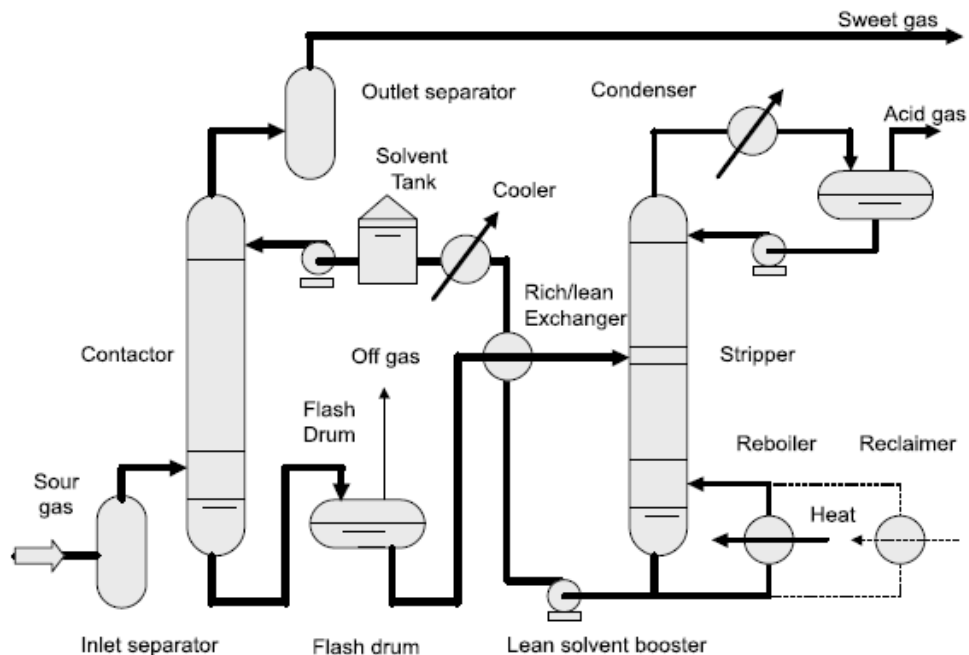
Si las velocidades de corrosión no son conocidas en un enfoque , las prácticas recomendadas muestran una velocidad de corrosión la cual se puede asumir dependiendo del mecanismo de daño, mientras (como recomendación) se realiza una primera inspección; sin embargo se debe tener en cuenta los materiales presentes en los equipos, si se desconoce, realizar PMI, si no es posible realizar PMI otras alternativas como prueba de dureza, metalografías en situ y/o información de equipos de servicio similar debe ser consolidada.

5. LAS PLANTAS DE AMINA

Una representación simplificada de una planta de tratamiento con aminas (ver Anexo 1) es la que se muestra en la Figura 5, en ella se observa que el gas ácido (gas fuente) es introducido en la torre de absorción o contactora, luego de pasar por un separador donde se pone en contacto con la solución de amina pobre, la cual fluye en sentido descendente.

Los componentes ácidos del gas, CO_2 y H_2S , son absorbidos por la solución de amina, mientras que el gas dulce deja la torre absorvedora por la parte superior de la misma. La solución de amina rica, obtenida por el fondo, es enviada a un tanque flash, donde los hidrocarburos absorbidos se liberan como vapor. Posteriormente, la solución de amina rica fluye a través de un intercambiador de calor amina/amina para incrementar su temperatura hasta los $90^\circ\text{-}110^\circ\text{C}$.

Figura 5. Proceso de endulzamiento estándar con aminas



Fuente: GPSA – Engineering Data Book, 12 Ed – Pg. 616

La amina rica calentada se hace ingresar al regenerador, en donde es despojada de los gases ácidos, hidrocarburos disueltos y agua que pueda contener. La presión de la columna de stripping debe ser mantenida tan alta como sea posible para incrementar la temperatura del reboiler y así lograr optimizar la operación.

Sin embargo, se debe procurar no exceder la temperatura de degradación de la amina. Se coloca una bomba en la línea con el objetivo que mantener una presión superior que la existente en el absorvedor. Finalmente, un enfriador de aire reduce la temperatura de la amina pobre antes de que sea devuelta a la torre contactora de absorción.

La unidad de Amina o de endulzamiento es un componente clave de la planta de procesamiento de gas, y la torre de regeneración de aminas es una de las partes principales de esta unidad. Esta torre de amina en las plantas sufren severa corrosión (Alrededor de 40-50 mpy) en periodos cortos de tiempo (alrededor de dos años). El área de la corrosión se limita a la de vapor y los espacios de interfaz de vapor / líquido. El material de esta zona es de carbono de acero (Generalmente A-516 Gr70).

Dentro de una planta de amina estándar, se pueden identificar los siguientes equipos:

1. Una Torre Contactora.
2. Una Torre Stripper
3. Dos Separadores – Entrada y salida
4. Un tanque – Tanque y/o Drum Flash
5. Un Aero enfriador
6. Un rehervidor
7. Dos Intercambiadores
8. Bombas
9. Líneas de transporte

6. LAZOS DE CORROSIÓN

El primer paso para la evaluación del riesgo, es la determinación de los lazos de corrosión en el sistema, en este caso lo determinado en una planta de amina clásica como la que se describe en la figura 5, sin embargo se debe tener en cuenta todo lo relacionado con levantamiento de información como se describe en ítem 4.4.

Los lazos de corrosión es una segmentación de equipos, ya sean vasijas, tanques y tuberías del sistema y/o planta, los cuales se encuentran sometidos a las mismas condiciones de operación (presión y temperatura), mecanismos de daño similar y los mismos tipos de materiales.

Otros tipos de consideración con respecto a la segmentación para determinación de los lazos de corrosión, es por ejemplo, el cambio de diámetro en las líneas de proceso. Al existir un cambio de diámetro en una línea, cambian las condiciones de operación local del sistema, al disminuir y/o aumentar el diámetro, su velocidad de flujo varia al igual que la presión. Si existe (por ejemplo), un sistema con material particulado, estos cambios de velocidad pueden generar turbulencia localizada, la cual genera corrosión – erosión en el material disminuyendo su vida útil.

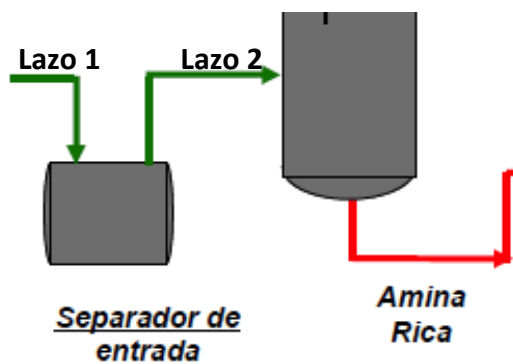
El caso de los tanques de almacenamiento de combustible, tiene en consideración una segmentación de acuerdo al nivel del fluido con respecto al mecanismo de daño. Los tanques presentan tres (3) secciones diferentes las cuales deben ser definidas claramente y ubicadas habitualmente en la fase agua/lodos del fondo y primer anillo, fase crudo/fluido y fase gaseosa o vapor condensado en el último anillo y techo. Se puede realizar segmentación por cada uno de los anillos. Cada uno de los procedimientos establecidos a continuación, debe ser empleado para cada tipo de lazo de corrosión y su probabilidad y consecuencia puede variar significativamente dependiendo de cuan segmentados se encuentren.

Un buen criterio de análisis de riesgo debe ser realizado aún antes de la construcción de la planta, debido a errores en el diseño y con la finalidad de predecir cuan peligroso es el sistema que se maneja.

A continuación se describe un ejemplo de la forma en que se debe realizar una segmentación en una planta de Amina clásica - solvente químico, obteniendo los lazos de corrosión presentes de acuerdo a sus condiciones de operación y mecanismos de daño presentes.

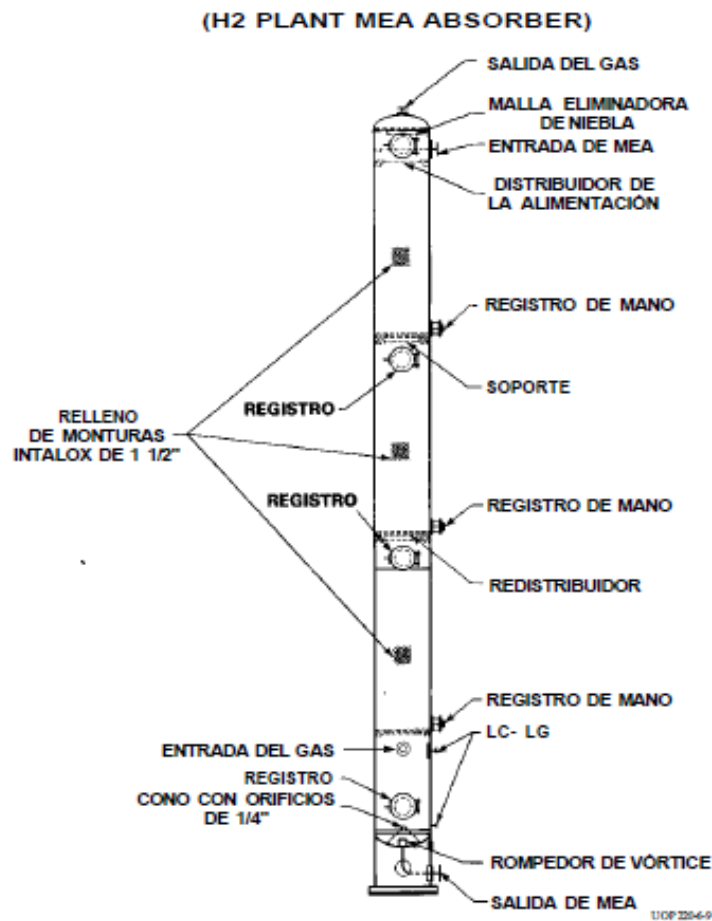
- **Lazo 1:** Entrada de fluido (Gas Agrio). El gas entra a Vasija 1 donde se realiza una separación primaria, la cual consiste en eliminar parte de vapor de agua, condensado de hidrocarburos líquidos y posibles material particulado de acuerdo a presión. Las condiciones de operación del lazo 1 corresponden a la línea de entrada y al separador de entrada. En este punto no existe mecanismo de daño de agrietamiento por aminas.

Figura 6. Lazo de corrosión 1 y 2



- **Lazo 2:** Salida de fluido (Gas Agrio). El gas sale de la Vasija 1 con un menor porcentaje de agua pero sigue estando ácido debido al H_2S y CO_2 presente. Las condiciones de operación del lazo 2 corresponden a la línea de salida del separador y fondo de la torre contactora.

Figura 7. Diagrama general de la Torre Absorvedora



Fuente: Manual de Entrenamiento UOP

La presión de operación de la torre contactora, varía dependiendo de la planta, sin embargo en operaciones de alta presión, se alcanzan rangos de 950 a 1000 PSI. La temperatura de entrada del gas debe mantenerse entre 100 y 110°F, para obtener una buena remoción de ácidos y baja pérdida de amina. La amina siempre debe estar 10°F por encima del gas de alimento.

- **Lazo 3:** Descarga de la amina Rica por el fondo de la contactora. La amina pobre, desciende de la cima de la torre contactora donde esta reacciona con el

gas de alimento en contra corriente de la torre⁹ mediante contacto directo, removiendo cierto porcentaje de H₂S y CO₂ presente del gas por acción de la presión y la temperatura, en este momento existe endulzamiento del gas. Las condiciones de operación del lazo 3 con mecanismos de daño similar de salida de amina rica, corresponden a la línea de descarga de fondo, tanque flash, línea de descarga de tanque flash a intercambiador 1, intercambiador 1 y línea de intercambiador a regenerador.

El tanque flash está diseñado normalmente para 2 – 3 minutos de retención y opera al 50% lleno del líquido.

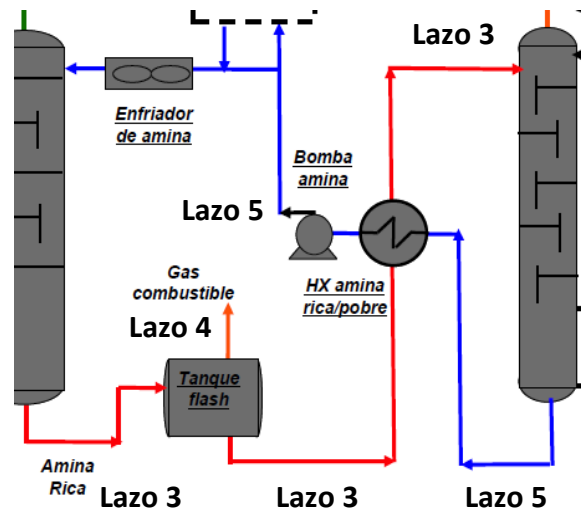
La solución de salida deja el fondo de la torre con los componentes ácidos del Gas - a esta se le llama amina rica. Esta amina es enviada al tanque flash para remover casi todos los gases hidrocarburos disueltos y condensados, sin embargo un pequeño porcentaje de estos ácidos llega en fase vapor. De allí pasa al intercambiador de amina rica / amina pobre. De allí, la amina rica y caliente entra a la torre despojadora donde el calor del rehervidor rompe los enlaces entre la amina y los gases ácidos. Los gases ácidos por la parte superior de la torre y la amina pobre por el fondo.

La torre regeneradora, puede ser tratada como un lazo 4' independiente con mecanismos de daño comunes de SCC, ASCC y adelgazamiento.

La amina pobre caliente procede al intercambiador de calor de amina rica/pobre donde se disminuye a una T° de 10°F sobre la T° del gas de entrada a la contactora, esto evitará la condensación de hidrocarburos cuando la amina contacte el gas ácido.

⁹ La torre puede ser de platos o empacada, sin embargo se usan normalmente empaque, cuando esta es menor de 20" de diámetro y de platos para torres con diámetros mayores.

Figura 8. Lazo de corrosión 3 - 5



La absorción de H_2S y CO_2 en una solución de amina, ocurre en respuesta a la fuerza impulsora de la presión parcial de los gases ácidos causando una transferencia de masa desde la fase gaseosa a la fase líquida. Las temperaturas de cada condición de reacción tanto del H_2S y CO_2 son diferentes. Estas reacciones son muy corrosivas, por lo tanto se debe controlar metalúrgicamente con aceros austeníticos especialmente en los intercambiadores de calor.

- **Lazo 4:** Salida de gas combustible arrastrado por la amina y gas remanente del proceso, el cual por diferencial de presión es separado como gas a TEA. El lazo 4, corresponde 100% a sistema a TEA.
- **Lazo 4':** Torre regeneradora y rehervidor.

La torre despojadora o regeneradora, usa reacción inversa para convertir la amina rica a pobre, por lo tanto esta ópera a una presión alrededor de 10 a 20 psig y temperatura de ebullición.

La solución rica entra en la despojadora por la parte media superior de la torre. La fuente de calor para el despojo, es proveniente del fondo de la torre por el rehervidor, el cual calienta el líquido al punto de ebullición con vapor de agua.

La precaución principal que debe tenerse en esta operación es no exponer el solvente a temperaturas que puedan descomponerlo, por lo tanto la T° no debe estar por encima de 340°F. El calor recibido es proporcionado por un horno de fuego directo. Los hornos dependiendo de la temperatura de entrada, manejan metalurgia de acero 5% Cr y SA-316. La temperatura del proceso es una de las variables indispensables en el cálculo de espesores mínimos de los equipos.

- **Lazo 5:** Salida de amina recuperada (pobre) de la torre regeneradora hacia el intercambiador de amina rica/pobre, pasando por el enfriador de amina y filtros, hasta la torre absorbadora (contactora). Los filtros y el intercambiador 2 mantienen los mismos mecanismos de daño.

La corrosión es más severa en sistemas de aminas que remuevan únicamente CO₂. Las áreas más críticas para la corrosión están relacionadas con las partes del proceso donde la temperatura es alta, en este caso la torre regeneradora y los intercambiadores de reflujo y amina pobre/rica. La corrosión es más alta también en las juntas de soldadura y zonas de alta turbulencia.

- **Lazo 6:** Salida de fluido por la cima de la regeneradora hacia el condensador de reflujo.
- **Lazo 7:** Salida de gas dulce por Cap cima de la torre contactora. Los mecanismos de daño presentes no corrosivos. Figura 9.

Figura 9. Lazo de corrosión 6

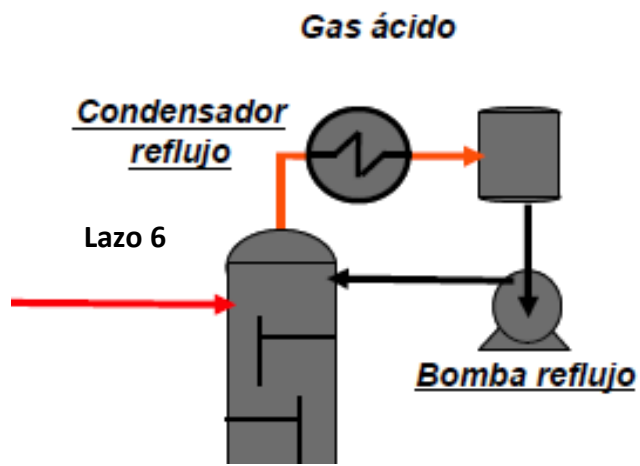
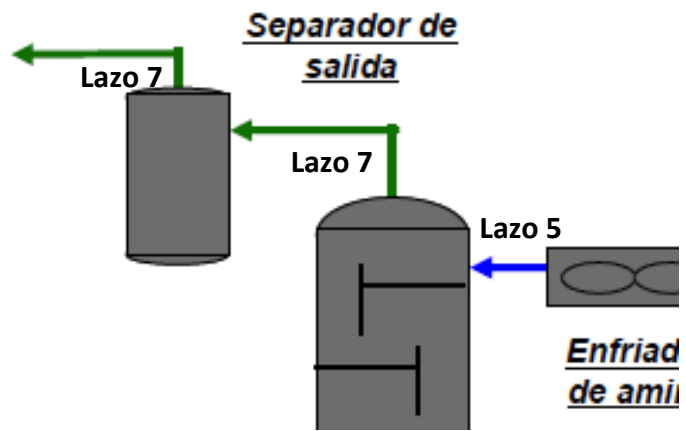


Figura 10. Lazo de corrosión 7



7. PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE RBI

Para la evaluación de RBI, se usa el programa de evaluación de riesgo con lineamientos de la Práctica Recomendada API 581 (08) - SEIM. El software es realizado bajo entorno Windows con plataforma Excel por el departamento de integridad de la Corporación para Investigación y Ciencia de Materiales CIMA. Este programa no requiere ejecutable y puede ser corrido en cualquier computador con Microsoft Excel. El ambiente de trabajo del programa es de íconos de manera que es muy amigable y fácil de usar, apto para ingenieros de integridad, mantenimiento, operadores y supervisores de planta e inspección que deseen realizar evaluaciones de riesgo.

Una vez se de doble click al ícono SEIM_V01, este arroja una pantalla como la que se muestra en la figura 9, allí ingresamos los datos de identificación, planta y Lazos de Corrosión de manera manual.

Figura 11. Ventana inicial del Programa SEIM



Al ingresar al ícono de “Lazos de Corrosión”, este muestra una pantalla como se indica en la Figura 10. Una vez en la ventana, se realiza el registro de los datos indicados y se procede siempre a guardar. No es necesario llenar el 100% de las casillas, sin embargo las variables usadas en el proceso como T°, P, y [], deben ser suministrados. Se debe suministrar aquí todos los lazos de corrosión.

Si no es posible ingresar los datos indicados por desconocimiento, se puede dejar en blanco, sin embargo más adelante el programa los puede requerir. *De acuerdo a Práctica recomendada, si no es posible obtener información referente, se puede tomar información de una planta de servicio similar teniendo en cuenta el error a que esto pueda tener.*

Figura 12. Ventana de Lazos de Corrosión - Programa SEIM

Id_Lazo_de Corrosión	Lazo 1: Entrada Gas Agrio		
Lazo de Corrosión	Entrada Gas a Vasija 1	Presión de Operación (PSI)	200
Empresa	CIMA	Temperatura de Operación (°F)	150
Planta o Estación	AMINAS	%BSW	0
Unidad	Aminas	H2S (ppm)	200
Nº de Isométrico		CO2	500

INGRESAR Y/O MODIFICAR DATOS

LIMPIAR ELIMINAR

Descripción del lazo de Corrosión	Descripción del Proceso	Descripción de la Corrosión
Lazo 1. Entrada de gas agrio al separador de entrada 1 y salida de separador hacia fondo de torre contactora	Separación primaria, la cual consiste en eliminar parte de vapor de agua, condensado de hidrocarburos líquidos y posibles material particulado de acuerdo a presión. Las condiciones de operación del lazo 1 corresponden a la línea de entrada y al separador de entrada. En este punto no existe mecanismo de daño de agrietamiento por aminas.	Corrosión por CO2 y H2S

Adicionalmente al ingreso de los lazos de corrosión, el programa tiene un ícono donde se pide los datos generales del equipo y/o planta a ser evaluado Figura 11. No es obligatorio su llenado, sin embargo esto ayuda a mantener la información en

una base de datos que luego puede ser usada para un análisis futuro sin tener la necesidad de volver a ingresar los datos. En la parte superior se encuentran las pestañas de vasijas, tanques, líneas de proceso y bombas.

Siempre es requerido realizar los cambios pertinentes en el ícono “Ingresar y/o modificar datos”, de lo contrario se puede perder la información.

Figura 13. Ventana de Datos Generales - Programa SEIM

The screenshot shows a software window titled "SEIM_V01_CARGUE DE INFORMACION". It has four tabs: "BD_VASIJAS", "BD_TANQUES", "BD_TUBERIAS", and "BOMBAS". The "BD_VASIJAS" tab is active. The form contains the following fields:

- Descripción del Equipo
- Id_Equipo (dropdown)
- Empresa (dropdown)
- Tipo de Componente
- Vicepresidencia
- Campo
- Planta o Estación
- Tipo de Equipo
- Tag
- Lazo de Corrosión
- Fabricante
- Fecha de Fabricación
- Diámetro Externo (m)
- Longitud/Altura (m)
- Capacidad Nominal (GLS)
- Temperatura de Diseño (°F)
- Presión de Diseño (PSIG)
- Presión de Prueba (PSIG)
- MAWP (PSIG)
- MAWT (°F)
- Caudal de Gas (MMSCFD)
- Caudal de Crudo (BOPD)
- Caudal de Agua (BWPD)
- Espesor de Cabezas (in)
- Shell Thickness (in)
- Corrosion Allowance (in)
- Especificación del Material
- Peso Vacío (Kg)
- Peso Lleno de Agua (Kg)
- Radiografiado
- Tratamiento Térmico
- Código de Diseño
- Servicio
- Temperatura de Operación (°F)
- Presión de Operación (PSI)
- Fluido
- Recubrimiento Externo
- Recubrimiento Interno
- Aislamiento Externo (S/N)
- Eficiencia Junta Soldadas
- Heat Tracing
- Observaciones (text area)

At the bottom of the form are three buttons: "INGRESAR Y/O MODIFICAR DATOS" (blue), "ELIMINAR" (red), and "CARGAR FOTO" (orange). On the right side, there is a photo of an industrial facility.

La metodología de evaluación tanto de la probabilidad como consecuencia del programa se analiza en cada uno de los ítems correspondientes.

8. EVALUACIÓN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

8.1. CÁLCULO DE PROBABILIDAD DE FALLA¹⁰

La probabilidad de falla la define el API 580 como el grado en el que es probable que se produzca en el marco de tiempo considerado un evento. La definición matemática de probabilidad es "un evento aleatorio en un número real en la escala de 0 a 1". La probabilidad puede estar relacionada a largo plazo dependiendo de la frecuencia relativa o de la ocurrencia en un grado de creencia de que ocurra un evento.

Para un alto grado de creencia, la probabilidad es cerca de uno (1). Frecuencia en lugar de probabilidad puede ser utilizada en la descripción de riesgo. El grado de creencia acerca de probabilidad puede ser elegido como clases o se clasifica como "raro, improbable, moderada, probable, casi seguro" o "increíble, improbable, remoto, ocasional, probable, frecuente".

La probabilidad de falla definida matemáticamente en API 581(08) se determina:

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

EC – 1.

El factor de daño se determina en base a los mecanismos de daño aplicables (corrosión local y general, grietas, deformación, etc.) de interés para los materiales de construcción y el servicio de proceso, la condición física del componente, y las técnicas de inspección utilizada para cuantificar los daños. El factor de daño modifica la frecuencia de falla genérica en la industria y hace que sea específico para el componente en fase de evaluación.

Factores de daño no proporcionan una evaluación definitiva de *Fitness For Service* (Aptitud para el servicio) del componente. El análisis *Fitness For Service* para los

¹⁰ Ver Nomenclatura Anexo 17

componente a presión están cubiertos por API 579-1 / ASME FFS-1. La función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente como una función del tiempo en servicio y la eficacia de una actividad de inspección de cuantificar los daños.

Los métodos para determinar los factores de acuerdo a los mecanismos de daño:

- a) Adelgazamiento (tanto general como local)
- b) Componente Linings
- c) Los daños externo (corrosión y corrosión bajo tensión)
- d) Corrosión bajo tensión (interno basado en el fluido del proceso, las condiciones de funcionamiento y materiales de construcción)
- e) Ataque por hidrogeno a alta temperatura
- f) Fatiga mecánica (solo en tuberías)
- g) Fractura Frágil.
- h) ASCC

Si existen más de dos mecanismos de daño presentes, se debe realizar superposición como modificación especial para determinar el factor de daño real.

La tabla 4.1 del API581 – Ver anexo 2 – muestra los valores numéricos asociados con la probabilidad como una categoría única donde se determinan rangos para establecer el primer criterio de evaluación, en un área de afectación como consecuencia.

8.1.1. Cálculo de Factor de Daño

Los mecanismos de daño presentes en las plantas de amina y/o cualquier tipo de estación, se pueden establecer de acuerdo a fluidos del proceso y dependiendo del carácter corrosivo mediante lo establecido en API 581(08) e información complementaria de la práctica recomendada API 571.

Para plantas de amina, se establecen tres (3) mecanismos de daño presentes, en los cuales se describe el procedimiento para establecer el factor de daño de cada uno de ellos así:

8.1.1.1. Agrietamiento por Aminas (ASCC)

- a. *Determinar el mecanismo de daño:* El mecanismo de daño específicamente el plantas de amina, se establece como agrietamiento por amina, sin embargo todos los equipos pueden estar sometidos a mecanismo de daño específicos los cuales deben ser evaluados cada uno por separado.
- b. *Establecer la efectividad de la Inspección (si se tiene):* En API 581 – Tabla 8.2.se establece un valor dependiendo de la efectividad de la inspección, sin embargo este puede ser cero, en caso de no poseer ninguna inspección – Anexo 5.
- c. *Verificar el Número de inspecciones:* El número de inspecciones puede ser cero (0) si no se han realizado.
- d. *Determinar el tiempo de servicio:* Si no se tiene el tiempo de servicio, se debe establecer un tiempo, que puede ser el de construcción de la planta.
- e. *Establecer el tiempo de última inspección:* Si no se ha realizado ninguna inspección, se debe determinar el tiempo con relación al tiempo en servicio.
- f. *Establecer si presenta grietas:* Si no existen daños de históricos ni inspecciones anteriores que avalen que no existen grietas, se debe asumir que existen por mecanismo de daño.
- g. *Establecer si los equipos presentan alivio de esfuerzos:* Los equipos diseñados para contacto con amina, deben tener alivio térmico sin importar su espesor. Si no se tiene los datos y/o existe la posibilidad de un cambio inesperado de un equipo no diseñado para aminas, este valor en la evaluación es negativo.
- h. *Determinar si se encuentra expuesto a amina pobre:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos.

- i. *Determinar si se encuentra expuesto a MEA o DIPA:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos, sin embargo si la clasificación de la amina (ver anexo 1) no corresponde con ninguna de estas, se debe establecer de acuerdo a su número de hidrógenos sustitutos.
- j. *Determinar si es expuesto a DEA:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos.
- k. *Verificar el porcentaje de concentración de MEA, DIPA o DEA:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos.
- l. *Establecer la temperatura de operación:* No confundir la temperatura de operación con la MDMT o Temperatura de diseño.
- m. *Determinar Heat Traced:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos.
- n. *Verificar si los equipos fueron lavados con vapor:* Este dato es comúnmente obtenido de procesos.

Una vez determinados los pasos anteriores, se procede a calcular la susceptibilidad del agrietamiento por Amina, el cual de cómo resultado Alto, medio, moderado y/o a partir de la Figura 8.1 del API 581 (08) - Ver Anexo 4.

Enseguida se calcula la severidad del daño mediante valor de Susceptibilidad – Severidad S_{VI} Para Agrietamiento por Amina – Tabla 8.3 del API 581 (08) – Ver anexo 5.

Se determina el Factor de daño por agrietamiento por amina D_{IB}^{Amine} (En este caso es SCC – Stress Corrosion Cracking – agrietamiento por corrosión bajo tensión¹¹), usando la tabla 7.4 del API 581 (08) basado en el número de inspecciones efectivas y valor de severidad – Anexo 7. Si no existen inspecciones, el mínimo valor determinado es 1.

Calcular el factor de daño basado en el tiempo de servicio de acuerdo a Ec. 2.

¹¹ La práctica recomendada establece similitudes en los valores establecidos entre Agrietamiento por Amina y SCC.

$$D_f^{Amine} = D_{fB}^{Amine} (age)^{1.1}$$

EC – 2

Calculado el factor de daño para el ASCC (*Amine Stress Corrosion Cracking*), se procede a continuar con la evaluación de probabilidad.¹² Todas las evaluaciones correspondientes son necesarias de acuerdo a los mecanismos de daño presentes en el equipo y se deberá realizar el respectivo análisis de acuerdo a lo establecido en API 581(08).

8.1.1.2. Adelgazamiento

Para determinar el factor de daño por el adelgazamiento se requiere:

- a. *Determinar el tipo de Adelgazamiento:* Se debe establecer si el adelgazamiento es generalizado o localizado. La tabla 2.B.1.2 muestra el tipo de adelgazamiento de acuerdo a mecanismo de daño
- b. *Determinar el tiempo en servicio:* Verificar el tiempo estimado de la equipo a evaluar en servicio. El tiempo es fácilmente verificable de acuerdo a lacas de identificación. Si la placa de identificación no posee la fecha de instalación, construcción, asumir una fecha de equipos instalados en la planta. Si no es posible la identificación de la fecha, asumir edad de la planta como una restricción, sin embargo se debe tener en cuenta que al asumir una edad muy elevada la velocidad de corrosión es menor. Si es posible determine lecturas de espesor de la última inspección.
- c. *Calcular la velocidad de corrosión de acuerdo a material de construcción:* El cálculo de velocidad de corrosión con respecto al tiempo $V_c = (t_{ini} - t_{fin}) / T$, si se conocen los espesores iniciales y actuales. Se debe adicionalmente tener en

¹² Si debe asegurarse que no existen más mecanismos de daño presentes en el equipo si se decide solo calcular la probabilidad de falla con ASCC.

cuenta si el equipo cuenta con cladding, si cuenta con este, se debe calcular la velocidad de corrosión de este. Para materiales de construcción no identificados, los códigos de Inspección como el API 510(06) – 7,7 (para recipientes a presión), establecen por ejemplo criterios en caso de no tener información y/o información muy limitada. Para el caso de vasijas, tomar SA-283 Gr C que posee un grado bajo de resistencia a la tensión como una restricción. Para determinar la velocidad de corrosión API 581(08) Anexo 2B – cuenta en detalle de acuerdo al mecanismo de daño asociado, los pasos para determinar esta velocidad. La tabla 2.B.1.2 señala la condición de acuerdo a mecanismo de daño con una velocidad de corrosión aproximada. Si se desconoce la velocidad de corrosión, pero se establece un adelgazamiento por un mecanismo de daño, se recomienda tomar la velocidad de corrosión más alta de acuerdo a tabla 2.B.1.2. – Anexo 8.

- d. *Verificar el Número de inspecciones:* El número de inspecciones puede ser cero (0) si no se han realizado.
- e. *Establecer la efectividad de la Inspección (si se tiene):* En API 581 – Tabla 8.2.se establece un valor dependiendo de la efectividad de la inspección, sin embargo este puede ser cero, en caso de no poseer ninguna inspección – Anexo 5.
- f. *Determinar el mínimo espesor de pared requerido t_{min} :* por código original de construcción usando API 579(10) – Apéndice A. Si el equipo es un tanque, usar de acuerdo a API 653 $t_{min}=0,1in$ en el fondo, si el tanque no posee sistema de prevención de liberación y $t_{min}=0,05in$ si lo tiene.
- g. *Para componentes con Clad:* Calcular el tiempo de la edad de la próxima inspección requerida de acuerdo al material del clad usando la Ec. 3.

$$age_{rc} = \max \left[\left(\frac{t_{rd} - t}{C_{r,cm}} \right), 0.0 \right]$$

h. *Determinar A_{rt}* : Parámetro usado basado en la edad y t_{rd} desde el paso 2 hasta el paso 6 t_{min} y paso 7 age_{rc} si es aplicable.

- *Para componentes sin Cladding*: Los componentes sin cladding y/o con cladding corroído siempre que el tiempo de la próxima inspección es $age_{rc}=0$, usar:

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

EC – 4

- Para componentes que tienen Cladding $age_{rc} \geq 0$ para el tiempo de la próxima inspección usar:

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

EC – 5

i. *Determine el factor base de daño para adelgazamiento D_{fB}^{thin}* , usando la tabla 5.11 o 5.12 del API 581(08) – Anexo 9 según aplique, basado en el número de inspecciones del paso 4 y el valor de A_{rt} del paso 8.

j. *Determine el factor de daño por adelgazamiento D_f^{thin}* , usando:

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

EC – 6

Tener en cuenta:

- *Los factores de ajuste de daño F_{OM}* – en adición a la inspección en línea y monitoreo de corrosión, el cual es comúnmente en muchos procesos para prevenir falla debido a corrosión – ver anexo 10.

- *Ajuste por puntos de inyección* - F_{OM} .
- *Si un circuito de tubería contiene puntos de inyección*, $F_{OM} = 3$. Si existe una alta eficiencia en la inspección como se indica en API 570, este ajuste no es necesario y/o $F_{OM} = 1$.
- *Ajuste de piernas muertas*: F_{DL} – Esta define la sección de la tubería que se usa en servicio intermitente, paradas, arrancadas o ciclos de regeneración en servicio continuo. Si el circuito de tubería presenta piernas muertas, puede existir un mecanismo de daño mayor por lo tanto $F_{DL} = 3$. Si existe una alta eficiencia en la inspección y métodos usados esta no es necesaria y/o $F_{DL} = 1$.
- *Ajuste de la junta de construcción*: F_{WD} – Aplica solo a tanques atmosféricos. Si el componente es soldado (No remachado) $F_{WD} = 1$, sino $F_{WD} = 10$
- *Mantenimiento de acuerdo a API 653*: F_{AM} – Aplicable solo a tanques atmosféricos. Si este presenta mantenimiento de acuerdo a API 653 entonces $F_{AM} = 1$, sino $F_{AM} = 5$.
- *Ajuste para asentamiento*: F_{SM} – Aplicable solo a fondos de tanques atmosféricos. Se determina así:
 - Registro de asentamiento excede los criterios de API 653 - $F_{SM} = 2$
 - Registro de asentamiento cumple los criterios de API 653 - $F_{SM} = 1$
 - Asentamiento nunca evaluado - $F_{SM} = 1.5$
 - Fundación de concreto no asentada - $F_{SM} = 1$

8.1.1.3. Sulfide Stress Cracking – Agrietamiento por Sulfuros

Este mecanismo de daño está definido como el agrietamiento del metal bajo la acción combinada de esfuerzos de tensión y corrosión bajo la presencia de agua.

Este puede ser causado como resultado de la absorción de Hidrogeno atómico que es producido por el proceso de corrosión del sulfuro.¹³

Para la evaluación de este mecanismo de daño, seguimos con los pasos establecidos por API 581(08) – 9.6.3 cómo se definió anteriormente, tomando los mismos datos para los mecanismos de daño anteriores. A continuación se muestra los pasos establecidos e integrados en el software.

- a. *Establecer la efectividad de la Inspección (si se tiene):* En API 581 – Tabla 9.2.se establece un valor dependiendo de la efectividad de la inspección, sin embargo este puede ser cero, en caso de no poseer ninguna inspección – Anexo 5.
- b. *Verificar el Número de inspecciones:* El número de inspecciones puede ser cero (0) si no se han realizado.
- c. *Determinar el tiempo de servicio:* Si no se tiene el tiempo de servicio, se debe establecer un tiempo, que puede ser el de construcción de la planta.
- d. *Establecer el tiempo de última inspección:* Si no se ha realizado ninguna inspección, se debe determinar el tiempo con relación al tiempo en servicio.
- e. *Establecer si presenta grietas:* Si no existen daños de históricos ni inspecciones anteriores que avalen que no existen grietas, se debe asumir que existen por mecanismo de daño.
- f. *Verificar el pH de acuerdo a mediciones:* Es necesario establecer que las ácido es el fluido presente en los equipos.
- g. *Determinar la severidad ambiental:* Nivel potencial de nivel de hidrogeno expuesto basado en H₂S contenido en el agua usando el pH. El software incluye los niveles establecidos en las tablas correspondientes AAPI 581(08) 9.3.
- h. *Determinar la susceptibilidad al agrietamiento:* Basado en la severidad ambiental del paso anterior, usar la tabla del API 581(8) 9.4 y figura 9.1. El

¹³ Api 581 (08) – 9.

software incluye los valores establecidos. Se debe tener conocimiento de la máxima dureza en las juntas y alivio térmico.

- i. *Determinar el índice de severidad SV_i* : Basado en la susceptibilidad del paso anterior y determinado por la tabla 9.5 del API 581(08).
- j. *Determinar el factor base de daño D_{fB}^{SCC}* : Usando la tabla 7.4 del API 581(08), anteriormente usada – Anexo 7, basándose en el número y efectividad de las inspecciones y SV_i del paso 9.
- k. *Calcular el factor de daño D_f* : Calcular el factor de daño basado en el tiempo de servicio de acuerdo a Ec. 8.

$$D_f^{SCC} = D_{fB}^{SCC} (age)^{1.1}$$

EC – 7

Para las plantas de endulzamiento con Aminas, los tres factores daño calculados, serán los evaluados para cada uno de los componentes en los lazos de corrosión establecidos, en el ítem 6.

Si existen mecanismos de daño diferentes y/o adicionales de los tres (3) mencionados anteriores de adelgazamiento, agrietamiento por amina, Agrietamiento por Sulfuros, los cuales son los más comunes, se debe agregar su evaluación de acuerdo a los pasos establecidos en API 581(08) – parte 2.

Dentro de los posibles mecanismos de daño adicionales en plantas de Amina tenemos:

1. Agrietamiento por PTA – Ácidos poli atómicos y ácidos sulfúricos – Parte Interna
2. Fractura frágil – Daños a Temperaturas inferiores – Parte Interna y Externa.
3. CUI – Corrosión bajo Aislamiento – Parte Externa.
4. Factor de daño en el componente Lining – Daño en el recubrimiento metálico – Parte Interna.

8.2. CALCULO DE PROBABILIDAD EN PROGRAMA SEIM

En el programa SEIM_V01, una vez ingresados y cargados los lazos de corrosión y los datos generales, salimos de allí. Nuevamente ubicados en la pantalla correspondiente del programa (figura 11), se ingresa dando click en el ícono – “Mecanismos de Daño a Evaluar”, inmediatamente aparece la ventana correspondiente como se muestra en la Figura 14. Esta ventana posee los mecanismos de daño a evaluar para determinar el factor de daño D_f de cada uno de los mecanismos y en cada uno de los componentes del lazo de corrosión.

Haciendo click por ejemplo en el ícono “*SCC – Damage Factor – Amine Cracking*”, ingresamos a la ventana indicada en la figura 15, donde se encuentran las variables establecidas en ítem 8.1.1.1 “**Agrietamiento por Aminas (ASCC)**”. Es aquí donde calculamos el factor de daño de este mecanismo de deterioro presente. Se guarda la información y enseguida se evalúa un mecanismo de daño diferente volviendo a la ventana de mecanismos de daño.

Igualmente como se observa en la figura 16, “*Thinning*” (adelgazamiento), se evalúa el factor de daño correspondiente de pérdida localizada o generalizada de material como se indica en ítem 8.1.1.2.

Al finalizar el cálculo de los factores, dar click en guardar. Esta operación se realiza para cada componente del lazo de corrosión establecido. Al guardar, los datos ingresados y calculados se almacenan en la base de datos para posteriormente calcular la probabilidad general del equipo.

Los cálculos de factor de daño en los equipos pueden ser almacenados en la base de datos del programa y analizados posteriormente. En la parte inferior derecha de la ventana de “Mecanismos de Daño” (Figura 14), se encuentra el ícono “Probabilidad”, una vez seleccionado, se despliega la ventana como se observa en la Figura 17.

Figura 14. Ventana “Mecanismos de Daño” - Programa SEIM

MECANISMOS DE DAÑO A EVALUAR API 581

EVALUAR VASIJAS [dropdown] EVALUAR TANQUES [dropdown] EVALUAR

THINNING DAMAGE FACTOR

EXTERNAL CORROSION DF – FERRITIC COMPONENT

Presión de Operación (PSI) [input]

Temperatura de Operación (°F) [input]

COMPONENT LINING DAMAGE FACTOR

CUI DAMAGE FACTOR – FERRITIC COMPONENT

%BSW [input]

SCC DAMAGE FACTOR – CAUSTIC CRACKING

EXTERNAL CLSCC DF – AUSTENITIC COMPONENT

H2S (ppm) [input]

SCC DAMAGE FACTOR – AMINE CRACKING

EXTERNAL CUI CLSCC DF – AUSTENITIC COMPONENT

CO2 [input]

SCC DAMAGE FACTOR – SULFIDE STRESS CRACKING

HTHA DAMAGE FACTOR

PVC [button]

SCC DAMAGE FACTOR – HIC/SOHIC-H2S

BRITTLE FRACTURE DAMAGE FACTOR

SCC DAMAGE FACTOR – CARBONATE CRACKING

TEMPER EMBRITTLMENT DAMAGE FACTOR

SCC DAMAGE FACTOR – PTA CRACKING

885 EMBRITTLMENT DAMAGE FACTOR

SCC DAMAGE FACTOR – HSC-HF

SIGMA PHASE EMBRITTLMENT DAMAGE FACTOR

SCC DAMAGE FACTOR – HIC/SOHIC-HF

PIPING MECHANICAL FATIGUE DAMAGE FACTOR

PROBABILIDAD [button]

Figura 15. Ventana “Amine Cracking” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM

AMINE_CRACKING

Tipo de Equipo: Vessel [dropdown]

Equipo: [input]

Tipo de Componente: COLBTM [dropdown]

Expuesto a Amina Pobre?: SI [dropdown]

Efectividad de la Inspección: E [dropdown]

Expuesto a MEA o DIPA?: SI [dropdown]

Susceptibilidad AMINE CRACKING: ALTA [dropdown]

Nº de Inspecciones: 0 [dropdown]

Expuesto a DEA?: NO [dropdown]

Indice de Severidad Sv: 1000 [input]

Tiempo en Servicio (Años): 20 [input]

% de Concentración MEA, DIPA o DEA: 30 [input]

Dfb: 1000 [input]

Tiempo desde la Última Inspección (Años): 20 [input]

T (°C): 110 [input]

Df Amine: 26985,6569534713 [input]

Grietas Presentes?: NO [dropdown]

Heat Traced?: NO [dropdown]

Alivio de Esfuerzos?: NO [dropdown]

Lavado con vapor?: NO [dropdown]

TABLA SCC [button] GUARDAR [button] ELIMINAR [button]

Figura 16. Ventana “Thinning” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM

Tipo de Equipo		Equipo	
Vessel		4-ACRU-TTE3501A	
Tipo de Componente		Descripción	
0		4-ACRU-TTE3501A	
Tipo de Adelgazamiento		Mecanismo de Adelgazamiento	
General		CO2 Corrosion	
Velocidad de Corrosión (mm/y)	1,20	Tiempo en Servicio (Años)	3
Efectividad de la Inspección	C	Tiempo desde la Última Inspección (Años)	0,1
Nº de Inspecciones	1	Art	0,49
Monitoreo On Line	Variables de Proceso	Esesor Nominal (mm)	7,62
Presencia de Puntos de Inyección o Mezcla	NO	Esesor de Retiro (mm)	3,81
Tipo de Inspección en Puntos de Inyección o Mezcla	C	Esesor Mínimo (mm)	3,98
Presencia de Piernas Muertas	SI	Corrosion Allowance (mm)	3,81
Tipo de Inspección en las Piernas Muertas	C	Eficiencia Junta Soldadas	1
Tipo de Construcción de Tanques		Heat Tracing	NO
Mantenimiento de acuerdo a API 653		F On Line Monitoring	1
Evaluación del Asentamiento		F Dead Legs	3
		F Injection Points	1
		F Welded C	1
		F API Maintenance	1
		F SM Settlement	1
		D thin F	2,910,00

MECANISMOS Tabla de Factores D thin **GUARDAR** **LIMPIAR** **ELIMINAR**

Una vez calculados los factores de daño, se calcula el factor total $D_{f-total}$ de acuerdo a la suma de la Ec 8 si es área localizada:

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

EC – 8

Si es área generalizada se tiene:

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

EC – 9

Si en dado caso uno de los factores de daño ≤ 1 , este se considera como cero (0).

Figura 17. Ventana “Probabilidad” – Mecanismos de Daño - Programa SEIM

The screenshot shows a software window titled 'PROBABILIDAD' with a blue header and a red close button. The window contains a form with several input fields and buttons. On the left, there are dropdown menus for 'Equipo' (set to '4-EMU-MNP-A'), 'Tipo de Equipo', and 'Tipo de Componente'. Below these are numerous input fields for different damage factors, such as 'THINNING DAMAGE FACTOR' (9,00), 'SCC DAMAGE FACTOR - CAUSTIC CRACKING' (0), and 'EXTERNAL CORROSION DF - FERRITIC COMPONENT' (1900). On the right side, there are more input fields for 'BRITTLE FRACTURE DAMAGE FACTOR' (0), 'TEMPER EMBRITTLEMENT DAMAGE FACTOR' (0), '885 EMBRITTLEMENT DAMAGE FACTOR' (0), 'SIGMA PHASE EMBRITTLEMENT DAMAGE FACTOR' (0), 'PIPING MECHANICAL FATIGUE DAMAGE FACTOR' (0), 'FMS' (1), 'g ff' (1), 'D F' (1909), and 'Pof' (18230,8084671492). At the bottom right, there is a green 'GUARDAR' button and a 'Tablas g ff' button.

Se debe tener en cuenta, el factor de daño que rige el adelgazamiento, el cual se determina con base en la presencia de un revestimiento interno D_{f-gov}^{thin} y/o como cada uno de los factores de daño totales determinados de acuerdo a API 581(08) – 4.4.2 – b – f.

Dentro del cálculo de probabilidad, la práctica recomendada establece un valor para determinar cuál efectivo es el sistema de gestión de la empresa que posee los equipos (plantas) y al cual llama F_{MS} – Factor de ajuste. Este cálculo se obtiene de:

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100. [Unit is\%]$$

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \cdot p_{score} + 1)}$$

EC – 11

Dónde¹⁴:

Pscore = Evaluación del sistema de gestión de la empresa expresado en %

Score = Puntuación obtenida de la evaluación del sistema de gestión de la empresa.

FMS = Factor de ajuste del sistema de gestión.

De acuerdo a la Ec 1, se tienen las variables para determinar la probabilidad de falla de acuerdo a los mecanismos de daño establecidos.

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

Dónde:

gff = Frecuencia genérica de falla establecida en tabla 4.1 del API 580(08) – Ver anexo 19.

En el programa SEIM, se selecciona el equipo, se agregan los valores de factor de ajuste y frecuencia genérica de falla de la tabla del anexo 19. Este valor de frecuencia genérica de falla, corresponde a valores históricos relacionados con las fallas dependiendo de la geometría y tamaño del defecto y al cual la American Petroleum Institute establece en sus estadísticas recopiladas a nivel mundial. Finalmente se obtiene la probabilidad de falla del equipo evaluado.

¹⁴ Ver toda la nomenclatura en Anexo 17.

8.3. CÁLCULO DE CONSECUENCIA DE FALLA¹⁵

El objetivo de la RBI es determinar qué incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de la falla de un equipo y que tan probable (probabilidad) es que el incidente pudiera suceder. Por ejemplo, si un recipiente presurizado sometido a deterioro por corrosión bajo aislamiento desarrolla una fuga, podrían ocurrir una gran variedad de consecuencias. Algunas de las posibles consecuencias son¹⁶:

- a. Formación de una nube de vapor que podría encenderse causando heridas al personal y daños al equipo.
- b. Emisión de un químico tóxico que podría causar problemas de salud.
- c. Producción de un derrame y causar deterioro ambiental.
- d. Forzar la parada de una unidad y tener un impacto económico adverso.
- e. Tener un impacto mínimo en la seguridad, la salud, la economía o el ambiente.

Las consecuencias se pueden determinar de acuerdo a dos (2) metodologías independientes y establecidas en API 581 (08) – Parte 3.

- a. Consecuencia Económica y/o financiera
- b. Consecuencia de área afectada (área de impacto) y salud

La pérdida de la contención de los fluidos peligrosos de equipos de los recipientes a presión puede ocasionar daños en equipos vecinos, lesiones graves al personal, pérdidas de producción, y los impactos ambientales indeseables.

En API RBI, las consecuencias de la pérdida de contención se determinan utilizando la consecuencia establecida en técnicas de análisis y se expresan como un área de impacto afectada o en términos financieros. Las áreas de impacto de tales eventos como incendios, disparos de PSV, bolas de fuego y explosiones de

¹⁵ Ver Nomenclatura Anexo 18

¹⁶ API 580 (08) – 5.1

nubes de vapor se cuantifican en base a los efectos de la radiación térmica y sobrepresión en el equipo circundante y el personal. Además, los métodos de análisis de dispersión de la nube se utilizan para cuantificar la magnitud inflamable y para determinar el alcance y la duración de la exposición y las emisiones tóxicas. Los árboles de eventos son utilizados para evaluar la probabilidad de cada uno de los diversos resultados de eventos y para proporcionar un mecanismo de probabilidad-ponderación de la pérdida de consecuencias de contención.

8.3.1. Nivel 1 – Análisis de Consecuencia¹⁷

El análisis de consecuencias Nivel 1, es un método simple para evaluar las consecuencias de peligros para un número limitado de fluidos de referencia. El fluido de referencia, coincide estrechamente en el punto de ebullición normal y el peso molecular del fluido contenido dentro del equipo de proceso utilizado. El área de consecuencia inflamable es entonces determinada a partir de una expresión polinómica simple que es una función de la magnitud de liberación.

Para cada tamaño del agujero discreto, las tasas de liberación del fluido se calculan en base a la fase del fluido. Esta liberación se utiliza en las ecuaciones de forma cerrada para determinar la consecuencia de inflamabilidad.

Para el análisis de nivel 1, se realiza una serie de análisis de consecuencia para generar áreas como consecuencia una función del fluido de referencia y la magnitud de liberación. En estos análisis, las principales consecuencias fueron asociadas con los incendios de la piscina para vertidos líquidos y liberación de vapor. Las probabilidades de ignición, probabilidades del encendido retardado, y otras probabilidades en el árbol de eventos de nivel 1 son seleccionados en base a la opinión de expertos para cada uno de los fluidos de referencia y tipos de liberación (es decir, continua o instantánea). Estas probabilidades son constantes

¹⁷ Ibid. 15

e independientes de la velocidad de liberación o la masa. Sobre la base de estos análisis, en las ecuaciones de consecuencia áreas se tiene:

$$CA = a.X^b$$

EC – 12

$$CA^{flam} = \left[\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_n^{flam}}{gff_{total}} \right]$$

EC – 13

$$gff_{total} = \sum_{n=1}^4 gff_n$$

EC – 14

El Nivel 1 – análisis de consecuencia, es un método simple para aproximar el área consecuencia de una liberación peligrosa. Las únicas variables requeridas son las propiedades básicas de los fluidos (como peso molecular – MW, la densidad y la velocidad específica de calor del gas ideal, k) y condiciones de funcionamiento.

8.3.2. Nivel 2 – Análisis de Consecuencia¹⁸

Se proporciona un procedimiento de cálculo detallado para determinar las consecuencias de la pérdida de contención de líquidos peligrosos de equipos a presión. El análisis de consecuencias Nivel 2 fue desarrollado como una herramienta de análisis de consecuencias simplificado cuando el Nivel 1 no es válido. Ejemplos de donde pueden ser necesarias un análisis más riguroso de cálculo de Nivel 2:

¹⁸ Ibíd. 15. El análisis de consecuencia nivel 2 no será evaluado en el presente trabajo, sin embargo su análisis y desarrollo puede ser adoptado como una continuación de la presente monografía, debido a falta de información referente de eventos inflamables y tóxicos en nuestra industria.

- a. El líquido específico no está adecuadamente representado en la lista de fluidos de referencia previstos en API 581 (08) - Parte 3, Tabla 4.1 (Anexo 21), incluyendo los casos en donde el fluido es una mezcla de ebullición con amplia gama o cuando las consecuencias tóxicas de los fluidos no están representados adecuadamente.
- b. El fluido almacenado está cerca de su punto crítico, en cuyo caso, las ecuaciones de los gases ideales para la liberación de vapor no son válidos.
- c. Los efectos de las liberaciones de dos fases, incluyendo el arrastre de chorro de líquido así como rocío deberá ser incluido en la evaluación.
- d. Los efectos de BLEVEs deben ser incluidos en la evaluación.
- e. Los efectos de la presión en explosiones no inflamables, tales pueden ser posibles cuando los gases presurizados no inflamables (por ejemplo aire o nitrógeno) se liberan durante una ruptura de una vasija, se deben incluir en la evaluación.
- f. Los supuestos meteorológicos utilizados en los cálculos de dispersión que forman la base para el nivel 1 de consecuencia, no existe datos del sitio.

Los procedimientos de análisis de consecuencias Nivel 2, proporcionan ecuaciones y los antecedentes necesarios para el cálculo de áreas de consecuencia y varios resultados de eventos inflamables y tóxicos.

Un análisis de dispersión nube también debe llevarse a cabo como parte de un análisis de consecuencia Nivel 2 para evaluar la cantidad de material inflamable o tóxico y la concentración a lo largo de nubes de vapor que se generan después de una liberación de material volátil.

Los árboles de eventos utilizados en el análisis de las consecuencias de Nivel 2, mejora significativa en los cálculos de las probabilidades de los árboles de eventos se han realizado en el procedimiento de análisis de Nivel 2. A diferencia del análisis de Nivel 1, la probabilidad de ignición en el árbol de eventos no es constante con la magnitud de liberación.

El análisis de consecuencia Nivel 1, depende de la fase del fluido y sus propiedades, adicionalmente se determina:

- Líquido Almacenado
 - Punto de ebullición – NBP
 - Densidad – ρ_l
 - Temperatura de Auto Ignición – AIT
- Vapor o gas almacenado
 - Punto de ebullición – NBP
 - Peso molecular – MW
 - Velocidad de capacidad calorífica del Gas Ideal – k
 - Calor específico a presión constante - C_p
 - Temperatura de Auto Ignición – AIT

Los líquidos típicos pueden obtener sus propiedades de los libros.

8.3.3. Determinación del fluido representativo y propiedades asociadas en análisis de consecuencia Nivel 1

8.3.3.1. Estimación de la Velocidad de capacidad calorífica del Gas Ideal

Cuando la capacidad calorífica del gas es desconocida, esta puede ser calculada a partir del calor específico así:

$$k = \frac{C_p}{C_p - R}$$

EC – 15

Adicionalmente a la capacidad calorífica del gas, es necesario determinar el tipo de fluido verificando su inflamabilidad y la fase de liberación mediante las características de dispersión del fluido.

8.3.3.2. Procedimiento de Cálculo

1. *Seleccionar el fluido:* En API 581 – Tabla 5.1 – Parte 3. (Anexo 21).
2. *Determinar el fase del fluido almacenado:* Líquido o vapor. Si son dos fases, la consecuencia debe ser calculada mediante análisis nivel 2.
3. *Determinar las propiedades del fluido:* Determinar la ρ_l , AIT si es líquido almacenado y MW, k , AIT y C_p , para estado vapor. Ver tabla 5.3 del API 581 – Parte 3 (Anexo 22).
4. *Determinar la fase en estado estacionario:* Determinar la fase en estado estacionario después de la liberación en la atmosfera de acuerdo a API 581 (08) – Tabla 5.3 – Parte 3 (Anexo 22).

8.3.3.3. Selección del tamaño de agujero de liberación

1. *Determinar el diámetro del agujero:* Determinar el tamaño del agujero de acuerdo a tabla 5.4 (Anexo 22) – d_n .
2. *Determinar la frecuencia genérica de falla n^{th} :* Se acuerdo a Anexo 19 y como se estable en procedimiento de probabilidad. Para calcular la gff_{total} , mediante Ec 14.

8.3.4. Determinación de Consecuencia

8.3.4.1. Cálculo de velocidad de liberación de líquido

La descarga de líquido a través de un orificio puede ser calculado por:

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

Para flujo turbulento el coeficiente de descarga C_d , para orificios en un rango entre $0,60 \leq C_d \leq 0,65$, siendo $C_d=0,61$ recomendado y es el usado para plantas de amina.

El factor de corrección de viscosidad $K_{v,n}$, puede ser determinado por la figura 5.1 del API 581 (08) – Parte 3 – (Anexo 23) o aproximado por la *Ec-17*, sin embargo un valor conservativo de 1.0 puede ser usado.

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Re_n^{0.5}} + \frac{342.75}{Re_n^{1.5}} \right)^{-1.0}$$

EC – 17

8.3.4.2. Velocidad de liberación de vapor

Existen dos regímenes de flujo de vapor o gases a través de un orificio; sónica para altas presiones internas y sub – sónica para flujos de baja presión. La transición de presión a la que el régimen de flujo cambia de sónica a sub – sónica se define por:

$$P_{trans} = P_{atm} \left(\frac{k+1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

EC – 18

Las dos (2) ecuaciones para calcular caudal de vapor son:

1. Si la presión de almacenamiento P_s , es $>$ que P_{trans} usar la EC. 18, sino calcular mediante la siguiente ecuación (19) dependiendo en la descarga de gases y vapores sónicos a través del orificio.

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

EC – 19

2. Si la presión de almacenamiento P_s , es $\leq P_{trans}$ usar la EC 18, sino calcular mediante la siguiente ecuación (20) dependiendo de la liberación de gas sub – sónico a través de un orificio.

$$W_n = \frac{C_2}{C_2} \cdot A_n \cdot P_s \sqrt{\left(\left(\frac{MW \cdot g_c}{R \cdot T_s} \right) \left(\frac{2 \cdot k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{atm}}{P_s} \right)^{\frac{2}{k}} \left(1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \right)}$$

EC – 20

El coeficiente de descarga C_d de las ecuaciones anteriores para flujo turbulento de gas y/o vapor se encuentra típicamente en un rango entre $0,85 \leq C_d \leq 1,0$, siendo un valor conservativo $C_d = 0,90$, el cual es recomendado y será usado en las plantas de amina.

La determinación para el tamaño del agujero de liberación, se calcula de acuerdo al área de sección transversal así:

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

EC – 21

Para cada tamaño de agujero, es requerido realizar el cálculo de la velocidad de liberación.

8.3.4.3. Cálculo de Masa disponible para liberación

Al igual que la velocidad de liberación, es necesario calcular la cantidad de más expuesta en caso de fuga de acuerdo al tamaño del agujero de liberación.

$$mass_{inv} = \sum_{i=1}^N mass_{comp,i}$$

EC – 22

Adicionalmente, la masa puede ser calculada para cada agujero de liberación:

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

EC – 23

Esta ecuación (24), el caudal máximo que se añade a la liberación de los componentes circundantes W_{max8} (limitado por 8" (203mm)) puede ser calculado usando la Ec. 16, 19 y 20, y aplicado a un agujero de área $A_n = 50,3in^2$ (32,45mm²).

La máxima masa liberada es calculada como:

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

EC – 24

Para determinar el cálculo de masa de liberación tenemos:

1. *Grupo de componentes:* Determinar los componentes involucrados Anexo 3.A del API 581 - (Anexo 22).
2. *Cálculo de masa:* determinar $mass_{comp}$, in el componente evaluado.
3. *Cálculo de masa:* determinar $mass_{comp,i}$, en cada uno de los otros componentes incluidos.
4. *Cálculo de velocidad de flujo:* W_{max8} , (8in de diámetro).

5. *Cálculo de masa $mass_{add,n}$* : para cada uno de los agujeros en un tiempo de 3 minutos de flujo
6. *Determinar la masa disponible*: Para Cada tamaño de orificio, calcular la masa disponible para la liberación.

8.3.4.4. Determinación del tipo de liberación (Continua o instantánea)

De acuerdo al API RBI, la liberación se determina de acuerdo a:

1. Liberación Instantánea
2. Liberación continua
 - a. El proceso para determinar el tipo apropiado de liberación que requiere el modelo, es determinando el tiempo t_n requerido para una liberación de 4535kg ~ 10000 lbs de fluido, por lo tanto para cada tipo de agujero se calcula el tiempo requerido se salida de la masa indicada así:

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

EC – 25

- b. Determinar el tipo de liberación (continua o instantánea) usando:
 - Si el tamaño del agujero es de 6,35mm (¼”) o menor, esta liberación es continua.
 - Si $t_n \leq 180$ sec o la masa de liberación es $>$ a 4535kg ~ 10000 lbs, la liberación es instantánea, sino es continua.

Adicionalmente a lo anterior, se puede establecer la estimación del impacto, como la magnitud de la liberación, y el tiempo de liberación establecido, de acuerdo a las tablas 5.5, 5.6 y 5.7 del API 581 (08) – Parte 3.

8.3.4.5. Determinación de la velocidad y masa de liberación para el análisis de consecuencia

Para liberación continua, se tiene que la velocidad puede ser establecida de acuerdo:

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

EC – 26

Para liberación instantánea, la masa puede ser establecida de acuerdo a tamaño del agujero de acuerdo:

$$mass_n = \min[\{rate_n \cdot Id_n\}, mass_{avail,n}]$$

EC – 27

La Ec 27, la duración de la fuga Id_n , no puede exceder la duración máxima $Id_{max,n}$ establecida en tabla 5.7 del API 581 (08) – Parte 3. Este Id_n puede ser calculado así:

$$Id_n = \min \left[\left\{ \frac{mass_{avail,n}}{rate_n} \right\}, \{60 \cdot Id_{max,n}\} \right]$$

EC – 28

8.3.4.6. Determinación de la consecuencia de incendio y explosión

En la inspección basada en riesgo, el análisis de consecuencia del nivel 1, las siguientes ecuaciones son requeridas para determinar el área afectada por incendios y explosiones y daños a las persona.

Si la liberación es continua:

$$CA_n^{CONT} = a(rate_n)^b$$

EC – 29

Si la liberación es instantánea:

$$CA_n^{CONT} = a(mass_n)^b$$

EC – 30

- **Límites de Umbral**

Para calcular las áreas de consecuencia en un evento para el análisis nivel 1 en límites de radiación térmica y sobre presión, se refiere a criterios de impacto así:

1. Criterio de daño del componente:

- Explosión por sobre presión – 5 Psig.
- Radiación térmica – 12000 Btu/hr-ft²
- Fuego Flash – 25% de la superficie dentro de los límites de inflamabilidad de la nube.

2. Criterio de lesiones personales:

- Explosión por sobre presión – 3 Psig.
- Radiación térmica – 4000 Btu/hr-ft²
- Fuego Flash – Los límites de LFL cuando se incendia.

Los datos sugeridos predichos anteriormente pueden ser modificados de acuerdo a la valoración interna de la planta y estos no constituyen un riesgo preciso.

8.3.4.7. Límite de área de consecuencia de liberación de líquido 929m² (10000ft²)

Los límites para incendios establece (30,5x30,5)m como consecuencia de área inflamable, $CA_{cmd,n}^{Flam}$, para el componente máximo de daño en fluido líquidos, sin embargo el área establecida de 929m² no aplica para gases y vapores, en el caso de las plantas de amina, la mayor parte de la masa tratada se encuentra en estado gaseoso, por lo tanto, se requiere realizar el cálculo a partir de la siguiente ecuación dependiendo del tipo de fluido (Tipo 0), entonces el área de consecuencia para fluido líquido:

$$CA_{cmd,n}^{ALL-INST} = \min[\{a(mass_n)^b\}, C_7] \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

EC – 31

Para velocidad liberación de fluido líquido:

$$effmass_{cmd,n}^{ALL-INST} = \frac{1}{C_4} \cdot \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{ALL-INST}}{C_7 \cdot a} \right] \cdot b^{-1} \right]$$

EC – 32

Para una liberación de gas o vapor Tipo 0 se tiene:

$$CA_{cmd,n}^{ALL-INST} = a(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

EC – 33

$$effmass_{cmd,n}^{ALL-INST} = mass_n$$

EC – 34

- **Mezcla de resultados basados en el tipo de liberación**

En las plantas de amina es posible una liberación combinada de varias zonas, debido a la de liberación continua por focos de corrosión localizados, por lo tanto si existe una mezcla en la liberación, continúa y/o instantánea se tiene:

$$fact_c^{IC} = \min \left[\left\{ \frac{rate_n}{C_s} \right\}, 1 \right]$$

EC – 35

Si la constante de la Ec no está en la tabla 5.8 y 5.9 del API 581 (08) de acuerdo al fluido de referencia, $fact_n^{IC} = 0.0$.

Para liberación Instantánea no existe mezcla, debido a que el agrietamiento y la liberación presenta pérdida total de energía en un tiempo <<<, por lo tanto $fact_n^{IC} = 1.0$.

De acuerdo a lo anterior, se tiene:

$$CA_n^{IC-blend} = CA_n^{INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_n^{CONT}(1 - fact_n^{IC})$$

EC – 36

- **Determinación Final de área de consecuencia Inflamable**

La consecuencia final de áreas inflamables para los componentes puede ser determinada como un promedio para cada tamaño de orificio de liberación, esta probabilidad de consecuencia de daño está dada por:

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right)$$

EC – 37

Para consecuencia final de áreas expuestas de acuerdo a las lesiones personales se tiene:

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right)$$

EC – 38

8.3.4.8. Determinación de la consecuencia Tóxica

Fluidos tóxicos son similares a los materiales inflamables en que no todas las emisiones tóxicas resultan en un solo tipo de efecto. Por sí mismos, fluoruro de hidrógeno (HF), amoníaco y cloro representan solamente un peligro tóxico. Por otro lado, algunos materiales tóxicos tales como sulfuro de hidrógeno (H₂S) son a la vez tóxicos e inflamables. Sin embargo, cualquier material tóxico, cuando se mezcla con hidrocarburos, pueden plantear riesgos inflamables y tóxicos.

Para las plantas de aminas, se tienen en cuenta los peligros relacionados específicamente con H₂S y CO₂.

Para el análisis de las consecuencias de Nivel 1, los cálculos de consecuencias tóxicas se calculan mediante un análisis de riesgos en relación con los modelos de dispersión atmosférica.

- **Determinación de la velocidad de liberación tóxica y masa**

La velocidad de liberación tóxica o masa, es usada en el análisis de consecuencia para determinar la fracción de masa tóxica presente en la liberación del fluido.

$$rate_n^{tox} = mfrac^{tox} \cdot W_n$$

EC – 39

$$mass_n^{tox} = mfrac^{tox} \cdot mass_n$$

EC – 40

Para un fluido tóxico puro $mfrac^{tox} = 1.0$ y la velocidad de liberación tóxica $rate_n^{tox} = W_n$.

Las áreas de consecuencia tóxica para liberación continua de HF o H₂S, como una función de la velocidad de liberación puede ser calculada así:

$$CA_n^{tox} = C_8 \cdot 10^{(c \cdot \log_{10}[C_4 \cdot rate_n^{tox}] + d)}$$

EC – 41

Las áreas de consecuencia tóxica para liberación Instantánea de HF o H₂S, como una función de la velocidad de liberación puede ser calculada así:

$$CA_n^{tox} = C_8 \cdot 10^{(c \cdot \log_{10}[C_4 \cdot mass_n^{tox}] + d)}$$

EC – 42

- **Duración de la liberación tóxica**

La duración de la liberación puede ser estimada como un sistema dividido por la velocidad de liberación inicial. Mientras que la duración calculada puede exceder una (1) hora, existen sistemas que pueden acortar el tiempo tales como válvulas de aislamiento y sistemas de detección de fugas. Para la determinación de la duración de la fuga, esta puede ser calculada para cada agujero de liberación así:

$$Id_n^{tox} = \min \left[3600, \left\{ \frac{mass_n}{W_n} \right\}, \{ 60 \cdot Id_{max,n} \} \right]$$

EC – 43

La determinación final de las áreas de consecuencia tóxica se define así:

$$CA_{inj}^{tox} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}} \right)$$

EC – 44

En el caso de las plantas de amina, no se realiza un análisis de consecuencia de ácido y fugas cáusticas ni fluidos no tóxicos y no inflamables, sin embargo si se determina que existen fluidos ácidos se debe tener en cuenta el análisis de acuerdo a lo establecido en API 581 (08) Parte 3 – 5.10.

8.3.4.9. Determinación de daño en componentes y lesiones personales en áreas de consecuencia

Las áreas de consecuencia final para daño en componentes y lesiones personales se determinan de acuerdo a:

1. Área de consecuencia final de daño en un componente

$$CA_{cmd} = [CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt}]$$

EC – 45

2. Área de consecuencia final de lesiones personales

$$CA_{inh} = \max [CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}]$$

EC – 46

El área de consecuencia final se calcula:

$$CA = \max [CA_{cmd}, CA_{inj}]$$

EC – 47

8.3.4.10. Determinación de consecuencia financiera

Existen diversos gastos asociados con cualquier falla de equipos en una planta de procesos y/o endulzamiento, entre los cuales se destacan:

- Costo de reparación y/o remplazo de los equipos
- Costos de daños en áreas y equipos vecinos
- Costos asociados a pérdidas de producción
- Gastos asociados a lesiones potenciales asociados a la falla
- Costos de limpieza ambiental

De acuerdo al enfoque considerado, todos los costos anteriores serán analizados de acuerdo a:

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

EC – 48

- **Costo de daño en el componente**

El costo específico asociado a cada posibilidad de fuga y daño en los componentes involucrados. Los costos de la consecuencia de reparación o remplaza de los componentes serán calculados de acuerdo a la probabilidad y frecuencia genérica de falla de acuerdo al tamaño del agujero de liberación.

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

EC – 49

- **Costos de daños en áreas y equipos vecinos**

La consecuencia de costo asociado a la reparación o remplazo de los componentes vecinos se calcula:

$$FC_{affa} = CA_{cmd} \cdot equipcost$$

EC – 50

- **Costos de pérdidas de producción**

El costo asociado con la interrupción de producción dependiendo del tiempo de reparación y pérdidas de contención.

- Para cada tamaño de agujero de liberación y de acuerdo a la frecuencia genérica de falla, el costo asociado se calcula:

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

EC – 51

- Si un componente tiene una falla (pérdida de contención a través de un agujero o ruptura), resultado de un área afectada, el costo de tiempo de inactividad de la zona circundante tiene que ser considerada, por lo tanto el tiempo de inactividad asociado se calcula:

$$Outage_{affa} = 10^{1.242 + 0.585 \cdot \log_{10}[FC_{affa} \cdot (10)^{-6}]}$$

EC – 52

- El costo de la interrupción de producción asociado con la reparación del equipo dañado es igual al costo asociado con la pérdida de producción debido al cierre de la planta.

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

EC – 53

- **Costos por lesiones personales**

Otros costos asociados a la falla ocurren debido a los gastos potenciales de las lesiones personales. Este valor es alto para representar los costos típicos de las empresas cuando existen lesiones graves o fatales. Al asignar el valor se debe considerar:

- Las normas de la compañía
- Los gastos médicos y compensaciones asociados a discapacidad
- Costos legales de liquidación
- Costos indirectos tales como un mayor escrutinio regulatorio, pérdida de reputación etc.

Los costos asociados con la lesión del personal se calculan:

$$FC_{inj} = CA_{inj} \cdot popdens \cdot injcost$$

EC – 54

- **Costos de limpieza ambiental**

Costos relacionados con la limpieza del área de afectación ambiental incluyendo penalidad financiera debido a multas ambientales. Los costos de limpieza dependen del tipo de liberación y número de días necesarios para dicha limpieza. El costo debe ser manejado en \$/Bbl.

La cantidad de material liberado durante un evento, depende del tamaño del agujero y la cantidad de masa saliente, teniendo en cuenta fluidos líquidos y su tasa de evaporación; esta puede ser calculada:

$$Frac_{evap} = \left[-7,1408 + 0,008582 \cdot C_{12} \cdot NBP - 3.5594(10)^{-6} \cdot (C_{12} \cdot NBP)^2 + \frac{2331,1}{C_{12} \cdot NBP} - \frac{203545}{(C_{12} \cdot NBP)^2} \right]$$

EC – 55

$Frac_{evap}$, como una función de temperatura NBP dada en la tabla 5.18 del API 581 (08) – (Anexo 27).

El volumen de derrames de líquido que requiere limpieza puede ser calculado para diámetro de orificio de liberación teniendo en cuenta la densidad del fluido del líquido y la fracción de liberación que se evapora:

$$vol_n^{env} = \frac{C_{13} \cdot mass_n (1 - frac_{evap})}{\rho_1}$$

EC – 56

El volumen vertido final a ser limpiado, es un promedio ponderado de probabilidad de los volúmenes de derrame para cada uno de los tamaños de los orificios de liberación. La ponderación de probabilidad utiliza las frecuencias genéricas de los tamaños del agujero de liberación. El costo ambiental para limpiar el derrame de volumen ponderado se calcula:

$$FC_{environ} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot vol_n^{env}}{gff_{total}} \right) \cdot envcost$$

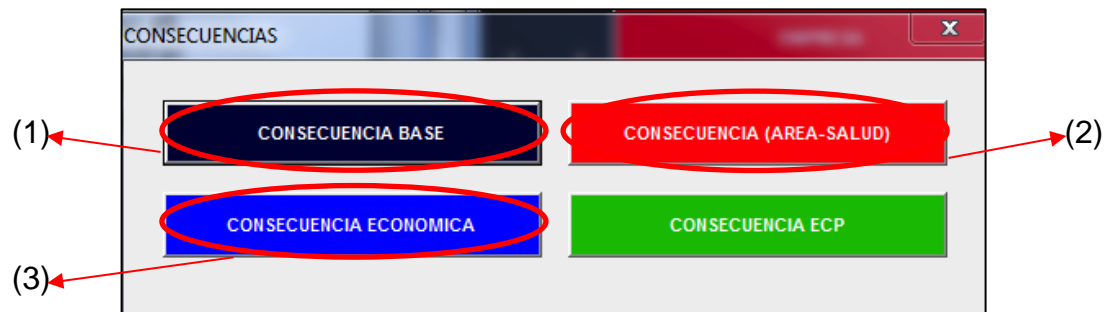
EC – 57

Ver todas las variables en Anexo 17 y 18 – Nomenclatura

8.3.5. Cálculo de Consecuencia en Programa SEIM

Para determinar la Consecuencia de la falla en el programa SEIM, regresamos de nuevo en la pantalla de inicio (Figura 11), ingresando en el ícono Consecuencias. Una vez allí, se muestra una nueva ventana como se indica en la Figura 18, en la que se muestran cuatro (4) íconos adicionales, Consecuencia Base, Consecuencia Económica, Consecuencia Área Salud y Consecuencia ECP, esta última no se tiene en cuenta para la metodología actual.

Figura 18. Pantalla de Consecuencia – Programa SEIM



8.3.5.1. Consecuencia Base

Realizando click en el ícono Consecuencia Base (1) de la figura 18, se ingresa a una nueva ventana como se indica en la figura 19, allí se ingresan los datos correspondientes dependiendo del tipo de equipo (Recipiente a presión, intercambiador, tubería, bomba, tanque de almacenamiento, etc). Cabe aclarar, que para una metodología RBI mediante API 581, se debe calcular la consecuencia dependiendo del tipo del equipo, pero más aún la parte inspeccionada del equipo (tipo de componente), por ejemplo, para el análisis de consecuencia de una Torre (por ejemplo una regeneradora) se debe discriminar la parte superior o Cap Cima (ColTop), el casco (ColMind) y el fondo o Cap Suelo (ColBtm), cada una de estas partes, deberá tener un análisis de consecuencia por

separado, sin embargo hay que tener en cuenta, las demás parte de los equipos como boquillas, coupling, accesorios instalados (Weldoled, Sockolet, etc), los cuales también son de gran importancia para el análisis de consecuencia debido a su gran facilidad de daño.

Un análisis igual debería ser usado en los tanques de almacenamiento de combustible construidos bajo norma API 650 y/o 620, realizando un análisis para cada una de las partes de este incluyendo; techo, casco (análisis por anillo) y fondo. El análisis del cuerpo debe realizarse por anillo independiente verificando la consecuencia para c/u, sin embargo por práctica de ingeniería e inspección, en los tanques existen interfaces dependientes del fluido, por ejemplo: Un taque presenta un mecanismo de daño en el fondo donde se encuentran los lodos, agua y pesados del fluido, en los anillos intermedios se asumen (en caso de fluido tipo oil – crudo) velocidad de corrosión cero por ser fluidos no corrosivos y en el anillo superior y techo mecanismos de daño asociados a gases y vapores.

Figura 19. Pantalla de Consecuencia Base – Programa SEIM

CALCULOS CONSECUENCIA BASE	
Tipo de Equipo	Vessel
Equipo	TTE-3501B
Tipo de Componente	COLDMID
Gravedad (Kg.m/N.s ²)	1
Fluido	C1-C2
C1	31623
C2	1000
Tipo de Fluido	TYPE 0
Nombre Fluido	Methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
Estado del producto en Operación	Gas
Densidad (Kg/m ³)	250.53678
Temperatura de Operación (°K)	350
Peso Molecular (Kg/Kg-mol)	23
Tamaño de Orificio de Descarga	Pequeño
Temperatura de Autoignición (K)	830.927777777778
Dímetro Equipo (m)	3
A	12.3
Masa Liberada teorica (Kg)	4536
B	0.115
C	-0.0000287
Coefficiente de Descarga Cd	0.9
D	-0.000000013
Calor Especifico (J/mol-K)	196.440980816347
E	0
Relación Calor Especifico Gas Ideal	1.044194
Estado del Producto al Ambiente	1 Gas
Presión Transición (Kpa)	145.477119354958
Constante de Gases R	8.314
Dímetro de Orificio de Liberación (mm)	6.5
Frecuencia Generica de Falla	0.0009
Area (mm ²)	33.18315
Frecuencia Generica de Falla Total	0.0007
Rata de Descarga (Kg/s)	0.723917417972946
Factor de Corrección de Viscosidad K	1
Masa Liberada (Kg) 3 min	130.3051
Presion de Operación (KPa)	250
Tiempo de Liberación (s)	6265.908
Tipo de Liberación	CONTINUA

Sistema de Detección de Fugas	B	Ubicación estratégica de detectores para determinar cuando se presenta una fuga
Sistema de Aislamiento	B	Sistemas de aislamiento o de apagado activado por los operadores en la sala de control o en otros lugares adecuados lejos de la fuga
Factor de Reducción de Liberación	0.15	
Tiempos de Liberación		40 min para fugas de 6.35 (mm), 30 min para fugas de 25.4 (mm) , 20 min para fugas de 101.6 (mm)
Descarga Corregida (Kg/s)	0.6153298	
Máximo Tiempo de Liberación (s)	25	7371.657
Tiempo de Liberación (s)	25	
Masa Liberada (Kg)	15.38325	

Una vez determinado el tipo de equipo, se selecciona el equipo evaluado en probabilidad de Falla y el tipo de componente, se selecciona el fluido que contiene la sección a evaluar, con estos datos, el programa determina el tipo de fluido con las características indicadas en las tablas anexas (Anexo 21, 24 y 27), incluyendo la densidad, peso molecular, temperatura de auto ignición y determina las variables como la constante de gases R, factor de corrección de viscosidad K y masa liberada teórica.

Los valores a indicar en el programa, son la frecuencia genérica de falla, frecuencia genérica total de falla (se toma de la misma tabla del anexo 19 como se indica en probabilidad de falla), estado del producto en operación (variable dada por técnicos operativos y de procesos ya sea líquido o gas¹⁹) y diámetro del equipo.

Una vez determinados los vales preliminares, el programa calcula las variables nombradas anteriormente (EC 15 – 28), como el coeficiente de descarga, el calor específico, la relación con el gas ideal, la presión de transición, el diámetro del orificio de liberación, el área de liberación, la velocidad de descarga, la masa liberada en el tiempo establecido de 3 minutos y el tiempo y tipo de liberación, siendo la masa liberada (kg) la variable esencial para el cálculo de la consecuencia base.

8.3.5.2. Consecuencia Inflamabilidad – Toxicidad y Lesiones

Para determinar la consecuencia de inflamabilidad – toxicidad y lesiones personales, calculadas como se indica en las variables de las ecuaciones 29 a 47, regresamos nuevamente al ícono “Consecuencias” (Figura 18) y se ingresa al ícono “Consecuencias Área – Salud” (2). Una vez allí, se muestra una ventana como la indicada en la figura 20. Se selecciona un tipo de equipo en la fila

¹⁹ Es importante determinar qué tipo de fluido se encuentra en la zona evaluada para determinar el área de afectación en caso de falla, teniendo en cuenta que el gas tiene una energía mayor de liberación.

desplegable de acuerdo a lo establecido anteriormente en la evaluación de probabilidad, luego se selecciona el equipo y tipo de componente. Al seleccionar el tipo de componente, el recuenta los valores de masa liberada, frecuencias genéricas de fallas, tipo de liberación, velocidad de descarga y temperatura de operación, variables calculadas en consecuencia base anterior.

Cuando se ingresa el tipo de fluido, el programa verifica y calcula las variables establecidas de auto ignición probable y no probable continua, auto ignición probable y no probable instantánea y consecuencias de lesiones personales continuas e instantáneas.

Una vez obtenidos los valores, se ingresa al programa el ajuste de consecuencia y este calcula el factor de reducción de área. Finalizado, se procede a realizar el cálculo de cada una de las variables establecidas sobre todos los íconos color morado claro.

Figura 20. Pantalla de Consecuencia (Área – Salud) – Programa SEIM

CONSECUENCIAS DE INFLAMABILIDAD Y TOXICIDAD		CONSECUENCIA DE AREA DE AFECTACION		CONSECUENCIA DE LESIONES PERSONALES	
Tipo de Equipo	Vessel	AUTOIGNICION NO PROBABLE CONTINUA		AAIL CONTINUA	
Equipo	SEP-3511B	a	8,669	a	21,83
Tipo de Componente	COLTOP	b	0,98	b	0,96
Fluido	C1-C2	CA AAIL CONT	338825,586315345	CA AAIL CONT	683591,336342205
Tipo de Fluido	TYPE 0	EFF Rate AAIL CONT	65044,42	AAIL CONTINUA	
Ajuste a Consecuencias de Inflamabilidad por Sistemas de Mitigación	Reducir area conSecuencia en un 25% Purga de inventario,sistema de aislamiento tipo B o superior	AUTOIGNICION PROBABLE CONTINUA		a	143,2
Factor de Reducción de Area	0,25	a	55,13	b	0,92
Masa Liberada (Kg)	4536	b	0,95	CA AAIL CONT	2878442,81408614
C4	2,205	CA AAIL CONT	1545250,0345486	AAIL INSTANTANEA	
C5	25,2	EFF Rate AAIL CONT	65044,42	a	12,46
C7	1	AUTOIGNICION NO PROBABLE INSTANTANEA		b	0,67
C8	0,0929	a	6,469	CA AAIL INST	2632,74337522515
Estado del Producto al Ambiente	Gas	b	0,67	AAIL INSTANTANEA	
Ajuste de Energía de Eficiencia	1,00032649864773	CA AAIL CONT	1366,8713066322	a	473,9
Frecuencia Genérica de Falla gffn	0,0000006	EFF Rate AAIL CONT	4536	b	0,63
Frecuencia Genérica de Falla Total	0,00001	AUTOIGNICION PROBABLE INSTANTANEA		CA AAIL INST	71500,6825757535
Tipo de Liberación	INSTANTANEA	a	163,7	FACTOR DE AUTO IGNICION	
Rata de Descarga (Kg/s)	65044,4209312898	b	0,62	C6	55,6
		CA AAIL CONT	22704,1611361871	T Autoignición (K)	830,927777777778
		EFF Rate AAIL CONT	4536	T Operación (K)	316
				CA	2706295,5
				ELIMINAR	
				LIMPIAR	GUARDAR

Una vez finalizado el cálculo se procede a guardar la información en la base de datos del programa. Estos pueden ser vistos nuevamente seleccionando el equipo evaluado.

8.3.5.3. Consecuencia Económica

La consecuencia económica se calcula de acuerdo a las variables establecidas en las ecuaciones 48 a 57. En el programa SEIM, finalizada la evaluación de la consecuencia Área – Salud del equipo, se ingresa nuevamente a la ventana de “Consecuencias” (Figura 18 – (3)). Una vez allí se muestra una nueva ventana como la que se muestra en la figura 21, se selecciona el equipo a ser evaluado, el tipo de falla, tipo de componente y fluido. Dentro de la evaluación es necesario tener en consideración los costos exactos de equipos, multas (incluidas ambientales), daños externos, producción y costos extras. Estos costos deben ser indicados por el dueño u operador de la planta.

Una vez calculada la consecuencia económica, ya se tiene establecida la mayoría de las variables necesarias para una evaluación de riesgo. Terminada la consecuencia económica, ingresamos a la ventana de “Cálculo de Riesgos” (ventana como se muestra en la figura 22), allí simplemente definimos el equipo evaluado y este extrae la información correspondiente.

Realizando clic sobre el ícono “Matriz RAM”, se selecciona Matriz API 581 y este nos muestra la ventana indicada en la figura 23, allí se selecciona nuevamente el equipo evaluado y nos muestra la ubicación en la Matriz de Riesgo que para el caso de ejemplo es Riesgo de Área = **Bajo**, Riesgo Económico = **Medio Alto** y Riesgo Global = **Bajo**, dando como resultado en la matriz de Consecuencia Vs Probabilidad = **Bajo**.

Figura 21. Pantalla de Consecuencia Económica – Programa SEIM

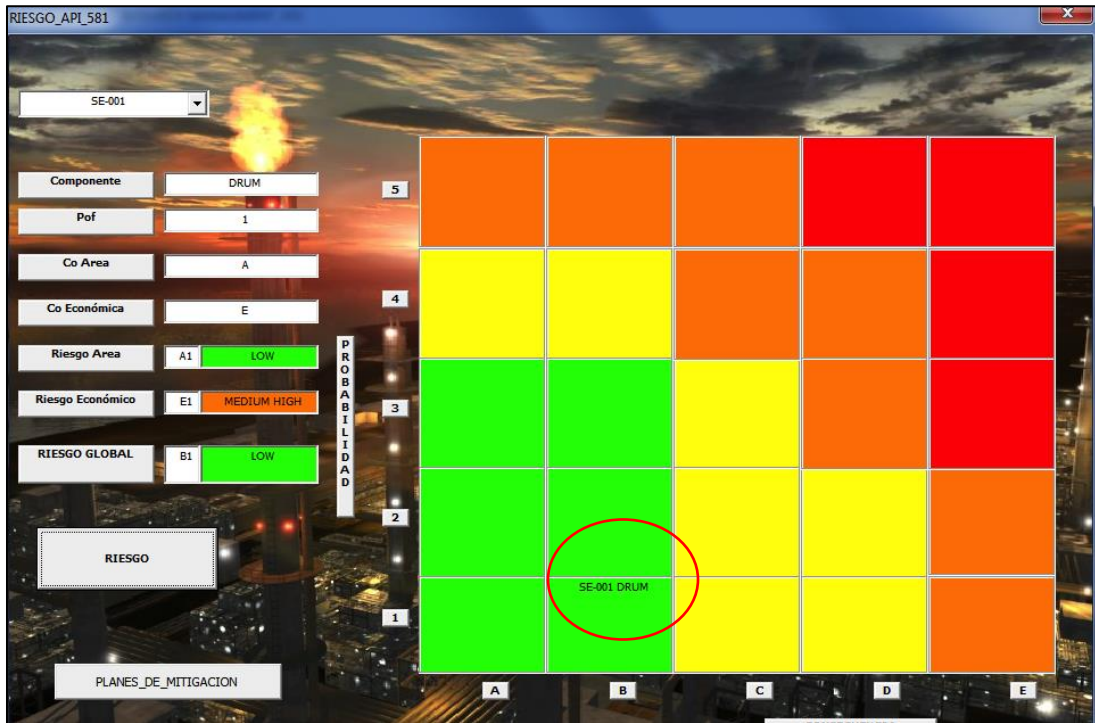
CONSECUENCIA ECONOMICA			
Equipo	SE-001		
Tipo de Equipo	Vessel		
Tamaño de Falla	PEQUEÑA	CA inj	2551,0634765625
Tipo de Componente	COLBTM	Densidad de Población	45
Fluido	C1-C2	Injcost (US\$)	1000
Frecuencia Genérica de Falla gffn	0,000008	FC Inj	1,147979E+08
Frecuencia Genérica de Falla Total	0,0000306	Env Cost (US\$)	1500
Hole Cost	10000	X Mass	621,4066
Material	1.25Cr-0.5Mo	NBP	-125
Mat Cost	1,3	C12	1,8
FC cmd	3398,693	C13	6,29
CA cmd	37,95412	Densidad (Kg/m3)	251,00595
Equipcost (US\$)	20000	Fracc Evap	-23,6331889715285
FC AFFA	759082,4	Vol n Env	383,5863
Outage mult	10000	FC Env	2200827
Outage n (Dia)	2	FC Económica	1,265442E+09
Outage cmd	76500		
Outage AFFA	12,0433605619892		
Prodcost (US\$)	15000		
FC Prod	1,147681E+09		

GUARDAR
ELIMINAR

Figura 22. Pantalla Cálculo de Riesgo – Programa SEIM

CALCULO_RIESGO					
Equipo	SE-001	SE-001	Vessel		GUARDAR
Componente	DRUM		RIESGO Area (inj,cmd)	A1	LOW
Pof	0,302003587212919	1	RIESGO ECONOMICO	E1	MEDIUM HIGH
Co Area	2551,0634765625	A	RIESGO GLOBAL	LOW	B1
Co Económica	8,004502E+09	E			
			ELIMINAR	MATRIZ RAM	CommandButton1
	CO ECP				

Figura 23. Pantalla Matriz de Riesgo – API 581 – Programa SEIM



8.3.6. Planes de Mitigación

Una vez establecida la probabilidad de falla del equipo y la consecuencia, generamos el plan de inspección y mantenimiento correspondientes. Un plan de inspección, abarca todo lo relacionado a los NDT (Nondestructive Testing – Ensayos no Destructivos) que se requieren para garantizar la búsqueda de discontinuidades y/o defectos en la superficie, según los mecanismos de daño evaluados y su probabilidad de falla.

En el plan de inspección y mantenimiento es clave determinar la fecha de frecuencia y/o intervalo de inspección, los cuales son establecidos de acuerdo a la velocidad de corrosión calculada en cada uno de los códigos de inspección, por

ejemplo en API 510, si se establece una velocidad de corrosión de 15 Mills y un tiempo de vida remanente $V_r = 7$ años, el tiempo máximo del intervalo de inspección es $V_r/2$, o 3,5 años. Estos tiempos de intervalo de inspección pueden ser aumentados o disminuidos de acuerdo a la evaluación realizada por un análisis de RBI como se ha realizado en el presente documento, determinando por ejemplo, que así un recipiente a presión presenta un intervalo de inspección calculado en 3,5 años, pero este no presenta riesgo para la salud, para el ambiente y es bajo el riesgo económico, su intervalo puede ser aumentado hasta los 5 años y/o su vida remanente calculada original que en este caso sería 7 años.

Un incremento en los tiempos de inspección evaluando el riesgo, ayuda al ahorro de costos tanto de mantenimiento como de inspección y adicionalmente se asegura cual es el verdadero riesgo que puede tener cada uno de los equipos y componentes de la planta.

Al igual que se puede aumentar los intervalos de inspección en equipo con riesgo bajo, se pueden también disminuir los intervalos de inspección en equipos con análisis de riesgo alto, por ejemplo si el equipo evaluado presenta una vida remanente por cálculo de velocidad de corrosión bajo código de inspección de 10 años, pero este mediante análisis en la matriz de riesgo (figura 23) se encuentra en la fila 5 columna E, se debe disminuir el intervalo de inspección por ser un equipo de alto riesgo tanto en su consecuencia como en su probabilidad de falla.

8.3.6.1. Inspección

Las inspección en las plantas de amina requieren generalmente revisión mediante inspección visual al 100% de los equipos interna y externamente, inspección visual a las líneas en parte externa²⁰, inspección mediante ensayo de ultrasonido (medición de espesores técnica Scan A y Scan B) (estos procedimientos se

²⁰ En la inspección se debe determinar todos los mecanismos de daño presentes y su dimensionamiento. Dentro de los daños se deben identificar focos de corrosión activos, CUI, daños mecánicos y deformaciones.

encuentran en su mayoría establecidos por el dueño u operador de las plantas, ya sea en las líneas como en los equipos), ensayo de partículas magnéticas húmedas fluorescentes en el 100% de las juntas de los equipos con presencia de Amina Rica (lazos de corrosión 3, 4' y 5, incluyendo juntas circunferenciales de los tambores, intercambiadores y las torres Contactora y regeneradora), si existen agrietamiento, verificar profundidad de las indicaciones mediante ensayo de Phase Array (Arreglo de fases) y/o defectología convencional.

Dentro de las inspecciones de los intercambiadores y rehervidores, es necesario realizar ensayo de corrientes de Eddy para verificar el estado del haz de tubos y seguir el procedimiento de corte de cañuelas para verificar picaduras internas. El método de corrientes de Eddy opera bajo el principio de la inducción electromagnética, donde un campo magnético alternante induce corriente sobre la pieza de ensayo si es de un material conductor.

El ensayo de corrientes de Eddy, es una prueba netamente superficial, detectando defectos sub-superficiales cercanos a la superficie. El patrón de corrientes inducidas y el campo magnético que necesariamente está asociado a ellas, están influenciados por diferentes características del material bajo prueba. Estas características pueden agruparse en tres grupos: Detección de discontinuidades, medición de propiedades de los materiales y mediciones dimensionales.

8.3.6.2. Mantenimiento

Dentro del mantenimiento establecido en el intervalo, atención especial relacionada con los alivios de tensiones (tratamiento térmico) en caso de requerir reparaciones con soldadura. Adicionalmente determinar recubrimientos especiales seleccionados en las superficies con alto grado de corrosión interna y/o cambio de metalurgia si así se requiere.

Los cambios de componentes siempre deben estar establecidos en el control de cambios (MOC) de la empresa y avalados por ingeniería y/o proyectos.

En la parte externa se debe asegurar siempre la instalación correcta del aislamiento térmico tipo kaowool y/o perlita expandida con recubrimiento en foil de aluminio evitando el CUI.

Todas las reparaciones de mantenimiento deben ser aseguradas bajo código de reparación y con las normas de seguimiento y calidad establecidas.

Figura 24. Ventana Planes de Mitigación – Programa SEIM

The screenshot shows a software window titled "PLANES DE MITIGACION". At the top, there is a header bar with a close button. Below the header, there is a form with several sections. On the left, there is a dropdown menu labeled "Id_Equipo" and a "GUARDAR" button. The main area is divided into three columns. The first column is labeled "PLAN DE INSPECCION" and contains a "Fecha-Frecuencia" field and a "INTRUSIVA" button. The second column is labeled "PLAN DE MONITOREO" and contains a "Fecha-Frecuencia" field and an "INTERNO" button. The third column is labeled "PLAN DE MANTENIMIENTO" and contains a "Fecha-Frecuencia" field and a "RECOMENDACIONES" button. At the bottom, there is a "NO INTRUSIVA" button and an "EXTERNO" button. There is also an "ELIMINAR" button on the right side of the window.

Dentro de los planes de mitigación, comprenden en cambio de variables de proceso, cambios de metalurgia, aplicación de recubrimientos y revestimientos, seguimientos de inspección y mantenimientos correspondientes correctivos, preventivos y predictivos, implementación complementaria de seguridad de procesos, instrumentación y control avanzado etc.

Dentro del programa SEIM, se establecen los requerimientos discutidos en el taller de RBI dentro de los cuales se determina las frecuencias de inspección, mantenimiento y las recomendaciones establecidas para cada uno de los equipos. Estos quedan almacenados en la base de datos para realizar el correspondiente seguimiento. Ver figura 24.

El RBI también puede tener un análisis equivocado dependiendo de cuan acertado es su evaluación, sin embargo su validez no debe ser infundada en la metodología propia de la práctica recomendada como un sistema de gestión, por lo tanto esta no aplica ni funciona al 100% cuando:

- La información incorrecta o faltante.
- Los diseños inadecuados o instalación de equipos defectuosos.
- Los equipos operan fuera de las iows (ventanas operativas) aceptables²¹.
- No ejecutar con eficacia los planes.
- Falta de personal o el trabajo en equipo cualificado.
- La falta de ingeniería acertada o un juicio operacional.

La utilización de R.B.I proporciona un vehículo para la mejora continua de la inspección de instalaciones y reduciendo sistemáticamente el riesgo asociado con los fallos de límite de presión. A medida que nuevos datos (como resultados de las inspecciones y las experiencias de la industria con procesos similares) esté disponible o cuando se producen cambios (por ejemplo, las condiciones de operación), una reevaluación del programa R.B.I se puede realizar, el cual proporcionará una vista actualizada de los riesgos, por lo tanto, los planes de gestión de riesgos deberían entonces ser debidamente ajustada.²²

²¹ Condiciones a las cuales es diseñado y operado el equipo, por ejemplo, presión y temperatura de operación

²² API 580

8.3.7. Taller de RBI

El taller de RBI debe ser desarrollado mediante el procedimiento establecido por el dueño u operador y teniendo en consideración todos los pasos descritos en la práctica recomendada API 580 – 16.2.

El equipo de trabajo, debe ser integrado por personal calificado y competente en todas y cada una de las áreas correspondientes, dentro de los cuales se tienen:

- **Un (1) Líder del taller:** el cual es un Ingeniero Especialista con alta experiencia y conocimiento en la metodología de Inspección RBI.
- **Un (1) Inspector o Especialista en Inspección:** Un persona a cargo de la inspección y recopilación de los datos e historial del equipo en estudio.
- **Un (1) Operador y/o Supervisor:** Persona a cargo de la planta y/o la facilidad a ser evaluada. Persona encargada de comprobar que los equipos se encuentren operando dentro de las IWO (ventanas operativas).
- **Un (1) Especialista en Corrosión:** Una persona encargada de evaluar los mecanismos de daño presente y su severidad, descritos por el especialista de inspección.
- **Un (1) Ingeniero de Integridad:** Persona encargada del manejo y la gestión del mantenimiento e inspección de los activos.
- **Un (1) Analista de riesgos:** Persona encargada de reunir todos los datos del taller de RBI y responsable de verificar la veracidad de la información, calidad y cantidad de los datos y calcular manualmente el riesgo.
- **Un (1) Analista Ambiental y de seguridad:** Responsable de proporcionar datos de los sistemas y regulaciones ambientales y de seguridad, así mismo es la responsable de evaluar y mitigar la consecuencia de falla COF.

- **Un (1) Analista financiero:** Persona responsable de proporcionar datos sobre los costos de las instalaciones y los equipos, así como evaluar y mitigar la consecuencia de falla COF.
- **Personal de evaluación de riesgos:** Personas con conocimientos avanzados de análisis de riesgos y evaluación de metodologías de RBI.
- **Otros miembros:** Persona encargado de recopilar la información, realizar seguimiento y acompañamiento en las actividades del taller.

Todos los miembros del taller y evaluación de la metodología de RBI, deben demostrar sus conocimientos en la evaluación y esta familiarizados con los conceptos de la metodología.

9. CONCLUSIONES

- Las plantas de endulzamiento de Gas Natural, son un gran desafío para el control de la corrosión en la Industria Petroquímica. Los mecanismos de daño presentes en estas plantas, resultan de la combinación de los elementos asociados propios del gas tales como el CO_2 y el H_2S más los solventes químicos (Aminas) del proceso en medio húmedo, los cuales elevan el riesgo de falla de cada uno de los equipos involucrados. Tales mecanismos como el agrietamiento de corrosión bajo tensión, agrietamiento inducido por sulfuros, agrietamiento inducido por H_2 y en medio alcalino.
- Para la evaluación de los mecanismos de daño, probabilidad y consecuencia, se genera una metodología adecuada y estructurada para la evaluación de integridad mecánica en Plantas de Amina, mediante conceptos y procedimientos establecidos en prácticas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo API 580 y API 581, contemplando los riesgos para la salud, ambientales y económicos.
- Los conceptos teóricos de los diferentes mecanismos de daño en cada uno de los componentes de la unidad de endulzamiento, se discriminan en lazos de corrosión para determinar mejor su análisis. La selección de los lazos de corrosión, optimiza la evaluación evitando realizar reproceso de los mismos mecanismos de daño presentes en diferentes equipos.
- Se debe tener en cuenta, que las metodologías de inspección basadas en riesgo, como se plantea en el presente trabajo, son una excelente herramienta de evaluación y gestión del riesgo, sin embargo se debe contar con un muy buen conocimiento acerca de la metodología, para poder realizar un análisis completo, detallado y acertado, dependiendo de la información que se tenga y de la información que se quiera obtener.

- La obtención de la información dependiendo de la metodología es de vital importancia para la obtener una evaluación acertada, sin embargo como se demostró, es también factible realizar un análisis con poca o ninguna información, pero a su vez se debe contar con personal altamente calificado en todas las áreas que contempla la evaluación como parte del taller de RBI, entre ellos lo involucrado con Inspección, Integridad, corrosión, análisis de falla, análisis de riesgo, procesos, ambiental y seguridad.
- En el país actualmente se desarrollan diversos proyectos enfocados a la Inspección Basada en Riesgo, sin embargo se tiene un desconocimiento específico de las prácticas recomendadas del Instituto Americano del Petróleo y se tiende a confundir su verdadero enfoque. Las metodologías actuales usadas en la industria, no satisfacen adecuadamente el enfoque real de gestión que las empresas deben tener en cuanto al manejo de integridad de sus activos.
- La metodología establecida ayudara ampliamente al sector industrial en la gestión de sus activos a partir del RBI. Los enfoques de evaluación (cualitativo, cuantitativo y semicuantitativo), son una solución de ahorro de los costos con relación a los criterios establecidos de intervalo de inspección y mantenimiento de normas y/o procedimientos de cada una de las empresas.
- El software utilizado y desarrollado por el grupo de Integridad de Activos de la Corporación CIMA – SEIM, es una moderna herramienta que ayuda, facilita y mejora el análisis y evaluación de la práctica recomendada API 581. Los cálculos establecidos se realizan de forma más rápida y con resultados confiables.

- La metodología establecida en el presente trabajo en Plantas de Aminas, involucra evaluación Nivel I, sin embargo consideraciones especiales de acuerdo a falta de información referente en cada análisis deben ser tomadas en cuenta con una evaluación Nivel II, por lo tanto se deja abierto el presente trabajo para una estudio Nivel II en futuros proyectos que puedan continuar con el actual.

BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Avoiding Environmental Cracking in Amine Units. Third Edition. API 945. NW Washington. June 2003. 36p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, Recommended Practice 571. API 571. First Edition. NW Washington. December 2003. 270p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness-For-Service, API 579-1/ASME FFS-1, Second Edition. NW Washington. June 2007. 1128p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Inspection of Pressure Vessels (Towers, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers), Second Edition. API 572. NW Washington. February 2001. 80p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth Edition. API 510. NW Washington. June 2006. 70p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk Based Inspection, API Recommended Practice 580. Second Edition. API 580. NW Washington. November 2009. 96p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Technology, API Recommended Practice 581. Second Edition. API 581. NW Washington. September 2008. 654p.

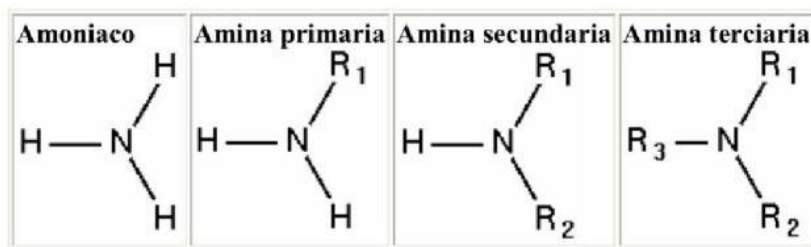
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. Fourth Edition – Addendum 2. API 653. NW Washington. January 2012. 170p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Welded Tanks for Oil Storage. Eleventh Edition. API 650. NW Washington. Effective Date February 2012. 450p.
- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Boiler and Pressure Vessel Code an International code. Rules for Construction of Pressure Vessels. 2010 Edition. ASME Sec VIII Div I. NW Washington. July 2010. 798p.
- ERDMANN Eleonora, RUIZ Liliana, MARTÍNEZ Julieta, GUTIERREZ Juan P y TARIFA Enrique. Endulzamiento de Gas Natural con Aminas. Ciudad de Buenos Aires. Instituto Tecnológico de Buenos Aires – Instituto de Investigación para la Industria Química. 2012. 14p.
- GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. Twelfth Edition - FPS Version. GPSA. Tulsa, Oklahoma. 2004. 821p.
- JARAMILLO Luz Mariana. Química Orgánica General. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2001. 72p.
- SANTOS SANTOS Nicolas. Diseño y Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento de Gas Natural – Plantas de Tratamiento de Gas Natural. Bucaramanga. Especialización en Ingeniería de Gas 2013. 3221p
- UOP. Manual de Entrenamiento. Edición 1978. Illinois. 1978. 593p. UOP.

ANEXOS

ANEXO 1 - CLASES DE AMINAS

Son compuestos químicos orgánicos derivados del amoníaco y producto de la sustitución de los hidrógenos de las moléculas por un grupo amino. Se clasifican según el número de hidrógenos que se sustituyan y pueden ser aminas primarias, secundarias y terciarias.

Figura 25. Estructura de las aminas.



Las aminas utilizadas para tratar el gas:

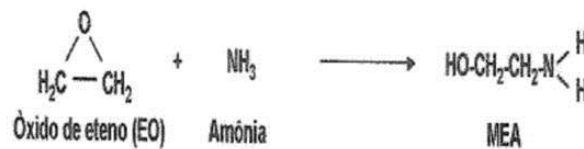
El tratamiento de gas con aminas es un proceso en el cual se utilizan soluciones acuosas con el fin de eliminar el sulfuro de hidrogeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) del gas, este proceso es conocido también como eliminación del gas ácido o adulzamiento y consiste en la absorción del gas por soluciones químicas acuosas de amina a presión y temperatura ambiente.

- Monoetanolamina (MEA)
- Dietanolamina (DEA)
- Metildietanolamina (MDEA)
- Disopropilamina (DIPA)

- Trietanolamina (TEA)
- Diglicolamina - Econoamina (DGA)
- Monoetanolamina (MEA)

La MEA es la más sencilla de las etanolaminas y se produce por la reacción directa del amoníaco con óxido de etileno, tal como se muestra:

Figura 26. Monoetanolamina (MEA)



La MEA puede ser utilizadas como absorbedor selectivo. Tiene un peso molecular de 61,08 Unidades de Masa Atómica (UMA), este peso molecular se considera pequeño, es por ello, que la MEA tiene la mayor capacidad de transporte para los gases ácidos. Esto significa menor tasa de circulación de la MEA para remover una determinada concentración de los gases ácidos, de un gas de alimentación.

La MEA, se usa preferiblemente en procesos no selectivos de remoción del CO₂ y del H₂S, aunque algunas impurezas, tales como: el COS, CS₂ y el oxígeno, tienden a degradar la solución, por lo cual no se recomienda en esos casos. Por medio de la MEA se pueden lograr bajas concentraciones de CO₂, alrededor de 4-5% molar, pero tiene problemas con la corrosión y con la formación de espumas. La presión de vapor de la MEA es mayor que para las otras aminas (DIPA, MDEA, DEA, entre otras) a la misma temperatura lo cual puede producir mayores pérdidas por vaporización.

La utilización de la MEA no se recomienda, cuando hay presencia de impurezas tales, como COS; CS₂ y O₂. Con todos estos compuestos se forman productos de

degradación, los cuales deben de ser removidos añadiendo una solución alcalina, además de instalar un sistema de recuperación.

Con la MEA, se logran concentraciones muy bajas de la relación $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$, y es eficiente en procesos donde la presión parcial del gas ácido en la corriente de entrada es baja.

- *Diglicolamina (DGA)*

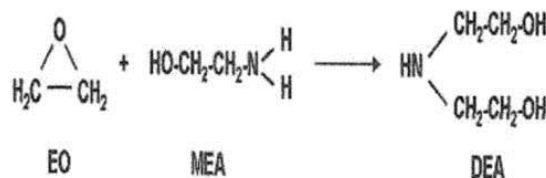
La DGA al igual que la MEA es una amina primaria, tiene una mayor estabilidad y menor presión de vapor que la MEA, también tiene un menor requerimiento energético que la MEA. Este compuesto ha sido ampliamente utilizado en grandes caudales, debido a las altas concentraciones, una de las desventajas es su alto grado de degradación, sobretodo en presencia de los compuestos azufrados.

Una de las principales desventajas de la DGA es que la química tiene un alto costo y se obtiene productos de degradación no pueden ser regenerados en presencia de (CO_2) y (COS) , otra desventaja es la alta solubilidad de las fracciones $(\text{C}3+)$ comparada con otras alcanolaminas.

También es bueno tener en cuenta que los productos de descomposición formados en la reacción entre la DGA y los gases ácidos de azufre, son regenerados térmicamente durante la operación normal de recuperación de la amina. También la degradación con el (COS) es reversible a altas temperaturas.

- *La Dietanolamina (DEA)*

Figura 27. Dietanolamina (DEA)



La DEA es una amina secundaria y se obtiene haciendo reaccionar a la MEA con

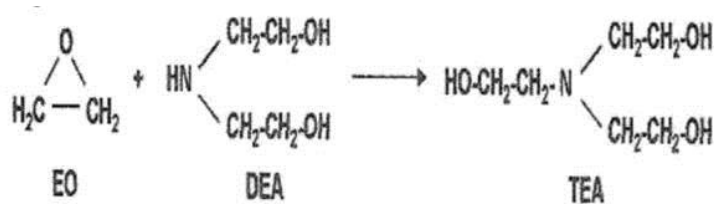
el óxido de Etileno, a temperaturas mayores al ambiente es un líquido claro, higroscópico y viscoso, con un suave olor amoniacal. La DEA es un amina secundaria cuya fórmula química es $\text{HN}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH})_2$, con un peso molecular de 105,14 Unidades de Masa Atómica (UMA). La DEA tiene su mayor aplicabilidad en el tratamiento de gas de refinerías, en los cuales pueden existir compuestos sulfurosos que pueden degradar la MEA.

La DEA se recomienda para el tratamiento de vapores conteniendo alto tenor de sulfuro de hidrógeno. La DEA es mucho menos corrosiva que la MEA, pero la solución se vuelve muy viscosa en concentraciones altas. La reacción de la DEA con COS y CS_2 es más lenta que con la MEA y los productos de la reacción son distintos, lo cual causa menores pérdidas de amina al reaccionar con estos gases.

La DEA es más débil que la MEA, pero los productos de la reacción con la DEA no son corrosivos, además la presión de vapor de la DEA es más baja que la MEA, luego las pérdidas por evaporización con la DEA es menor que con la MEA. La reacción de la DEA con COS y CS_2 es muy lenta, luego prácticamente no causa problemas por degradación del solvente. La DEA se utiliza para endulzar corrientes de gas natural que contengan hasta un 10% molar de gases ácidos. Es eficiente a presiones de operación de 500 o más libras por pulgadas al cuadrado.

• *La Trietanolamina (TEA)*

Figura 28. Trietanolamina (TEA)



La TEA es un líquido ligeramente amarillo, higroscópico y viscoso, su mayor utilidad se relaciona con su capacidad humectante. La TEA es una amina terciaria,

luego es altamente selectiva hacia el H_2S , ya que la reacción con el CO_2 , es muy lenta, y desde luego la formación de bicarbonatos y carbonatos es también lenta. La TEA se puede utilizar como agente de alcalinización de ácidos grasos de cadena larga.

Es de hacer notar que tanto la MEA, como la DEA y TEA son compuestos de muy baja volatilidad a la temperatura ambiente, son higroscópicos, y de olor amoniacal, pudiendo presentarse en forma sólida o líquida dependiendo de la temperatura y del grado de pureza.

- *La Metildietanolamina (MDEA)*

La MDEA es una amina terciaria que reacciona lentamente con el (CO_2), por lo cual para removerlo requiere de un mayor número de etapas de equilibrio en la absorción. Su mejor aplicación en la absorción, es la remoción selectiva del H_2S , cuando los gases ácidos están presentes (H_2S) y (CO_2), esto convierte a la (MDEA), en un compuesto selectivo de alta efectividad, para remover al sulfuro de hidrógeno. Si el gas es contactado a presiones suficientemente altas (800-1000 lpcm, bajo ciertas condiciones se puede obtener un gas con calidad para gasoductos. Lo que indica que la concentración del sulfuro de hidrógeno, tiene un valor de 0,25 granos de H_2S /100 PCN.

Las ventajas del uso de la MDEA incluye su bajo calor de reacción con los gases ácidos, bajos requerimientos energéticos para su regeneración y que no es fácilmente degradable para las corrientes gaseosas que contienen sulfuro de hidrógeno así como dióxido de carbono, las soluciones acuosas de la MDEA han encontrado gran aceptación en la industria para remover de manera selectiva el sulfuro de hidrógeno.

Algunos de los beneficios de la remoción selectiva de H_2S incluye: Tasas de flujo de solución reducidas resultante de una reducción en la cantidad de gas ácido removido, mayores concentraciones de H_2S en el gas ácido resultando los

problemas de recobro de sulfuro reducidos.

La MDEA tiene ventajas frente a las aminas primarias y secundarias, tales como: baja presión de vapor, bajos calores de reacción con los gases ácidos, alta resistencia a la degradación, bajos problemas de corrosión, y sobre todo, selectividad en la absorción de H₂S en presencia de CO₂, ya que la reacción con el Dióxido de Carbono es extremadamente lenta. La ventaja más importante que presenta la MDEA sobre el resto de aminas es la última que explicábamos: selectividad en la absorción de H₂S en presencia de CO₂, es por ello que es de usos múltiple, lo cual se confiere ciertas propiedades específicas.

- *Di- isopropanolamina La (DIPA)*

Es una amina secundaria. La DIPA se caracteriza por tener bajos requerimientos de vapor para la regeneración de la solución y no ser corrosivo.

Las soluciones de la DIPA, tiene una alta tasa de capacidad para transportar gases ácidos con una alta tasa molar, pero por su alto peso molecular, requiere de tasas máscas muy altas Gradualmente se ha ido remplazando el uso de DIPA por MDEA.

ANEXO 2 - VALORES NUMERICOS DE PROBABILIDAD – API 581.

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

Notes:

- In terms of the total damage factor, see [Part 2](#), paragraph 4.4.2.
- In terms of consequence area, see [Part 3](#), paragraphs 5.11.4.

Table 4.1M – Numerical Values Associated with Probability and Area-Based Consequence Categories in API RBI

Probability Category (1)		Consequence Category (2)	
Category	Range	Category	Range (m ²)
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	$CA > 929$

Notes:

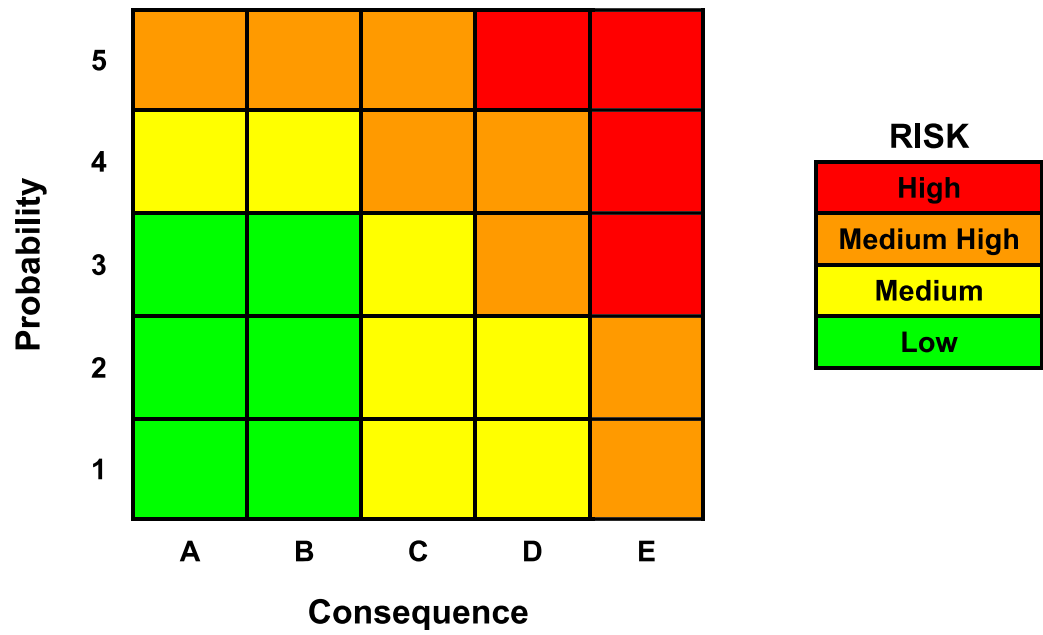
- In terms of the total damage factor, see [Part 2](#), paragraph 4.4.2.
- In terms of consequence area, see [Part 3](#), paragraphs 5.11.4.

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

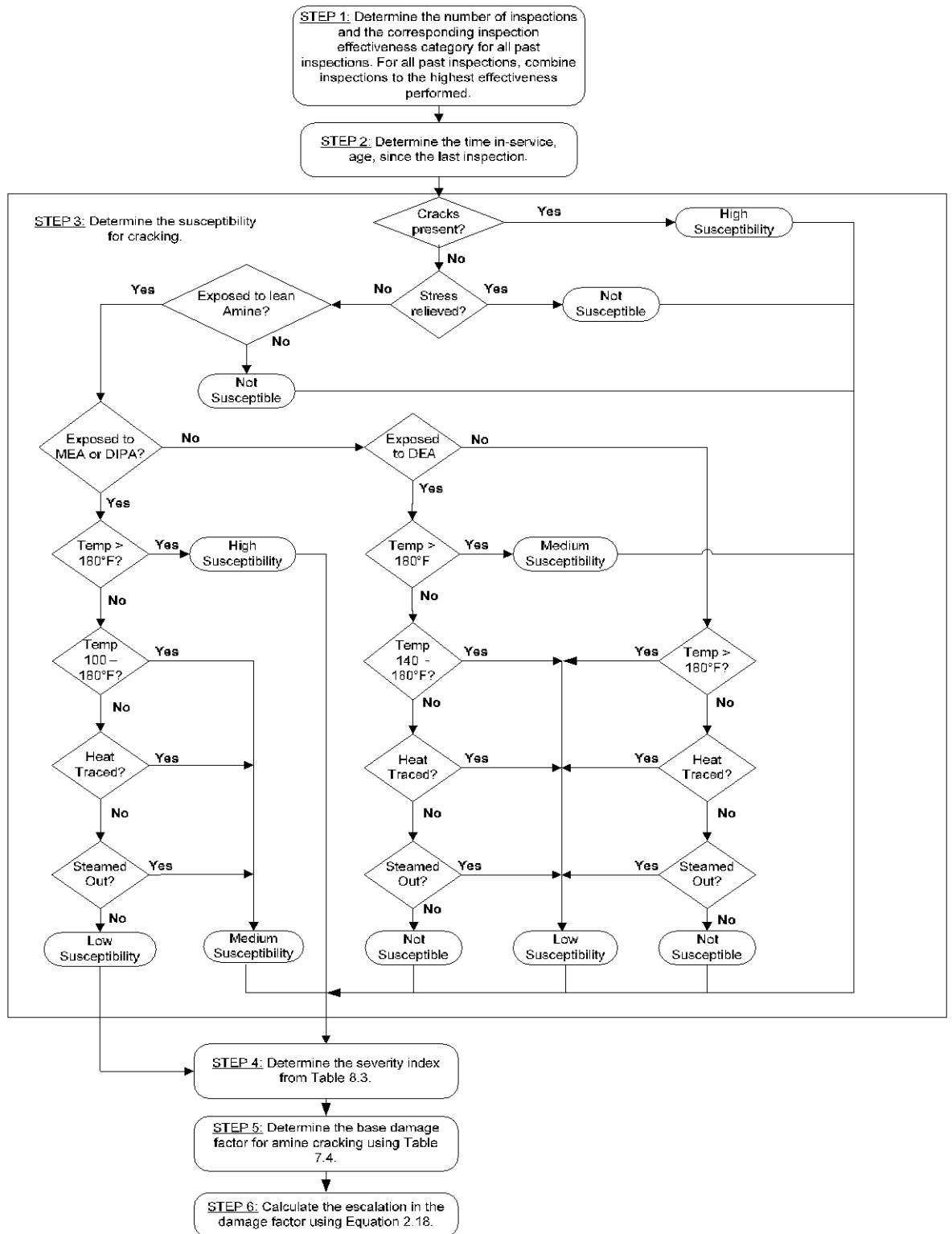
Notes:

- In terms of the total damage factor, see, [Part 2](#), paragraph 4.4.2.
- In terms of financial consequence, see [Part 3](#), paragraph 5.12.

ANEXO 3 - MATRIZ DE RIESGO – API 581.



ANEXO 4 - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO DEL AGRIETAMIENTO POR AMINA – API 581.



**ANEXO 5 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN Y SUSCEPTIBILIDAD
PARA AMINE CRACKING – API 581.**

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	Wet fluorescent magnetic particle testing of 100% of repair welds and 50-100% of other welds/cold bends.	None
B	Usually Effective	Wet fluorescent magnetic particle testing of 20-49% of welds/cold bends.	Shear wave ultrasonic testing of 50-100% of welds/cold bends; or Acoustic Emission testing with follow-up shear wave UT.
C	Fairly Effective	Wet fluorescent magnetic particle testing of less than 20% of welds/cold bends; or Dry magnetic particle testing of 50-100% of welds/cold bends; or Dye penetrant testing of 50-100% of welds/cold bends.	Shear wave ultrasonic testing of 20-49% of welds/cold bends.
D	Poorly Effective	Dry magnetic particle testing of less than 50% of welds/cold bends; or Dye penetrant testing of less than 50% of welds/cold bends.	Shear wave ultrasonic testing of less than 20% of welds/cold bends; or Radiographic testing; or Visual inspection for leaks.
E	Ineffective	Visual inspection	No inspection

Table 8.3 – Determination of Severity Index – Amine Cracking

Susceptibility	Severity Index – S_{VI}
High	1000
Medium	100
Low	10
None	1

**ANEXO 6 - FACTOR DE DETERIORO PARA AMINE CRACKING – API
581.**

Required Data	Comments
Susceptibility (Low, Medium, High)	The susceptibility is determined by expert advice or using the procedures in this paragraph.
Amine Solution Composition	Determine what amine solution composition is being handled in this component. Fresh amine has not been exposed to H ₂ S or CO ₂ . Lean amine contains low levels of H ₂ S or CO ₂ . Rich amine contains high levels of H ₂ S or CO ₂ . For components exposed to both lean and rich amine solutions (i.e., amine contactors and regenerators), indicate lean.
Maximum Process Temperature, °C [°F]	Determine the maximum process temperature in this component.
Steam out? (Yes or No)	Determine whether the component has been steamed out prior to water flushing to remove residual amine.
Age (years)	Use inspection history to determine the time since the last SCC inspection.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category that has been performed on the component.
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed.

ANEXO 7 - SCC – FACTORES DE DAÑO – API 581.

S_{VT}	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	8	3	1	1	6	2	1	1	4	1	1	1
50	50	40	17	5	3	30	10	2	1	20	5	1	1
100	100	80	33	10	5	60	20	4	1	40	10	2	1
500	500	400	170	50	25	300	100	20	5	200	50	8	1
1000	1000	800	330	100	50	600	200	40	10	400	100	16	2
5000	5000	4000	1670	500	250	3000	1000	250	50	2000	500	80	10

S_{VT}	Inspection Effectiveness												
	E	4 Inspections				5 Inspections				6 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	50	10	2	1	1	5	1	1	1	1	1	1	1
100	100	20	5	1	1	10	2	1	1	5	1	1	1
500	500	100	25	2	1	50	10	1	1	25	5	1	1
1000	1000	200	50	5	1	100	25	2	1	50	10	1	1
5000	5000	1000	250	25	2	500	125	5	1	250	50	2	1

ANEXO 8 - TIPO DE ADELGAZAMIENTO – API 581.

Thinning Mechanism	Condition	Type of Thinning
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	---	Local
High Temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion	$TAN \leq 0.5$	General
	$TAN > 0.5$	Local
High Temperature H ₂ S/H ₂ Corrosion	---	General
Sulfuric Acid (H ₂ SO ₄) Corrosion	Low Velocity ≤ 0.61 m/s (2 ft/s) for carbon steel, ≤ 1.22 m/s (4 ft/s) for SS, and ≤ 1.83 m/s (6 ft/s) for higher alloys	General
	High Velocity ≥ 0.61 m/s (2 ft/s) for carbon steel, ≥ 1.22 m/s (4 ft/s) for SS, and ≥ 1.83 m/s (6 ft/s) for higher alloys	Local
Hydrofluoric Acid (HF) Corrosion	---	Local
Sour Water Corrosion	Low Velocity: ≤ 6.1 m/s (20 ft/s)	General
	High Velocity: > 6.1 m/s (20 ft/s)	Local
Amine Corrosion	Low Velocity < 1.5 m/s (5 ft/s) rich amine < 6.1 m/s (20 ft/s) lean amine	General
	High Velocity > 1.5 m/s (5 ft/s) rich amine > 6.1 m/s (20 ft/s) lean amine	Local
High Temperature Oxidation	---	General
Acid Sour Water Corrosion	< 1.83 m/s (6 ft/s)	General
	≥ 1.83 m/s (6 ft/s)	Local
Cooling Water Corrosion	≤ 0.91 m/s (3 ft/s)	Local
	0.91-2.74 m/s (3-9 ft/s)	General
	> 2.74 m/s (9 ft/s)	Local
Soil Side Corrosion	---	Local
CO ₂ Corrosion	---	Local
Atmospheric Storage Tank Bottom	Product Side	Local
	Soil Side	Local

ANEXO 9 - ADELGAZAMIENTO - FACTORES DE DAÑO – API 581.

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

A_{Tt}	Inspection Effectiveness												
	E	4 Inspections				5 Inspections				6 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	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
0.20	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
0.30	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
0.40	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
0.50	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
0.60	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

FACTORES DE DAÑO PARA ADELGAZAMIENTO EN TANQUES – API 581.

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

**ANEXO 10 - FACTORES DE AJUSTE EN MONITOREO On-Line PARA
ADELGAZAMIENTO – API 581.**

Thinning Mechanism	Adjustment Factors as a Function of On-Line Monitoring, F_{OM}		
	Key Process Variable	Electrical Resistance Probes (See Note 3)	Corrosion Coupons (See Note 3)
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	10 (20 if in conjunction with Probes)	10	2
High Temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion	10	10	2
High Temperature H ₂ S/H ₂ Corrosion	1	10	1
Sulfuric Acid (H ₂ S/H ₂) Corrosion Low Velocity ≤ 3 ft/s for CS, ≤ 5 ft/s for SS, ≤ 7 ft/s for higher alloys High Velocity > 3 ft/s for CS, > 5 ft/s for SS, > 7 ft/s for higher alloys	20 10 (20 if in conjunction with Probes)	10 10	2 1
Hydrofluoric Acid (HF) Corrosion	10	1	1
Sour Water Corrosion Low Velocity ≤ 20 ft/s High Velocity > 20 ft/s	20 10	10 2	2 2
Amine Low Velocity High Velocity	20 10	10 10	2 1
Other Corrosion Mechanism	1	1	1

1. The adjustment factors shown above are estimates providing a measure of the relative effectiveness of various on-line monitoring methods. Factors based on the user's experience can be used as a substitute for the values presented in this table.
2. Factors shall not be added unless noted. This table assumes that an organized on-line monitoring plan is in place that recognizes the potential corrosion mechanism. Key process variables are, for example, oxygen, pH, water content, velocity, Fe content, temperature, pressure, H₂S content, CN levels, etc. The applicable variable(s) should be monitored at an appropriate interval, as determined by a knowledgeable specialist. For example: coupons may be monitored quarterly while pH, chlorides, etc. may be monitored weekly.
3. The effectiveness of other on-line corrosion monitoring methods (e.g. Hydrogen flux, FSM, LP probe) shall be evaluated by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.

ANEXO 11 - ADELGAZAMIENTO - DATOS DE GEOMETRIA SEGÚN EL TIPO – API 581.

Geometry Type	Geometry Description	Geometry Data
CYL	Cylindrical Shell	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (OD for Component Types Pipe and Tube/NS Pipe, ID for all other Component Types) • Length • Volume
ELB	Elbow or Pipe Bend	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (OD for Component Types Pipe and Tube/NS Pipe, ID for all other Component Types) • Bend Radius • Volume
SPH	Spherical Shell	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Volume
HEM	Hemispherical Head	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Volume
ELL	Elliptical Head	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Major-to-Minor Axis Ratio • Volume
TOR	Torispherical Head	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Crown Radius (IR) • Knuckle (IR) • Volume
CON	Conical Shell	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Length • Cone Angle • Volume
NOZ	Nozzle	<ul style="list-style-type: none"> • Diameter (ID) • Length • Volume

ANEXO 12 - DATOS REQUERIDOS PARA DETERMINACION DE FACTOR DE DAÑO EN ADELGAZAMIENTO – API 581.

Basic Data	Comments
Thinning Type (General or Localized)	Determine whether the thinning is general or localized based on inspection results of effective inspections. General corrosion is defined as affecting more than 10% of the surface area and the wall thickness variation is less than 1.27 mm (50 mils). Localized corrosion is defined as affecting less than 10% of the surface area or a wall thickness variation greater than 1.27 mm (50 mils).
Corrosion Rate (mm/yr:mpy)	The current rate of thinning calculated from thickness data, if available. Corrosion rates calculated from thickness data typically vary from one inspection to another. These variations may be due to variations in the wall thickness, or they may indicate a change in the actual corrosion rate. If the short-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the previous thickness) is significantly different from the long-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the original thickness), then the component may be evaluated using the short term rate, but the appropriate time and thickness must be used.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category of each inspection that has been performed on the component during the time period (specified above).
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed during the time period (specified above).
On-Line Monitoring	The types of proactive on-line monitoring methods or tools employed, such as corrosion probes, coupons, process variables (Coupons, Probes, Process Variables, or Combinations, etc.)
Thinning Mechanism	If credit is to be taken for on-line monitoring, the potential thinning mechanisms must be known. A knowledgeable materials/corrosion engineer should be consulted for this information, also see API 571 [13].
Presence of Injection/Mix Point (Yes or No).	For piping, determine if there is an injection or mix point in the circuit.
Type of Injection/Mix Point Inspection	For piping circuits which contain an injection or mix point, determine whether not the inspection program is highly effective or not highly effective to detect local corrosion at these points.
Presence of a Deadleg (Yes or No).	For piping, determine if there is a deadleg in the circuit.
Type of Inspection for Deadleg Corrosion	For piping circuits which contain a deadleg, determine if the inspection program currently being used is highly effective or not highly effective to detect local corrosion in dead legs has been performed.
Welded Construction	Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. Is the tank of welded construction? (Yes or No)
Maintained to API 653	Applicable to Atmospheric Storage tanks only. Is the tank maintained in accordance with API 653 [11]? (Yes or No)
Settlement	<p>Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. What is the settlement history of the tank</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recorded settlement exceeds API 653 criteria • Recorded settlement meets API 653 criteria • Settlement never evaluated • Concrete foundation, no settlement

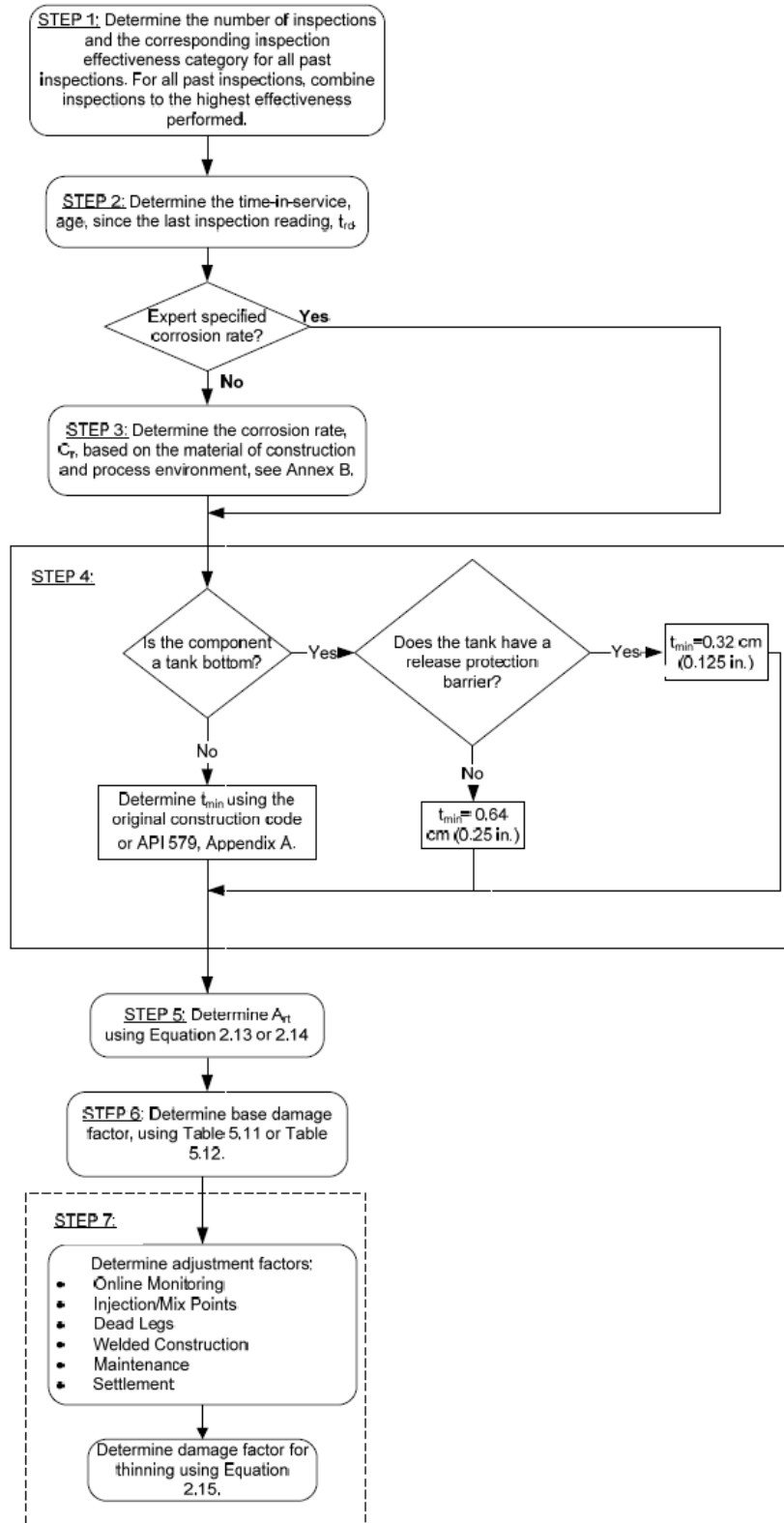
**ANEXO 13 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN– API 581 -
ADELGAZAMIENTO GENERAL**

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	50 to 100% examination of the surface (partial internals removed), and accompanied by thickness measurements	50 to 100% ultrasonic scanning coverage (automated or manual) or profile radiography
B	Usually Effective	Nominally 20% examination (no internals removed), and spot external ultrasonic thickness measurements	Nominally 20% ultrasonic scanning coverage (automated or manual), or profile radiography, or external spot thickness (statistically validated)
C	Fairly Effective	Visual examination with thickness measurements	2 to 3% examination, spot external ultrasonic thickness measurements, and little or no internal visual examination
D	Poorly Effective	Visual examination	Several thickness measurements, and a documented inspection planning system
E	Ineffective	No inspection	Several thickness measurements taken only externally, and a poorly documented inspection planning system

ADELGAZAMIENTO LOCALIZADO

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	100% visual examination (with removal of internal packing, trays, etc.) and thickness measurements	50 to 100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
B	Usually Effective	100% visual examination (with partial removal of the internals) including manways, nozzles, etc. and thickness measurements.	20% coverage using automated ultrasonic scanning, or 50% manual ultrasonic scanning, or 50% profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
C	Fairly Effective	Nominally 50% visual examination and spot ultrasonic thickness measurements	Nominally 20% coverage using automated or manual ultrasonic scanning, or profile radiography, and spot thickness measurements at areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
D	Poorly Effective	Nominally 20% visual examination and spot ultrasonic thickness measurements	Spot ultrasonic thickness measurements or profile radiography without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
E	Ineffective	No inspection	Spot ultrasonic thickness measurements without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.

ANEXO 14 - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO- API 581.



ANEXO 15 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN - ANILLOS DEL CUEPOR DEL TANQUE – API581

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Inspection
A	Highly Effective	a. Insulated – >95% external visual inspection prior to removal of insulation b. Remove >90% of insulation at suspect locations, OR >90% pulse eddy current inspection. c. Visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required. a. Non-Insulated - >95% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required.
B	Usually Effective	a. Insulated – >95% external visual inspection prior to removal of insulation b. Remove >30% of insulation at suspect locations, OR >30% pulse eddy current inspection. c. Visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required. a. Non-Insulated - >50% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required.
C	Fairly Effective	a. Insulated – >95% external visual inspection prior to removal of insulation b. Remove >10% of insulation at suspect locations, OR >10% pulse eddy current inspection. c. Visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required. a. Non-Insulated - >25% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required.
D	Poorly Effective	a. Insulated – >95% external visual inspection prior to removal of insulation b. Remove >5% of insulation at suspect locations, OR >5% pulse eddy current inspection. c. Visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required. a. Non-Insulated - >10% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required.
E	Ineffective	a. Insulated – No visual inspection of insulation surface area or removal of insulation. a. Non-Insulated - <5% visual of the exposed surface area

ANEXO 16 - EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN - FONDO DEL TANQUE – API581

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Soil Side	Product Side
A	Highly Effective	<ul style="list-style-type: none"> a. Floor scan 90+% & UT follow-up b. Include welds if warranted from the results on the plate scanning c. Hand scan of the critical zone 	<ul style="list-style-type: none"> a. Commercial blast b. Effective supplementary light c. Visual 100% (API 653) d. Pit depth gauge e. 100% vacuum box testing of suspect welded joints <p><u>Coating or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> a. Sponge test 100% b. Adhesion test c. Scrape test
B	Usually Effective	<ul style="list-style-type: none"> a. Floor scan 50+% & UT follow-up <p>OR</p> <ul style="list-style-type: none"> b. EVA or other statistical method with Floor scan follow-up if warranted by the result 	<ul style="list-style-type: none"> a. Brush blast b. Effective supplementary light c. Visual 100% (API 653) d. Pit depth gauge <p><u>Coating or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> a. Sponge test >75% b. Adhesion test c. Scrape test
C	Fairly Effective	<ul style="list-style-type: none"> a. Floor scan 5-10+% plates; supplement with scanning near Shell & UT follow-up; Scan circle and X pattern b. Progressively increase if damage found during scanning c. Helium/Argon test d. Hammer test e. Cut coupons 	<ul style="list-style-type: none"> a. Broom swept b. Effective supplementary light c. Visual 100% d. Pit depth gauge <p><u>Coating or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> a. Sponge test 50 – 75% b. Adhesion test c. Scrape test
D	Poorly Effective	<ul style="list-style-type: none"> a. Spot UT b. Flood test 	<ul style="list-style-type: none"> a. Broom swept b. No effective supplementary lighting c. Visual 25-50% <p><u>Coating or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> a. Sponge test <50
E	Ineffective	None	None

**ANEXO 17 - NOMENCLATURA – PROBABILIDAD – FACTOR DE DAÑO
– API 581**

D_f^{thin} – Adelgazamiento localizado	CA – Corrosión admisible
D_f^{elin} – Componente de Revestimiento	DF_f^{thin} – Valor base del factor de daño por adelgazamiento
D_f^{extd} – Daño Externo	F_{AM} – Ajuste de factor de daño por mantenimiento por API 653
D_f^{SCC} – Agrietamiento de corrosión bajo tensión y Sulfuro	F_{DL} – Ajuste de factor de daño para piernas muertas
D_f^{htha} – Ataque por H ₂ a alta temperatura	F_{DL} – Ajuste de factor de daño para piernas muertas
D_f^{mfat} – Fatiga mecánica (Solo para líneas)	F_{IP} – Ajuste de factor de daño de puntos de inyección
D_f^{brit} – Fractura Frágil	F_{OM} – Ajuste de factor de daño para monitoreo Online
$D_f^{Caustic}$ – Agrietamiento cáustico	F_{SM} – Ajuste de factor de daño por asentamiento – Para tanques
$D_f^{carbonate}$ – Agrietamiento por carbonato	F_{WD} – Ajuste de factor de daño para construcción de soldadura
D_f^{PTA} – Agrietamiento por ácido poli atómico en aceros austeníticos y componentes en aleaciones no ferrosas	t_{min} – Mínimo espesor requerido de pared

age – Medición de espesor desde la última lectura

t – Espesor del metal base del componente del horno

age_{rc} – Tiempo o edad desde la última fecha de inspección

t_{rc} – Espesor remanente del Cladding

A_{rt} – Parámetro del factor de daño

t_{rd} – Espesor actual – lectura actual

C_r – Velocidad de corrosión

$C_{r,cm}$ – Velocidad de corrosión en el Cladding

$C_{r,bm}$ – Velocidad de corrosión en el metal base

D_{fB}^{SCC} – Valor base del factor de daño Agrietamiento de corrosión bajo tensión

S_{VI} – Índice de Severidad

ANEXO 18 - NOMENCLATURA – CONSECUENCIA – API 581

<i>AIT</i> – Temperatura de Auto – Ignición, K	CA – Corrosión admisible
<i>A_n</i> – Área asociada con el agujero – tamaño del agujero de liberación mm ² (in ²)	<i>DF_f^{thin}</i> – Valor base del factor de daño por adelgazamiento
<i>C_d</i> – Coeficiente de descarga del agujero de liberación	<i>F_{AM}</i> – Ajuste de factor de daño por mantenimiento por API 653
<i>C_p</i> – Calor específico del fluido liberado J/kg-K	<i>F_{DL}</i> – Ajuste de factor de daño para piernas muertas
<i>CA</i> – Área de consecuencia final, m ² (ft ²)	<i>F_{DL}</i> – Ajuste de factor de daño para piernas muertas
<i>CA^{AIL}</i> – Área de consecuencia inflamable – posible auto ignición, m ² (ft ²)	<i>F_{IP}</i> – Ajuste de factor de daño de puntos de inyección
<i>CA^{AINL}</i> – Área de consecuencia inflamable – no es posible auto ignición, m ² (ft ²)	<i>F_{OM}</i> – Ajuste de factor de daño para monitoreo Online
<i>CA^{AIT.blend}</i> – Área de consecuencia inflamable – por mezcla, m ² (ft ²)	<i>F_{SM}</i> – Ajuste de factor de daño por asentamiento – Para tanques
<i>CA_n^{INST}</i> – Área de consecuencia para una liberación instantánea, m ² (ft ²)	<i>F_{WD}</i> – Ajuste de factor de daño para construcción de soldadura
<i>CA_n^{CONT}</i> – Área de consecuencia para	<i>t_{min}</i> – Mínimo espesor requerido de

una liberación continua, m² (ft²)

pared

$CA_n^{IC-blend}$ – Área de consecuencia para mezcla deliberación continua e instantánea, m² (ft²)

t – Espesor del metal base del componente del horno

$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación continua no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

t_{rc} – Espesor remanente del Cladding

$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación continua susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

t_{rd} – Espesor actual – lectura actual

$CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación instantánea no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$C_{r,cm}$ – Velocidad de corrosión en el Cladding

$CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación instantánea susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

D_{fB}^{SCC} – Valor base del factor de daño Agrietamiento de corrosión bajo tensión

$CA_{cmd,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de daño de mezcla en el componente asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{cmd,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de daño de mezcla en el componente asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{cmd}^{flam} – Probabilidad final ponderada del área de consecuencia inflamable de daño en el componente, m² (ft²)

CA_{cmd} – Área de consecuencia final de daño en el componente, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de lesiones personales para liberación continua no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de lesiones personales para liberación continua susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AINL-INST}$ – Área de consecuencia inflamable de lesiones personales para liberación instantánea no susceptibles a

CA_{inj}^{tox} – Probabilidad final ponderada de lesiones personales en un Área de consecuencia toxica, m² (ft²)

CA_{inj}^{nfmt} – Probabilidad final ponderada de lesiones personales en un Área de consecuencia no tóxica y no inflamable, de liberación de ácido y vapor, m² (ft²)

CA_{inj}^{nfmt} – Probabilidad final ponderada de lesiones personales en un Área de consecuencia no tóxica y no inflamable,

auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{ALL-INST}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales para liberación instantánea susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales en mezcla, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{inj}^{flam} – Probabilidad final ponderada de área de consecuencia inflamable de lesiones personales en mezcla, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{tox}$ – Lesiones personales en un

Área de consecuencia tóxica, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{stm}$ – Lesiones personales en un

Área de consecuencia de fuga de vapor, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{acid}$ – Lesiones personales en un

Área de consecuencia de fuga caustica

de liberación de ácido y vapor, m² (ft²)

CA_{cmd} – Componente final en área de consecuencia de daño, m² (ft²)

CA_{inj} – Área de consecuencia final de Lesiones personales, m² (ft²)

CA_{max} – Área de consecuencia final máxima, m² (ft²)

d_n – Diámetro del agujero de liberación mm (in)

$effmass_n^{ALL-INST}$ – Velocidad efectiva de liberación para fugas instantáneas en fluidos con posibilidad auto – ignición asociada con el tamaño del agujero kg/s (lb/s)

y acida, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

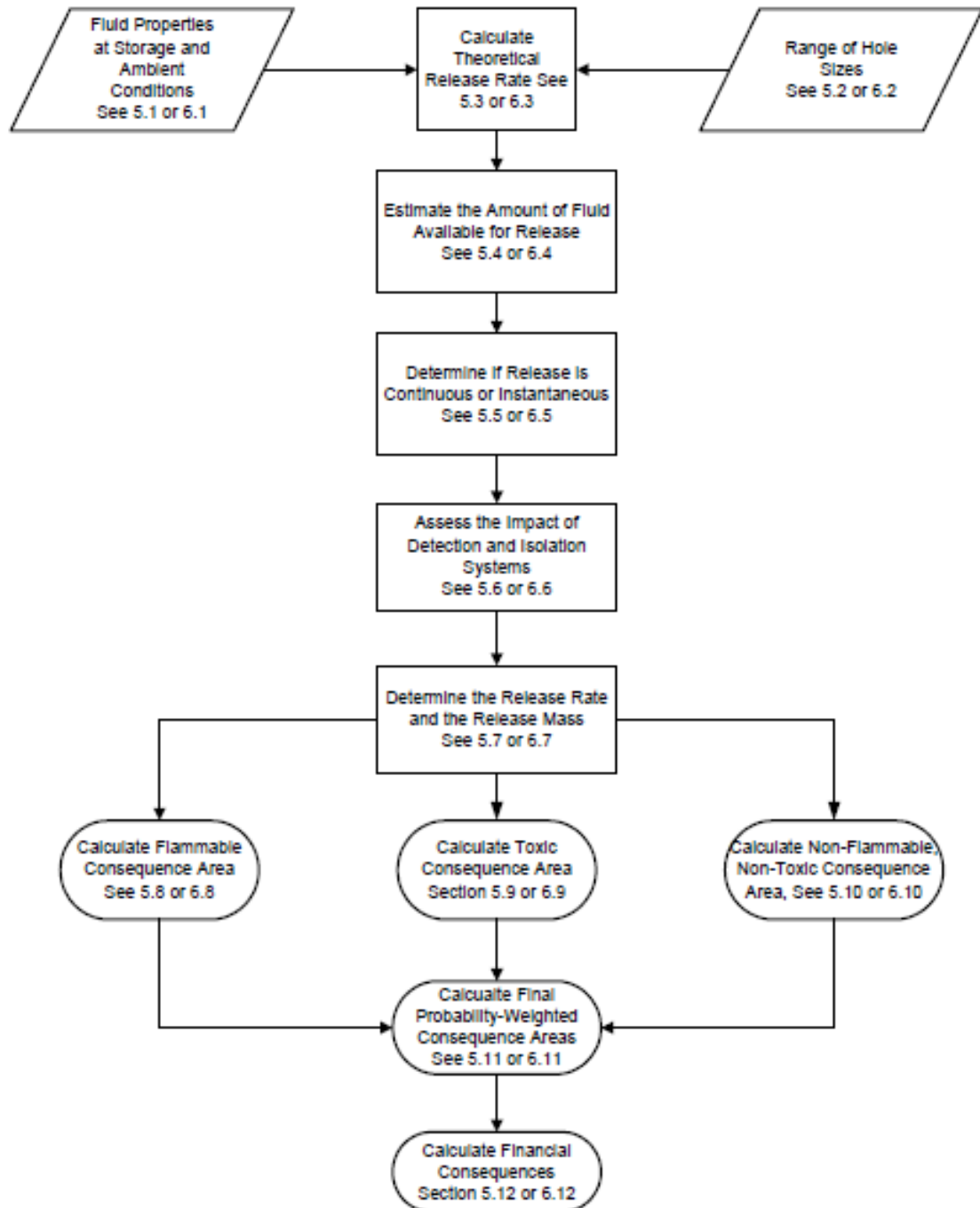
$CA_{inj,n}^{leak}$ – Lesiones personales en un Área de consecuencia no tóxica y no inflamable, de fugas con vapor y ácido asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{nft}$ – Lesiones personales en un Área de consecuencia no tóxica y no inflamable, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

**ANEXO 19 - VALORES DE FRECUENCIA GENERICA DE FALLA gff –
API 581**

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff ^{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.80E-08	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.80E-08	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-08	2.00E-05	0	2.80E-08	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-08	2.00E-05	0	2.80E-08	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIEGT16	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-08	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-08	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff ^{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Vessel/FinFan	COLMID	8.00E-08	2.00E-05	2.00E-08	6.00E-07	3.06E-05
Note: See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment						

ANEXO 20 – PROCEDIMIENTO ANALISIS DE CONSECUENCIA – API
581



**ANEXO 21 - LISTA REPRESENTATIVA PARA FLUIDOS EN UN
ANALISIS DE CONSECUENCIA NIVEL 1 – API 581**

Representative Fluid	Fluid TYPE (see 5.1.5)	Examples of Applicable Materials
C ₁ – C ₂	TYPE 0	methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
C ₃ – C ₄	TYPE 0	propane, butane, isobutane, LPG
C ₅	TYPE 0	pentane
C ₆ – C ₈	TYPE 0	gasoline, naphtha, light straight run, heptane
C ₉ – C ₁₂	TYPE 0	diesel, kerosene
C ₁₃ – C ₁₆	TYPE 0	jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil
C ₁₇ – C ₂₅	TYPE 0	gas oil, typical crude
C ₂₅₊	TYPE 0	residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
H ₂	TYPE 0	hydrogen only
H ₂ S	TYPE 0	hydrogen sulfide only
HF	TYPE 0	hydrogen fluoride
water	TYPE 0	water
steam	TYPE 0	steam
Acid (low)	TYPE 0	Acid, caustic
Aromatics	TYPE 1	Benzene, Toluene, Xylene, Cumene
AlCl ₃	TYPE 0	Aluminum Chloride
Pyrophoric	TYPE 0	Pyrophoric Materials
Ammonia	TYPE 0	Ammonia
Chlorine	TYPE 0	Chlorine
CO	TYPE 1	Carbon Monoxide
DEE	TYPE 1 (see Note 2)	Diethyl Ether
HCL	TYPE 0 (see Note 1)	Hydrogen Chloride
Nitric Acid	TYPE 0 (see Note 1)	Nitric Acid
NO ₂	TYPE 0 (see Note 1)	Nitrogen Dioxide
Phosgene	TYPE 0	Phosgene
TDI	TYPE 0 (see Note 1)	Toluene Diisocyanate
Methanol	TYPE 1	Methanol
PO	TYPE 1	Propylene Oxide
Styrene	TYPE 1	Styrene
EEA	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate
EE	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether
EG	TYPE 1	Ethylene Glycol
EO	TYPE 1	Ethylene Oxide
Notes:		
1. HCL, Nitric Acid, NO ₂ and TDI are TYPE 1 toxic fluids		
2. DEE is a TYPE 0 toxic fluid		

**ANEXO 22 - GUIA PARA DETERMINAR LA FASE DEL FLUIDO – API
581**

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	Phase of Fluid at Ambient (after release) Conditions	API RBI Determination of Final Phase for Consequence Calculation
Gas	Gas	model as gas
Gas	Liquid	model as gas
Liquid	Gas	model as gas <i>unless</i> the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80°F, then model as a liquid
Liquid	Liquid	model as liquid

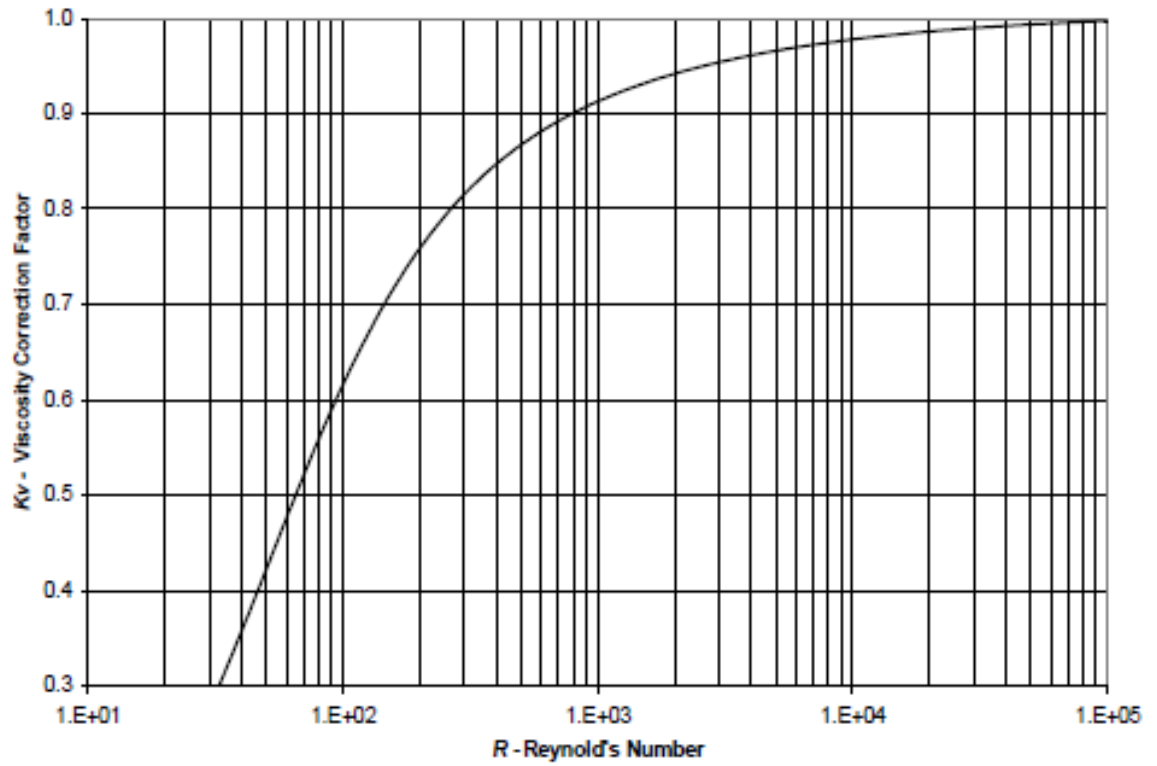
Table 5.4 – Release Hole Sizes and Areas Used in API RBI Level 1 and 2 Consequence Analysis

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (in)	Release Hole Diameter, d_n (in)
1	Small	0 – ¼	$d_1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d_2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d_3 = 4$
4	Rupture	> 6 inches	$d_4 = \min[D, 16]$

Table 5.4M – Release Hole Sizes and Areas Used in API RBI

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (mm)	Release Hole Diameter, d_n (mm)
1	Small	0 – 6.4	$d_1 = 6.4$
2	Medium	> 6.4 – 51	$d_2 = 25$
3	Large	> 51 – 152	$d_3 = 102$
4	Rupture	> 152 inches	$d_4 = \min[D, 406]$

ANEXO 23 - FACTOR DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD KV. – API 581



**ANEXO 24 - PROPIEDADES REPRESENTATIVAS DE LOS FLUIDOS –
ANALISIS NIVEL 1**

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto-Ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	Note 1	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.347E4	1.466E-8	N/A	696
C5	72	39.03	97	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.6E-4	5.3E-8	N/A	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	Note 1	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.658E-08	N/A	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
Water	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	62.3	212	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H ₂	2	4.433	-423	Gas	Note 1	27.1	9.270E-03	-1.38E-05	7.650E-09	N/A	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	Note 1	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.18E-08	N/A	500
HF	20	60.37	68	Gas	Note 1	29.1	6.610E-04	-2.03E-06	2.500E-09	N/A	32000
CO	28	50	-312	Gas	Note 2	2.91E+04	8.77E+03	3.09E+03	8.46E+03	1.54E+03	1128
DEE	74	45	95	Liquid	Note 2	8.62E+04	2.55E+05	1.54E+03	1.44E+05	-6.89E+02	320
HCL	36	74	-121	Gas	—	—	—	—	—	—	N/A
Nitric Acid	63	95	250	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
ALCL3	133.5	152	382	Powder	Note 1	4.34E+04	3.97E+04	4.17E+02	2.40E+04	N/A	1036
NO ₂	90	58	275	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
Phosgene	99	86	181	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
TDI	174	76	484	Liquid	—	—	—	—	—	—	1148
Methanol	32	50	149	Liquid	Note 2	3.93E+04	8.79E+04	1.92E+03	5.37E+04	8.97E+02	867
PO	58	52	93	Liquid	Note 2	4.95E+04	1.74E+05	1.56E+03	1.15E+05	7.02E+02	840

CONT. PROPIEDADES REPRESENTATIVAS DE LOS FLUIDOS – ANALISIS
NIVEL I – API 581

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto-Ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
Styrene (Aromatic)	104	42.7	293	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	914
EEA	132	61	313	Liquid	Note 2	1.06E+05	2.40E+05	6.59E+02	1.50E+05	1.97E+03	715
EE	90	58	275	Liquid	Note 2	3.25E+04	3.00E+05	1.17E+03	2.08E+05	4.73E+02	455
EG	62	69	387	Liquid	Note 2	6.30E+04	1.48E+05	1.67E+03	9.73E+04	7.74E+02	745
EO	44	55	51	Gas	Note 2	3.35E+04	1.21E+05	1.81E+03	8.24E+04	7.37E+02	804
Pyrophoric	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	Note 3

Notes:

1. $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K

2. $C_p = A + B \left(\frac{\frac{C}{T}}{\sinh \left[\frac{C}{T} \right]} \right)^2 + D \left(\frac{\frac{E}{T}}{\cosh \left[\frac{E}{T} \right]} \right)^2$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K

3. $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3 + ET^4$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K

4. Pyrophoric materials, by definition, auto-ignite and therefore, a very low value for the AIT is assumed.

5. Conversion factor for units of C_p is $1 \text{ J/kmol-K} = 5.27 \times 10^{-4} \text{ Btu/kmol-}^\circ\text{R}$

**ANEXO 25 - AJUSTES PARA CONSECUENCIA DE INCENDIO Y
SISTEMAS DE MITIGACIÓN – API 581**

Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mir}$
Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25%	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20%	0.20
Fire water monitors only	Reduce consequence area by 5%	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15%	0.15

ANEXO 26 - CONSTANTES PARA EL HF Y H₂S EN LIBERACIÓN DE GAS – API 581

Continuous Releases Duration (minutes)	HF Acid		H ₂ S	
	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
5	1.1401	3.5683	1.2411	3.9686
10	1.1031	3.8431	1.2410	4.0948
20	1.0816	4.1040	1.2370	4.238
40	1.0942	4.3295	1.2297	4.3626
60	1.1031	4.4576	1.2266	4.4365
Instantaneous Releases	1.4056	33606	0.9674	2.7840

ANEXO 27 - PROPIEDADES DE FUGA DE FLUIDOS – API 581

Fluid	Molecular Weight	Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Fraction Evaporated in 24 Hours (Note 1) <i>fract_{evap}</i>
C1-C2	23	15.639	-193	1.00
C3-C5	58	36.209	31	1.00
C6-C8	100	42.702	210	0.90
C9-C12	149	45.823	364	0.50
C13-C16	205	47.728	502	0.10
C17-C25	280	48.383	651	0.05
C25+	422	56.187	981	0.02
Acid	18	62.3	212	0.90
H ₂	2	4.433	-423	1.00
H ₂ S	34	61.993	-75	1.00
HF	20	60.37	68	1.00
CO	28	50	-312	1.00
DEE	74	45	95	1.00
HCL	36	74	-121	1.00
Nitric Acid	63	95	250	0.80
NO ₂	90	58	275	0.75
Phosgene	99	86	181	1.00
TDI	174	76	484	0.15
Methanol	32	50	149	1.00
PO	58	52	93	1.00
Styrene	104	42.7	293	0.60
EEA	132	61	313	0.65
EE	90	58	275	0.75
EG	62	69	387	0.45
EO	44	55	51	1.00
Note 1: Estimated values.				

CONTINUACIÓN - PROPIEDADES DE FUGA DE FLUIDOS – API 581

Fluid	Molecular Weight	Density (kg/m ³)	NBP (°C)	Fraction Evaporated in 24 Hours (Note 1) <i>fract_{evap}</i>
C1-C2	23	250.513	-125	1.00
C3-C5	58	580.012	-1	1.00
C6-C8	100	684.020	99	0.90
C9-C12	149	734.014	184	0.50
C13-C16	205	764.529	261	0.10
C17-C25	280	775.021	344	0.05
C25+	422	900.029	527	0.02
Acid	18	997.950	100	0.90
H ₂	2	71.010	-253	1.00
H ₂ S	34	993.032	-59	1.00
HF	20	967.034	20	1.00
CO	28	800.923	-191	1.00
DEE	74	720.831	35	1.00
HCL	36	1185.366	-85	1.00
Nitric Acid	63	1521.754	121	0.80
NO ₂	90	929.071	135	0.75
Phosgene	99	1377.588	83	1.00
TDI	174	1217.403	251	0.15
Methanol	32	800.923	65	1.00
PO	58	832.960	34	1.00
Styrene	104	683.988	145	0.60
EEA	132	977.126	156	0.65
EE	90	929.071	135	0.75
EG	62	1105.274	197	0.45
EO	44	881.015	0	1.00

Note 1: Estimated values.

ANEXO 28 - ACEROS AL CARBONO Y DE BAJA ALEACIÓN – API 577

Base Material Note 1, 2, 4	Carbon Steel	Carbon-Molybdenum Steel	1&1/4 Cr-1/2 Mo Steel	2/4 Cr-1 Mo Steel	5Cr-1/2 Mo Steel	9Cr-1 Mo Steel	2/4 Nickel Steel	3/2 Nickel Steel	9% Nickel Steel
Carbon Steel	AB ³	AC	AD	AE	AF	AG	AJ	AK	*
Carbon-Molybdenum Steel		C	CD	CE	CF	CH	*	*	*
1&1/4 Cr-1/2 Mo Steel			D	DE	DF	DH	*	*	*
2/4 Cr-1 Mo Steel				E	EF	EH	*	*	*
5Cr-1/2 Mo Steel					F	FH	*	*	*
9Cr-1 Mo Steel						H	*	*	*
2/4 Nickel Steel							J	JK	LM
3/2 Nickel Steel								K	LM
9% Nickel Steel									LM

ANEXO 29 - ACEROS INOXIDABLES – API 577

Base Material Note 1, 2, 3	Type 405 Stainless Steel	Type 410S Stainless Steel	Type 410 Stainless Steel	Type 304 Stainless Steel	Type 304L Stainless Steel	Type 304H Stainless Steel	Type 310 Stainless Steel	Type 316 Stainless Steel	Type 316L Stainless Steel	Type 317L Stainless Steel	Type 321 Stainless Steel	Type 347 Stainless Steel
Carbon and Low-alloy Steel	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB
Type 405 Stainless Steel	ABC	ABC	ABC	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB
Type 410S Stainless Steel		ABC	ABC	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB
Type 410 Stainless Steel			ABC	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB	AB
Type 304 Stainless Steel				D	DH	DJ	A	DF	DGH	DI	DE	DE
Type 304L Stainless Steel					H	DHJ	A	DF	GH	HI	DE	DE
Type 304H Stainless Steel						J	A	DFJ	DGHJ	DJ	DEJ	EJ
Type 310 Stainless Steel							K	AK	A	A	A	A
Type 316 Stainless Steel								F	FG	FI	EF	EF
Type 316L Stainless Steel									G	GI	EG	EG
Type 317L Stainless Steel										I	EI	EI
Type 321 Stainless Steel											E	E
Type 347 Stainless Steel												E

**ANEXO 30 - ACEROS AL CARBONO – INOXIDABLES Y ALEACIONES
COBRE – NIQUE Y BASE NIQUEL – API 577**

Base Material Note ¹	70-30 & 90-10 Cu-Ni	Alloy 400 (N04400)	Nickel 200 (N02200)	Alloy 800 (N08800), 800H (N08810), 800HT (N08811)	Alloy 600 (N06600)	Alloy 625 (N06625)	Alloy 825 (N08825)	Alloy C-22 (N06022)	Alloy C-276 (N10276)	Alloy B-2 (N10665)	Alloy G-3 (N06985)	Alloy G-30 (N06030)
Carbon and Low-alloy Steel	BC	BC	C	A	A	A	A	D	E	F	G	H
300-Series Stainless Steel	BC	AC	AC	A	A	A	A	D	E	F	G	H
400-Series Stainless Steel	B	B	AC	A	A	A	A	D	E	F	G	H
70-30 & 90-10 Cu-Ni	B	B	C	C	C	C	C	*	*	*	*	*
Alloy 400 (N04400)		B	BC	A	A	A	A	A	A	F	A	A
Nickel 200 (N02200)			C	AC	AC	AC	AC	CD	CE	CF	CG	CH
Alloy 800 (N08800), 800H (N08810), 800HT (N08811)				KJ	A	A	A	DJ	EJ	FJ	GJ	HJ
Alloy 600 (N06600)					A	AJ	A	DJ	EJ	FJ	GJ	HJ
Alloy 625 (N06625)						J	J	DJ	EJ	FJ	GJ	HJ
Alloy 825 (N08825)							J	DJ	EJ	FJ	GJ	HJ
Alloy C-22 (N06022)								D	EJ	FJ	GJ	HJ
Alloy C-276 (N10276)									E	FJ	GJ	HJ
Alloy B-2 (N10665)										F	GJ	HJ
Alloy G-3 (N06985)											G	HJ
Alloy G-30 (N06030)												H