

CAPITULO 1

1. EL ANALISIS DE RIESGO COMO UNA NUEVA METODOLOGIA EN PROGRAMAS DE INSPECCION.

1.1. Importancia de un programa de inspección.

Quando se habla de un programa de inspección, se debe tener en cuenta que la finalidad del mismo consiste en recolectar datos acerca de todos los elementos de un determinado equipo, de esta manera, éstos pueden ser analizados y puede hacerse una evaluación de la integridad mecánica de todo el equipo para que pueda continuar en servicio.

La importancia de desarrollar un programa de inspección, radica fundamentalmente en el hecho de que de esta manera se puede determinar el estado real de los componentes de un determinado equipo y así analizar causas probables de deterioro o falla. Las reparaciones pueden ser hechas si los análisis de los datos indican

que la vida útil es más corta que la determinada por el fabricante. En adición, las reparaciones o reemplazos pueden ser predichas para el futuro por análisis de datos apropiados acumulados por las inspecciones externas regulares al equipo y durante los monitoreos del equipo en marcha en las condiciones actuales.

1.2. El programa de inspección basada en riesgo.

Un programa o plan de inspección basada en riesgo es una técnica que fundamenta su metodología en la estimación de probabilidades y consecuencias de daños que puede tener algún equipo si se diera el caso que llegase a fallar. A partir de la identificación de los diferentes mecanismos de degradación potencial, el programa de inspección basada en riesgo permite desplegar un programa de inspección más agresivo enfocándose en las zonas más críticas dentro de un equipo con lo que se puede tener un control más eficaz sobre el mismo.

Generalmente para desarrollar un programa de inspección basada en riesgo, se suelen emplean documentos, principalmente los que han sido desarrollados por parte de la ASME (American Society of Mechanical Engineers) y API (American Petroleum Institute). El primer documento es el recomendado por el ASME en su publicación "General Document Volume 1 CRTD-Vol.20-1", el mismo que indica los métodos para la aplicación de un análisis basado en riesgo a

cualquier elemento que esté estandarizado en los códigos ASME. El segundo documento lo constituyen las publicaciones API RP 580, “Risk-Based Inspection” y API 581, “Risk-Based Inspection Base Resource Document”, las mismas que han sido diseñadas para que puedan ser aplicadas en las industrias químicas y petroleras. El contenido de éstas puede aplicarse sólo a los siguientes equipos:

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

En las normas se detallan los pasos que se deben seguir para calcular el índice de riesgo por medio de las consecuencias ambientales, de seguridad, y de interrupción de negocios al relacionarlas con la probabilidad de que las mismas puedan darse.

Si se conocen los índices de riesgo que tiene un determinado equipo o unidad operativa, se puede desarrollar un programa más efectivo de

inspección con la finalidad de reducir los índices o niveles de riesgo de fallas en todos los componentes involucrados.

1.2.1. Metodología.

Un programa de Inspección Basada en riesgo involucra muchos factores, desde los elementales datos de diseño hasta las últimas condiciones de operación. La metodología que sigue un programa de inspección basada en riesgo se basa en determinar cual incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de que un equipo falle y cuan probable (probabilidad) es que este incidente pueda ocurrir. De esta manera, al relacionar la probabilidad con la consecuencia, resulta posible calcular el nivel o índice de riesgo de un elemento o equipo.

Existen varios tipos de evaluaciones basadas en riesgo, es decir, se puede llevar una evaluación de este tipo por diferentes niveles. La elección del más apropiado tipo de evaluación, depende de muchos factores, principalmente los que se destacan a continuación:

- Objetivo del estudio.
- Número de instalaciones o partes del equipo.
- Recursos disponibles

- Complejidad de las instalaciones y procesos.
- Naturaleza y calidad de los datos disponibles.

Esta metodología puede ser aplicada cualitativamente, cuantitativamente o usando aspectos de ambas (semi-cuantitativamente). Cada evaluación provee una sistemática forma para presentar el riesgo, identificando áreas de daños potenciales, y desarrollando una lista donde se prioriza los elementos que deben ser inspeccionados y analizados mas profundamente.

El primer paso antes de realizar el análisis consiste en identificar de manera clara el escenario que va a ser estudiado. Es necesario tener en cuenta el deterioro actual de los elementos que van a ser analizados, la posibilidad que estos fallen y las consecuencias que traería consigo el hecho de se de un determinado evento de falla.

El siguiente paso es la determinación de los mecanismos de deterioramiento y modos de falla a los que está sometido el equipo que se esta analizando. Conociendo esto es posible utilizar las más adecuadas técnicas de inspección para identificar daños y potenciales daños que podría tener el

equipo. Esta información acerca de la inspección resulta muy útil para obtener el índice de riesgo.

Una vez identificados los mecanismos de deterioro, se procede a determinar el valor correspondiente a la probabilidad de daño así como también su consecuencia. Relacionando la probabilidad con la consecuencia se obtiene el índice o nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo que se está estudiando.

Cuando se realiza un análisis de riesgo en forma cualitativa, únicamente se requiere información general acerca del equipo que se va a analizar. Con esta información se puede conocer de manera global la situación del mismo. Cuando se efectúa un análisis cuantitativo, se requiere información más específica y los resultados que se obtienen indican con mayor precisión el estado en que se encuentra el equipo que se analiza.

Si se han identificado daños en el equipo, es posible que se requiera efectuar algún tipo de ajuste antes de que entre nuevamente a operar, para ello, se puede emplear la norma API RP 579 (Fitness For Service), la misma que sirve para calcular las nuevas condiciones a las que un determinado elemento o equipo debe operar una vez que se ha comprobado que el

mismo ha estado bajo la acción de algún tipo de daño. En la figura 1.1 se ilustra mediante un diagrama de flujo la metodología empleada en un programa de inspección basada en riesgo una vez que ha sido identificado el sistema.

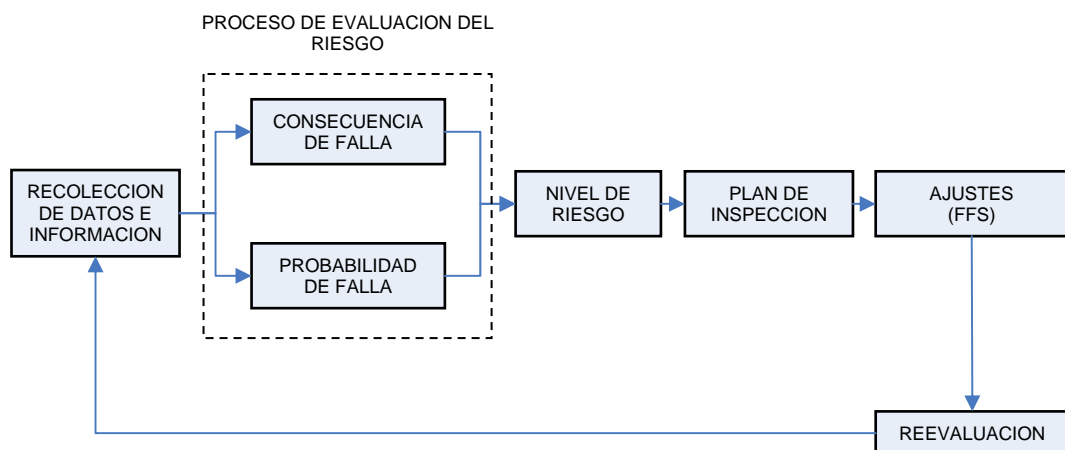


FIGURA 1.1. ESTRUCTURA DE UN PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO. (FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 580)

Si se conocen el nivel de riesgo en el que se encuentra un equipo, es posible a partir de esta información reorganizar los actuales programas de inspección y de mantenimiento con la finalidad de reducir los niveles de riesgo en los que se encuentra el mismo.

Los datos obtenidos desde la inspección, el análisis de riesgos y la posterior adaptación para puesta en servicio, son colocados

en una base de datos, la misma que es actualizada con las futuras inspecciones y cambios a los que el equipo está sometido. Los nuevos datos afectarán los cálculos de riesgos y la valoración para el futuro. El programa de inspección basada en riesgo, también incorpora una periódica auditoría de todo el sistema, de esta manera se puede mejorar la calidad del mismo.

1.2.2. Análisis cualitativo.

Este análisis proporciona información de manera general acerca del nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo al que se está analizando. Esta información se suele emplear para realizar en lo posterior un análisis cuantitativo más detallado.

Para determinar el índice de riesgo cualitativamente, en la norma API 581 se emplean tablas, las mismas que de acuerdo a la información del equipo proporcionan elementos de juicio para realizar el análisis. El proceso de recopilación de información para determinar el índice de riesgo de manera cualitativa está dividido en tres partes. La primera parte consiste en determinar la probabilidad de falla, la segunda sirve para determinar la consecuencia de daños y la tercera es empleada para determinar la categoría de consecuencia para la salud. Se

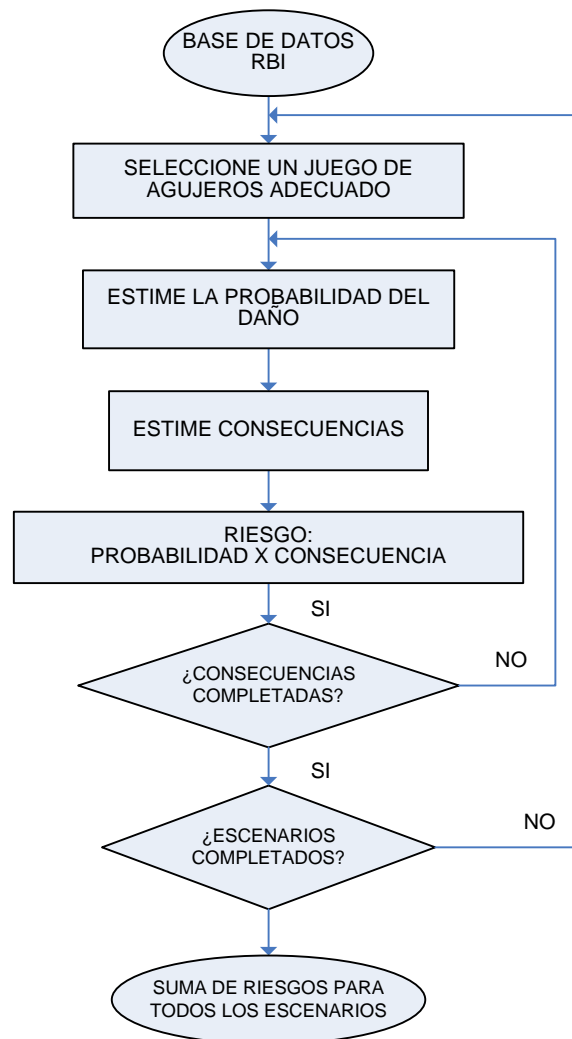
escoge la mayor de las dos consecuencias para relacionarla con la probabilidad de falla.

Relacionando la primera parte con la mayor de la segunda y tercera parte, se obtiene el nivel de riesgo del equipo que se esta estudiando. El resultado es colocado en una matriz de 5 x 5 en donde un eje está representado por la probabilidad y el otro por la consecuencia. La ubicación en esta matriz indicará el nivel de riesgo del elemento que se esta analizando.

De manera similar, existe una metodología desarrollada por la ASME para implementar programas de análisis de riesgo de manera cualitativa, en la que se categoriza al elemento que se está estudiando en base a las experiencias de fallas que se ha tenido con elementos similares. El resultado es presentado igualmente en una matriz de 5x5 indicando las categorías de probabilidad y consecuencia.

1.2.3. Análisis cuantitativo.

Para efectuar este análisis, De acuerdo a la norma API, se utiliza la metodología indicada en el diagrama de flujo que se muestra en la figura 1.2.



**FIGURA 1.2. PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS CUANTITATIVO RBI.
(FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 581)**

De acuerdo lo indicado en el diagrama, se deben seguir los siguientes pasos para determinar el índice de riesgo de cualquier elemento que se desee analizar.

1. Determinar un juego de agujeros adecuado.
2. Determinar la probabilidad de falla.

3. Determinar la consecuencia de falla.
4. Determinar el índice de riesgo.

El primer paso para determinar cuantitativamente el riesgo en un determinado elemento consiste en seleccionar un juego de agujeros adecuado. Los tamaños de estos agujeros ya se encuentran establecidos en la norma y representan los casos de pequeño, mediano, grande y ruptura. En la tabla 1.1 se indican los tamaños de agujeros empleados en el análisis cuantitativo.

TABLA 1.1

TAMAÑO DE AGUJEROS EMPLEADOS EN EL ANALISIS CUANTITATIVO

Tamaño de agujero	Rango	Valor representativo
Pequeño	0 – ¼ in	¼ in
Mediano	¼ - 2 in	1 in
Grande	2 – 6 in	4 in
Ruptura	> 6 in	El diámetro del componente, con un valor máximo de 16 in.

Debe considerarse que dependiendo del tamaño del elemento que se desea analizar, algunos tamaños de agujeros no serán utilizados. Por ejemplo, si se va a analizar tuberías, los 4

tamaños son utilizados, siempre que el diámetro de la fisura sea menor o igual al diámetro de la tubería analizada.

El siguiente paso, una vez que han sido establecidos los tamaños de agujeros adecuados es determinar la probabilidad de falla. El valor de probabilidad para diferentes elementos de un equipo y para cada tamaño de agujero está estipulado en la norma. Este valor debe ser modificado mediante la multiplicación de algunos factores, con lo que se obtiene la probabilidad de falla ajustada.

El paso que sigue es determinar la consecuencia de falla, para ello se emplea los modelos de dispersión y descarga que dependen del elemento que se está analizando. Finalmente multiplicando el valor obtenido de la probabilidad por la consecuencia, se obtiene el índice de riesgo del elemento que se está analizando.

La metodología desarrollada por la ASME para el análisis cuantitativo emplea lo que se conoce como análisis de árbol de eventos. Esta es una técnica que es utilizada para la identificación de escenarios, basándose en que las fallas ocurren como resultado de una secuencia de eventos.

1.2.4. Aptitud para el servicio.

Cuando el programa de inspección identifica fallas, éstas deben ser evaluadas empleando un adecuado análisis de ingeniería o empleando los métodos emergentes de aptitud para el servicio. Basados en este análisis, se pueden tomar decisiones para reparación, mantenimiento o para que el equipo pueda continuar en operación.

Si el caso amerita, se pueden emplear las recomendaciones que proporciona el código API RP 579. El desarrollo de estas recomendaciones obedece a la realización de cálculos en tres niveles, los mismos que se indican en el capítulo 4 de la presente tesis.

1.3. Técnicas de Inspección y formas de deterioro que se pueden encontrar.

El paso previo a la determinación de la probabilidad en un programa de inspección basada en riesgo, consiste en identificar los mecanismos o tipos de daños existentes y potenciales que pueden estar presentes en el equipo que se está analizando. La mayoría de las veces se emplean técnicas de inspección, las cuales tienen la finalidad de ayudar a identificar todos los tipos de daño que pueden estar en el equipo.

Existen diferentes técnicas de inspección, cada una con una particularidad que la hace más efectiva al momento de determinar alguna forma de daño. La efectividad de las técnicas de inspección en función al tipo de daño se observan en el Apéndice A, en donde una combinación de las técnicas genera un mejor resultado al momento de la búsqueda de defectos. Es muy importante considerar el método de inspección, ya que esto tiene mucha importancia en el análisis de riesgos.

Se debe tener en cuenta el tipo de daño al que está sometido el equipo para de esta manera poder aplicar la técnica de inspección más adecuada. De ser necesario pueden utilizarse dos o más técnicas para aumentar la efectividad de inspección. Deben considerarse todos estos aspectos para seleccionar una técnica de examinación lo suficientemente adecuada para obtener resultados más efectivos.

1.3.1. Efectividad de una técnica de inspección.

Es interesante saber que tan efectiva puede resultar una técnica para identificar algún tipo de daño que esté presente en el equipo. La Norma API 581 establece que la efectividad de la inspección es cuantificada en términos de los estados de daño.

Los estados de daño representan la condición en que se encuentra el elemento que se está analizando.

De acuerdo a esto, la efectividad de un programa de inspección puede ser cuantificada como la probabilidad de observar un estado de daño de acuerdo a una de las cinco categorías indicadas a continuación:

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

La efectividad es alta cuando los métodos de inspección están identificando anticipadamente los daños en servicio (90%). Ejemplo de una evaluación para corrosión generalizada es una inspección interna visual, con medidas de espesor ultrasónicas.

La efectividad es normal cuando los métodos de inspección identifican el daño con más tiempo de anticipación (70%). Ejemplo de una evaluación para corrosión generalizada por examinación visual parcial acompañada por medición de espesores.

La efectividad es regular cuando los métodos de inspección identifican correctamente el daño en alrededor de la mitad del tiempo de anticipación (50%). Un ejemplo de una evaluación de este tipo para corrosión generalizada es una evaluación externa utilizando mediciones de espesores puntuales.

La efectividad es mala o pobre cuando los métodos de inspección proveen poca información para identificar correctamente el verdadero estado del daño (40%). Ejemplos de este tipo de efectividad para corrosión generalizada es una evaluación para corrosión utilizando únicamente un martillo de pruebas.

Es inefectiva una inspección cuando un método de inspección no provee ningún tipo de información para identificar correctamente el estado de daño del equipo. Un ejemplo para corrosión generalizada es una evaluación empleando únicamente inspección visual interna y externa.

1.3.2. Técnicas de inspección empleadas en calderas.

Para identificar las técnicas de inspección que se suelen emplear para examinar calderas, se utilizará la norma API 573 “Inspection of Fired Boilers and Heaters”, al igual que la norma

ASME “Boiler and Pressure Vessel Code - Section V Nondestructive Examinations”. De acuerdo a esto, entre las más efectivas técnicas de inspección que se suelen realizar cuando la caldera está en mantenimiento, tenemos:

- a. Inspección Visual.
- b. Mediciones de espesor de pared.
- c. Mediciones dimensionales de los tubos.
- d. Radiografía.
- e. Pruebas boroscópicas.
- f. Pruebas de tintas penetrantes.
- g. Pruebas de partículas magnéticas.
- h. Secciones de tubos removidas para pruebas de fluencia y pruebas metalográficas.

La inspección visual o examinación visual es una técnica fundamental que ayuda a identificar efectos debido al deterioro, defectos actuales y potenciales defectos de fallas en tubos, conexiones, soldaduras, partes sueltas, etc. Las condiciones encontradas por la examinación visual son típicamente seguidas por una más detallada inspección para evaluar el grado de deterioro.

La determinación del espesor de pared en tubos y otros elementos es una parte esencial en la inspección. Por lo general ésta se realiza una vez que el equipo ya ha sido limpiado y ya se le ha realizado la inspección preliminar. De esta manera es posible identificar daños probables de corrosión, erosión, si se compara los espesores actuales con los espesores originales o con los espesores medidos en inspecciones anteriores.

Cuando se sospecha que ha habido algún sobrecalentamiento o cuando existe la evidencia de que hay algún mecanismo de deterioro que ha ocasionado deformación o cambio en las dimensiones de los tubos, se hace necesario un análisis dimensional. Básicamente este tipo de inspección consiste en identificar las áreas de mayor daño, áreas en donde existan ampollas, o deformaciones y determinar cuanto se ha deformado para evaluar posteriormente.

Por lo general, las radiográficas suelen efectuarse en zonas en las que los tubos han sido soldados con la finalidad de determinar porosidades en la soldadura, u otro tipo de daños típico que no es posible inspeccionar externamente. También la

radiografía es ampliamente utilizada para verificar la presencia de fisuras en domos.

Fibra óptica o boroscopios son de uso limitado pero son satisfactoriamente empleados para visualizar internamente tubos y para inspeccionar su interior. De esta manera es posible determinar si es que existen depósitos o si es que hay algún efecto de corrosión que pueda estar presente en la zona interna de los tubos de cualquier parte que se desee analizar.

La prueba de tintas penetrantes es la técnica de inspección que más se utiliza para determinar zonas o lugares en los que se evidencie la presencia de fisuras o también para determinar si es que hay poros cuando se ha realizado alguna soldadura. Dependiendo de la experiencia del inspector, una o más pruebas pueden realizarse.

Para identificar fisuras, la técnica de partículas magnéticas también puede ser empleada. Por lo general las zonas que se inspeccionarán mediante este procedimiento son zonas en las que existe la sospecha de presencia de fisuras u otro tipo de daño interno no visible a simple vista.

Cuando una zona en particular de la caldera ha experimentado algún tipo de daño severo, tal como sobrecalentamiento, se suele remover secciones de tubos con la finalidad de analizar cambios en la microestructura interna o algún tipo de cambio dimensional. Estas secciones pueden ser de 1ft (30 cm.) o más dependiendo de lo que se desee analizar.

1.3.3. Identificación de mecanismos de deterioramiento y modos de falla.

Identificar el apropiado mecanismo de deterioramiento, susceptibilidad y modos de falla para todos los elementos del equipo que se esta analizando, es esencial para la calidad y la efectividad de la evaluación basada en riesgo. Se debe consultar a un metalurgista o a un especialista en corrosión para definir los tipos de mecanismos de deterioramiento que existen en el equipo y potenciales modos de falla. El modo de falla es una clave importante para determinar la probabilidad y consecuencia de falla.

El término mecanismos de deterioramiento se utiliza para definir al tipo de daño al que esta sometido el elemento que se esta estudiando. Entender la operación del equipo y la interacción con el ambiente en el que se encuentra, es la clave para

identificar el mecanismo de deterioramiento. Típicos daños observados son:

- a. Daños por corrosión generalizada interna y externa.
- b. Daños por corrosión bajo esfuerzo.
- c. Daños metalúrgicos y debidos al ambiente.
- d. Daños mecánicos.

1.4. Tipos de falla comunes en calderas acuatubulares.

Se puede definir a una caldera como un recipiente presurizado al cual se le suministra calor con la finalidad de generar vapor, este vapor a su vez puede ser empleado en cualquier aplicación o proceso.

Una caldera está sujeta a una variedad de fallas que envuelven uno o más mecanismos severos. Los más comunes tipos de estos mecanismos son la corrosión, la cual incluye también a la erosión; los procesos mecánico ambientales, incluyendo a la corrosión bajo esfuerzo y daños por hidrógeno; fracturas, incluyendo fractura por fatiga, fractura por fatiga térmica y ruptura por esfuerzos; y distorsión, especialmente la distorsión que envuelve los efectos de la fluencia lenta o creep.

La mayoría de las fallas en generadores de vapor ocurren en los componentes presurizados, que son los tubos y domos que constituyen una buena porción del sistema de generación de vapor.

1.4.1. Fallas en tubos y domos.

Los tubos de las calderas pueden experimentar distintas formas de falla, típicamente estos daños pueden ser atribuidos a mecanismos de deterioro tanto internos como externos.

Los daños internos están directamente influenciados por los depósitos debidos al agua que es empleada en la generación del vapor. Debido a que los depósitos tienen una baja conductividad térmica con respecto a la del tubo, lo cual tiene como efecto un incremento en la temperatura del metal y la consecuente falla. En los tubos sobrecalentadores, un incremento de la temperatura puede causar una falla por fluencia lenta prematura, causar fallas en la soldadura y acelerar la corrosión y la oxidación. En las paredes del horno, los depósitos causan daños por la presencia del hidrógeno.

Los daños externos tienen que ver con la las formas de transferencia de calor del fuego hacia el agua en el interior de los tubos. Un desbalance en el flujo de calor provoca una

ruptura súbita de los tubos. Esta es una falla muy seria, porque en los generadores de vapor puede causar un inmediato aumento en la erosión de tubos adyacentes y provocar escapes de vapor en los lados de las paredes del horno, el sobrecalentamiento de otros tubos puede causar la pérdida de la circulación en la caldera y dañar otros componentes del sistema, lo que resulta en una pérdida del fluido de trabajo.

En La tabla 1.2 se indica los mecanismos de deterioro más comunes que suelen presentarse en los tubos de calderas acuatubulares y seguidamente se describen cada uno de ellos.

TABLA 1.2

MECANISMOS DE FALLA COMUNES EN CALDERAS ACUATUBULARES

Ubicación	Mecanismo de falla
Fallas por corrosión interna (lado agua)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión cáustica. • Daños por hidrógeno. • Corrosión por oxígeno. • Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.
Fallas por corrosión externa (lado fuego)	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión por ceniza del combustible. • Corrosión en el punto de rocío durante los períodos de inactividad.
Fallas por fluencia lenta (creep) y ruptura por tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecalentamiento de larga duración. • Sobrecalentamiento de corta duración.

Fallas por corrosión interna (lado agua)

La corrosión de tubos y domos es bastante dependiente del agua y los químicos aplicados a ésta dentro de la caldera. Algunos de los más comunes tipos de corrosión del lado de agua incluyen corrosión cáustica, daños por hidrógeno, picaduras por oxígeno o corrosión localizada y corrosión por tensión. Un importante factor en el grado de corrosión del lado de agua es la cantidad de producto de corrosión depositado. Los depósitos disminuyen la transferencia de calor y consecuentemente el sobrecalentamiento local, el cual causa una concentración de contaminantes y corrosivos. Dependiendo de cuales contaminantes están presentes en el agua de alimentación durante un período de desequilibrio químico, diferentes localizaciones de depósitos, velocidad, y efectos pueden ser experimentados.

La corrosión cáustica se produce como consecuencia de un depósito de los productos corrosivos del agua de alimentación en los que el hidróxido de sodio puede concentrarse hasta elevados niveles de pH. Si se tiene muy elevados niveles de pH, la capa de óxido que a menudo actúa como capa protectora se vuelve soluble ocasionando una corrosión rápida. Si el espesor del depósito es suficientemente grande como para

concentrar localmente los depósitos se puede dar una corrosión severa lo que origina la formación de acanaladuras como se indica en la figura 1.3.

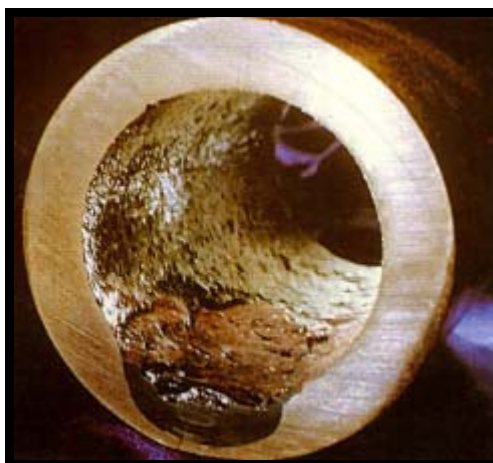


FIGURA 1.3. PENETRACION CAUSTICA PROFUNDA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Si la caldera es operada con agua que tiene bajo pH se pueden dar daños por hidrógeno. Cualquier factor que ocasione que el pH del agua sea menor a 7 puede causar este tipo de daño. El daño por hidrógeno es resultado directo de las reacciones electroquímicas de corrosión en las que se libera hidrógeno en forma atómica el cual se puede reaccionar con los carburos de hierro en las fronteras de los granos para producir metano. Al no poder difundirse ni el hidrógeno ni el metano por el acero, estos gases se acumulan en las fronteras de los granos. Llegará un momento en el que las presiones internas ocasionan

la separación del metal en las fronteras. La figura 1.4 ilustra este tipo de daño.

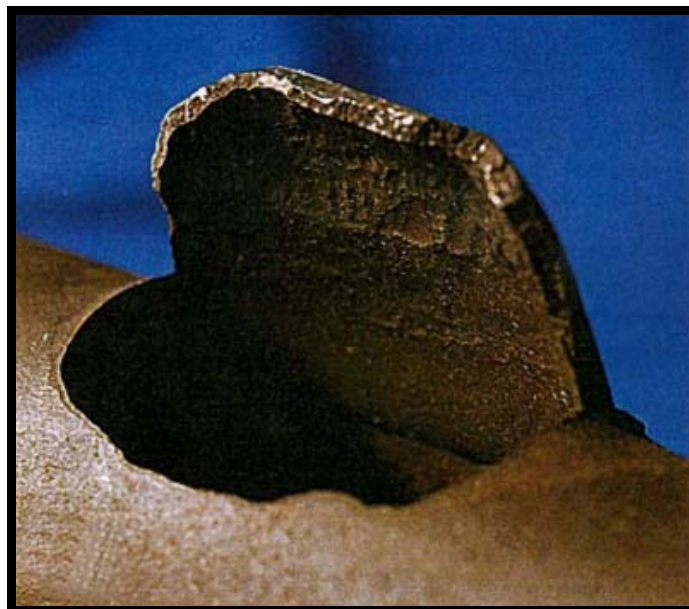


FIGURA 1.4. ESTALLIDO DE PARED GRUESA RESULTANTE DEL DAÑO POR HIDROGENO. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

A menudo los tubos también pueden fallar por corrosión debido a picaduras localizadas como resultado del ataque debido al oxígeno sobre el lado interno de los tubos de la caldera. Esto suele darse como consecuencia de un inadecuado control de oxígeno del agua de alimentación de las calderas. Aun que no es común en calderas en operación, el ataque por oxígeno es un problema que se encuentra muchas veces en las calderas en periodos de inactividad. Todo el sistema en si es susceptible,

pero el sitio más común de ataque son los tubos del sobrecalentador. La Figura 1.5 indica un tubo de caldera con indicios de corrosión debido a picaduras por acción del oxígeno.



FIGURA 1.5. PICADURAS DEBIDO AL OXIGENO EN UN TUBO DE SOBRECALENTADOR. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

La corrosión bajo esfuerzo se da cuando interactúan un metal con un esfuerzo de tensión y un corrosivo específico al cual es sensible el metal. Los esfuerzos de tensión típicamente son atribuidos a la presión interna aunque también hay residuales como los inducidos por la soldadura. Para este fenómeno no es necesario el ataque intensivo del metal, la combinación de hidróxido de sodio concentrado, algo de sílice soluble y esfuerzos de tensión hará que se formen grietas intergranulares

continuas en el acero al carbono. Conforme avanzan las grietas, se sobrepasa la resistencia mecánica del metal intacto restante y se tendrá una fractura frágil de pared gruesa. En la figura 1.6 se ilustra este tipo de daño.



FIGURA 1.6. ASPECTO DE LA GRIETA POR CORROSIÓN BAJO ESFUERZO SOBRE LA SUPERFICIE EXTERNA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Fallas por corrosión externa (lado fuego).

Los constituyentes del combustible y las temperaturas del metal son factores importantes en el aumento de la corrosión en el lado de fuego. La corrosión en el lado de fuego puede ser clasificada como cualquier ataque a baja temperatura o a alta temperatura generado por la mezcla entre la ceniza y el combustible.

Este tipo de corrosión puede ocurrir en sitios como el lugar en donde fluyen los gases de combustión en el economizador y en los tubos precalentadores de aire. La severidad de esta corrosión depende directamente de la cantidad de los óxidos de azufre o ácidos en el quemador de combustible y de la temperatura de los gases de combustión en el medio en el que están siendo quemados.

Cuando los óxidos de azufre están presentes en los gases de combustión, la corrosión tiende a ser severa si los gases bajan la temperatura de condensación. La temperatura del gas en los economizadores y precalentadores debe mantenerse arriba de 325° F (163° C) para prevenir condensación de líquido corrosivo. La corrosión por ceniza del combustible es un fenómeno en fase líquida y a elevada temperatura que por lo general ocurre en donde las temperaturas del metal se encuentran en el rango de 1100 a 1500°F (593 a 816°C).

En la figura 1.7 se indica el daño a un tubo debido a la corrosión por ceniza del combustible.



FIGURA 1.7. ADELGAZAMIENTO DE LA PARED DEBIDO A LA CORROSIÓN POR CENIZA DEL COMBUSTOLEO. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Cuando la caldera se encuentra inactiva, se puede generar corrosión en el punto de rocío debido a que algunas zonas se cubren con depósitos sulfurosos formadores de ácidos. Conforme se enfría la caldera, la temperatura de su superficie externa puede caer por debajo del punto de rocío, permitiendo que se forme humedad sobre las superficies de los tubos. La humedad en combinación con los depósitos sulfurosos puede formar un electrolito de bajo pH que puede generar elevadas razones de corrosión. En la figura 1.8 se ilustra un tubo que ha sido corroído por la acción directa de la ceniza, la cual ha llegado a su punto de rocío.



FIGURA 1.8. DAÑO PRODUCIDO POR ACCIÓN DIRECTA DE LA HUMEDAD EN COMBINACIÓN CON LOS DEPÓSITOS SULFUROSOS. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

Fallas por fluencia lenta y ruptura por tensión.

Una de las más serias causas de deterioramiento en las calderas es el sobrecalentamiento de los tubos. El sobrecalentamiento en los tubos y en otras partes sometidas a presión puede resultar en oxidación, corrosión acelerada o ruptura debida a tensión. Si bien el sobrecalentamiento puede ocurrir durante la normal operación de la caldera, más a menudo resulta de las operaciones anormales de la misma, incluyendo perdida de flujo refrigerante o excesiva temperatura de los gases de combustión de la caldera. Estas condiciones anormales pueden ser causa de la inherente falta de circulación o circulación obstruida como resultado del taponamiento de los

espacios entre los tubos por la presencia de lodo o partículas escamosas.

Un aumento en la flama o desigual alimentación del fuego en los quemadores puede causar un choque de la flama con los tubos, con el consecuente sobrecalentamiento y la consecuente falla del tubo. Los resultados pueden ser oxidación del metal, deformación de las partes sometidas a presión, y ruptura de las partes, permitiendo escapar al vapor y al agua.

Cuando la temperatura del metal sobrepasa los límites de diseño durante días, semanas, meses o más tiempo se tiene un sobrecalentamiento de larga duración. Este tipo de daño es la causa de más fallas en calderas que cualquier otro mecanismo.

Dado que el acero pierde mucha resistencia mecánica a temperaturas elevadas, las probabilidades de una rotura causada por la presión interna normal aumentan a medida que se eleva la temperatura.

En la figura 1.9 se ilustra un daño típico producido por la acción del sobrecalentamiento.



FIGURA 1.9. COMBAS MÚLTIPLES Y BRUSCAS SOBRE LA CARA CALIENTE DE UN TUBO DE PANTALLA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

De manera similar, el sobrecalentamiento de corta duración ocurre cuando la temperatura del tubo se eleva por encima de los límites de diseño durante un breve periodo. En todos los casos, las temperaturas del metal son al menos de 850°F (454°C) y, muchas veces, sobrepasan los 1350°F (730°C). Dependiendo de la temperatura, la falla puede ocurrir en un tiempo muy corto. La falla suele ser causada por un trastorno en la operación de la caldera. Las condiciones que conducen a un sobrecalentamiento de corta duración son el taponamiento parcial o total del tubo y el flujo insuficiente de refrigerante, debido a condiciones alteradas o una entrada excesiva de calor del lado del hogar, o ambas cosas. La figura 1.10 Indica la falla asociada al sobrecalentamiento de corta duración.



FIGURA 1.10. SOBRECIENTAMIENTO DE CORTA DURACION EN EL QUE SE TUVO COMBADURA ANTES QUE LA ROTURA. (FUENTE: GUIA NALCO PARA EL ANALISIS DE FALLA EN CALDERAS)

1.4.2. Fallas en otros componentes.

Las partes de la caldera que no están sometidas a presión, incluyendo los revestimientos de los quemadores, estructuras y recubrimientos, también pueden resultar con daños como consecuencia del sobrecalentamiento. Generalmente, el sobrecalentamiento es causado por impropias condiciones de operación o puede ser resultado del deterioramiento de las partes que protegen a la caldera. Por ejemplo, si el revestimiento refractario del hogar se deteriora, ya sea por desgaste normal o por cualquier otro tipo de daño mecánico, no va a proteger eficientemente los tubos y el recubrimiento

estructural, de esta manera tales partes pueden empezar a deteriorarse rápidamente.

Los daños que suelen presentarse en el recubrimiento externo del equipo, principalmente son atribuidos a agentes corrosivos que resultan de la ignición de combustible que contienen azufre o vanadio. Los daños atribuidos al azufre ocurren cuando existe algún tipo de fuga de gases de combustión como resultado del deterioramiento del refractario o del recubrimiento aislante o si el equipo es operado a una presión positiva.

Los daños que suelen darse en el ducto de aire son menores en relación a los del ducto de gases, sin embargo, no dejan de ser considerables. En el ducto de gases la erosión de las paredes metálicas debido a la condensación de los gases y también a la presencia de sulfuros en el combustible, los cuales forman ácidos y estos reducen el espesor de la pared metálica. Similares daños pueden presentarse en el ducto de aire de haber algún tipo de fuga.

Adicionalmente, las juntas de expansión, empleadas para conectar varios tramos de los ductos, también pueden deteriorarse por acción directa de la humedad o la

condensación de gases. Las vibraciones pueden ocasionar que se produzcan fisuras en las juntas.

En las zonas en que existe una alta actividad sísmica, los temblores o terremotos pueden causar severos daños a las cimentaciones. Las vibraciones atribuidas a vientos moderados, inestabilidad de los quemadores, y alto flujo de gas de combustión puede ocasionar daños considerables en las cimentaciones y varias partes del equipo.

1.5. Probabilidad y consecuencia para un programa de inspección basada en riesgo.

Una vez que han sido identificados todos los mecanismos involucrados en los daños potenciales directos del equipo se procede a determinar la probabilidad y posteriormente la consecuencia de falla. Con estos valores obtenidos se puede obtener el riesgo relacionando la probabilidad con la consecuencia.

Dependiendo del nivel de evaluación que se desee obtener, la norma proporciona diferentes formas de determinar los valores tanto de probabilidad como de consecuencia. Así, en un análisis cualitativo, estos valores son obtenidos mediante la calificación que se da en base a la información del equipo, mientras que en un análisis

cuantitativo se hace necesario el empleo de fórmulas que sirven en algunos casos para calcular tanto los valores de probabilidad como de consecuencia.

1.5.1. Probabilidad de falla.

El análisis de probabilidad en un programa de inspección basada en riesgo es utilizado para estimar la probabilidad de una específica adversa consecuencia que puede ocurrir debido a alguno de los mecanismos de deterioramiento. La determinación de la probabilidad puede variar en función del tipo de análisis que se desea realizar.

Si lo que se desea es realizar un análisis cualitativo, se requerirá de información general sobre posibles mecanismos de deterioro, tipo de programa de inspección, condiciones de trabajo, condiciones de proceso y datos de diseño. Todos estos factores son colocados en una tabla de evaluación y el resultado final genera un rango de probabilidad de 1 hasta 5, donde 1 representa un nivel de probabilidad bajo y 5 representa un nivel de probabilidad alto.

La ASME, en su publicación CRTD Vol. 41 “Risk-Based Methods for Equipment Life Management”, proporciona los

criterios que se indican en la tabla 1.3 para determinar la categoría de probabilidad.

TABLA 1.3

DEFINICIONES PARA ESTIMAR LA PROBABILIDAD DE FALLA EN UN ANÁLISIS CUALITATIVO DE ACUERDO A LA NORMA ASME

Clasificación	Definición
Posible	
Muy Alta	Un evento que se espera que ocurra más de una vez durante el tiempo de vida del componente.
Alta	Un evento que se espera que ocurra una vez durante el tiempo de vida del componente.
Media	Un evento que no se espera que ocurra durante la vida del componente, sin embargo, cuando se integran todos los componentes, se tiene bastante posibilidad de que ocurra.
Baja	Un evento que raramente puede ocurrir.
Muy Baja	Un evento que tiene una extremada baja probabilidad de falla y puede ser considerado como increíble.

Si se desea realizar un análisis cuantitativo, éste obedece a la ecuación 1.1.

$$Frecuencia_{ajustada} = Frecuencia_{genérica} \times F_E \times F_M \quad (ec.1.1)$$

En donde:

Frecuencia_{ajustada}: Frecuencia de falla ajustada.

Frecuencia_{genérica}: Frecuencia genérica de falla.

F_E : Factor de Modificación de Equipo

F_M : Factor de evaluación del sistema de administración de la compañía.

Los valores de la frecuencia genérica, se determina a partir de los registros de la compañía o de compañías similares, las fuentes bibliográficas o bases de datos comerciales. Estos valores representan a una industria en general. Esta frecuencia es desarrollada a partir de una distribución Log-normal con una razón de error de 3 a 10. Los valores correspondientes a esta frecuencia varían dependiendo del elemento al que se este analizando.

Los valores correspondientes al factor de equipo F_E , se desarrollan para cada componente en estudio y están basados en el medio específico en el que se encuentran operando los componentes. Estos valores se relacionan con las condiciones de operación, mantenimiento así como también las condiciones ambientales, de acuerdo a los siguientes subfactores:

1. Subfactor de módulo técnico.
2. Subfactor universal.
3. Subfactor mecánico.

4. Subfactor de proceso.

A su vez, cada subfactor está compuesto por diferentes factores que sirven para determinar el valor correspondiente al factor de modificación de equipo. El valor total correspondiente al factor de modificación de equipo resulta de la suma de todos los subfactores.

El valor de esta suma puede ser positiva o negativa y normalmente está en el rango de -10 y +20, aunque al inicio del programa, el factor puede ser muy alto cuando una pieza del equipo tiene una alta tasa de daño y una relativa inefectiva historia de inspección.

El final valor numérico es convertido de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si la suma de los valores numéricos es menor a -1, el factor de modificación de equipo es el valor absoluto del valor numérico.
- Si la suma de los valores numéricos está entre -1 y +1, el factor de modificación de equipo es 1.
- Si la suma de los valores numéricos es mayor que +1 el factor de modificación de equipo es igual a la suma.

Al asignar valores numéricos se indica en que cantidad se esta desviando la frecuencia de falla con respecto a la genérica. Los factores que conforman cada subfactor se detallan a continuación:

- **Subfactor de módulo técnico.**- Depende de la tasa de daño y de la efectividad de un programa de inspección. La norma API 581 proporciona en su apéndice 8 módulos técnicos que son empleados para determinar el correspondiente valor para distintos mecanismos de daño y que se describen en el capítulo 3.
- **Subfactor Universal.**- Depende de la condición en que se encuentre la planta, las condiciones ambientales de operación, así como también la actividad sísmica de la región.

En la tabla 1.4 se muestran los valores que se consideran en el subfactor universal.

TABLA 1.4
VALORES CONSIDERADOS EN EL SUBFACTOR UNIVERSAL

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

- **Subfactor Mecánico.**- Depende de los siguientes factores:
Complejidad del equipo, código de construcción, ciclo de vida, factores de seguridad y monitoreo de vibraciones.

La frecuencia genérica de falla no diferencia ni la forma ni el tamaño de los recipientes a presión, sin embargo, una forma de determinar la complejidad de los diferentes recipientes a presión es de acuerdo al número de inyectores. La norma indica que todos los inyectores de 2 o más pulgadas deben

considerarse aunque cuando estos no estén en servicio. Los valores numéricos de acuerdo a la complejidad del recipiente se dan en la tabla 1.5.

TABLA 1. 5
VALORES NUMÉRICOS PARA RECIPIENTES CON NÚMERO DE
INYECTORES

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

La complejidad del sistema contiene también un estudio para los sistemas de tuberías a través de los números de conexiones, puntos de inyección, ramificaciones y los distintos números de válvulas que pueden estar presentes.

Para ello se indica la utilización de la siguiente fórmula:

$$FC = (C \times 10) + (I \times 20) + (RM \times 3) + (V \times 5) \quad (\text{ec.1.2})$$

En donde:

FC: Factor de complejidad.

C: El número de conexiones.

I: El número de puntos de inyección.

RM: El número de ramificaciones.

V: El número de válvulas.

En el caso de que se desee analizar tuberías, la frecuencia genérica de falla es expresada por unidad de longitud, por lo que en este caso, el factor de complejidad es dividido para la longitud de la tubería expresada en pies. Este valor se encuentra en la tabla 1.6.

TABLA 1.6

FACTORES DE COMPLEJIDAD

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

El siguiente factor dentro del subfactor mecánico, trata acerca de los códigos o normas con los que ha sido construido el equipo que se está analizando. La norma proporciona valores numéricos para calificar al equipo, estos valores se muestran en la tabla 1.7

TABLA 1.7
VALORES NUMÉRICOS DE ACUERDO A LA UTILIZACIÓN DE NORMAS

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

El subfactor mecánico también considera dentro de sus factores, el ciclo de vida del componente que se está analizando. Este valor es asignado a través del porcentaje del tiempo en servicio con respecto a la vida de diseño del elemento.

En la tabla 1.8 se indican los valores para cuantificar este factor.

TABLA 1.8
VALORES PARA EL CICLO DE VIDA

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

La temperatura y presión de operación sirven para determinar los factores de seguridad que son considerados en el análisis de riesgo. De acuerdo a esto, si los equipos están operando por arriba de la presión de diseño, la probabilidad aumenta, mientras que si lo están haciendo por debajo, la probabilidad disminuye.

Al igual que la presión, la temperatura también juega un papel importante, por ejemplo si el elemento está trabajando por encima de la temperatura de diseño, el tubo puede fallar por fluencia, y por el contrario si esta trabajando demasiado abajo, puede fallar por fragilización.

La asignación numérica se observa en la tabla 1.9.

TABLA 1. 9
VALORES CONSIDERADOS EN EL FACTOR DE SEGURIDAD

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

El último factor a considerar dentro del subfactor mecánico es el factor debido a las vibraciones en el caso de que se tengan bombas o cualquier otro equipo rotatorio. Este factor califica si es que al equipo se le ha realizado algún tipo de monitoreo finalidad de detectar daños prematuros. En la tabla 1.10 se indican estos valores.

TABLA 1.10
VALORES NUMÉRICOS PARA EL MONITOREO DE VIBRACIONES

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

El subfactor mecánico de un elemento, se obtiene sumando los distintos valores de todos los factores que lo integran.

- **Subfactor de proceso.-** Este subfactor analiza las condiciones del proceso por medio del análisis de la continuidad, estabilidad y operación de las válvulas de alivio. En cuanto a la estabilidad, analiza las reparaciones que ha tenido el equipo. Estos valores se dan en la tabla 1.11.

TABLA 1. 11

REPARACIONES PLANIFICADAS Y NO PLANIFICADAS

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

El factor de estabilidad pretende cuantificar que tan constante es el proceso, es decir con que frecuencia el mismo se desvía de las condiciones normales de operación y requiere la intervención del personal de la planta.

Los valores para cuantificar el rango de estabilidad se dan en la tabla 1.12.

TABLA 1. 12
VALORES NUMERICOS PARA EL RANGO DE ESTABILIDAD

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

Se considera también calificar el estado de las válvulas de alivio, ya que su inadecuado funcionamiento aumenta la probabilidad de falla. Los valores se dan en la tabla 1.13

TABLA 1. 13
VALORES NUMERICOS PARA LAS VALVULAS DE ALIVIO

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

El último factor utilizado para ajustar el valor de la probabilidad de falla genérica es el factor de sistema de administración de la compañía F_M , el mismo que modifica a la frecuencia genérica de falla y es cuantificado por medio de 102 preguntas que se encuentran en el apéndice de la norma API 581 y se detallan en (9). El porcentaje del puntaje obtenido en relación al total es utilizado en la figura 1.11 para obtener el factor.

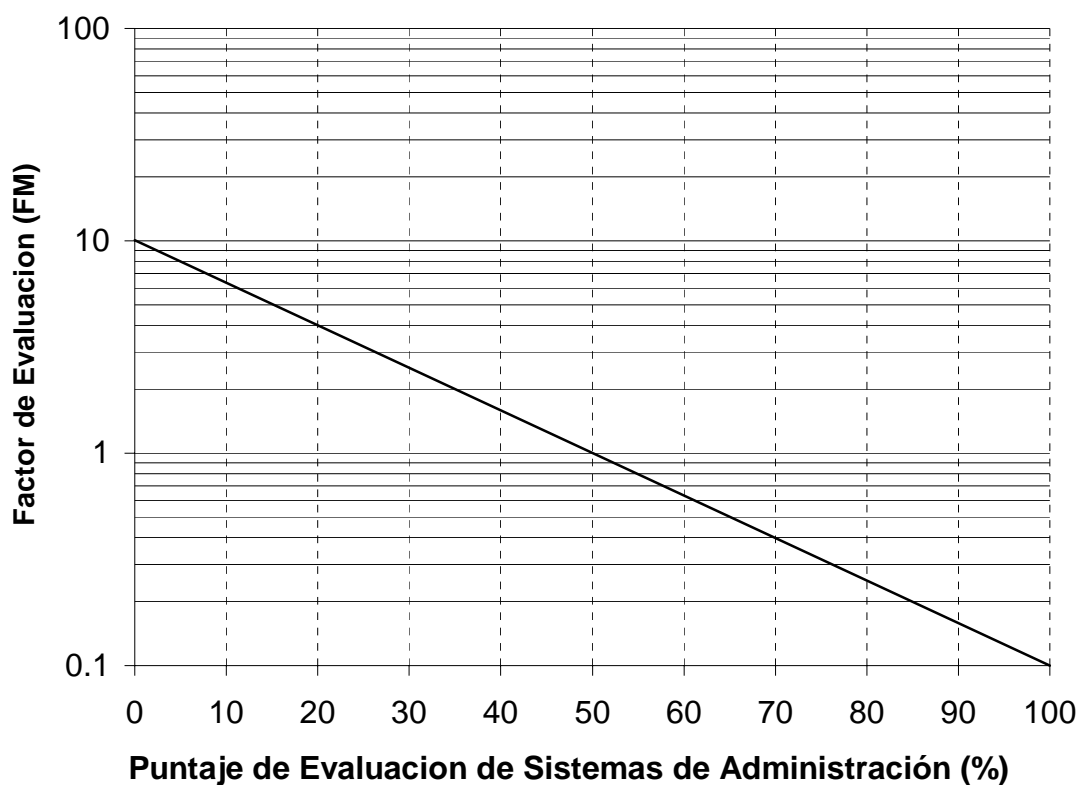


FIGURA 1.11. GRAFICO PARA OBTENER EL FACTOR DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE ADMINISTRACION (FUENTE: API RP 581)

1.5.2. Consecuencia de falla.

Para determinar las consecuencias, se deben tomar en cuenta otros factores tales como las propiedades físicas, condiciones tóxicas o inflamables, duración y acciones de mitigación. Adicionalmente se involucran efectos que pueden afectar al personal o equipos anexos al elemento de estudio.

Al igual que en el cálculo de la probabilidad, en el estudio de la consecuencia existen dos tipos de análisis el análisis cualitativo y el análisis cuantitativo. Para el análisis cualitativo, se obtienen diferentes categorías de consecuencias, las mismas que son valoradas con la letra "A" (nivel alto) hasta la letra "E" (nivel bajo). Estos valores son obtenidos tomando en cuenta diferentes factores del proceso en donde se analiza inflamabilidad, reactividad y toxicidad del fluido de trabajo.

Similarmente, la ASME proporciona los criterios que se dan en la tabla 1.14 para determinar las categorías de consecuencias:

TABLA 1.14

**DEFINICIONES PARA ESTIMAR LA SEVERIDAD DE CONSECUENCIA EN
UN ANALISIS CUALITATIVO DE ACUERDO A LA NORMA ASME**

Clasificación Posible	Definición
Muy Alta	Causas de falla que signifiquen dejar fuera de servicio al equipo y significativas pérdidas o significativa mitigación.
Alta	Causas de falla que ocasionan indefinidas paradas, significativas pérdidas y significativa mitigación.
Media	Causas de falla que ocasionen extendidos paros no programados y significativo costos de falla del componente
Baja	Las reparaciones pueden ser diferidas a paros programados y algunos costos de falla del componente pueden darse.
Muy Baja	Insignificantes efectos en la operación.

En el análisis cuantitativo, el cálculo de las consecuencias, esta determinado por el daño que puede ocasionar el fluido de trabajo. Este valor esta directamente influenciado por el tipo de fluido en el proceso, el estado del fluido dentro del equipo, las propiedades importantes del fluido, las variables de operación en el proceso, la cantidad de masa que puede ser expulsada en caso de fugas, los modos de falla y el estado del fluido después de su emisión en condiciones ambientales.

En cuanto a las unidades empleadas en el cálculo de la consecuencia dentro del análisis cuantitativo, se debe

considerar primeramente la naturaleza del peligro existente alrededor de los componentes analizados. Dentro de este contexto, el área afectada, es decir el área que se vería involucrada en el supuesto caso de que ocurriera una falla, es una unidad que suele emplearse. Esto va a depender directamente de las características del fluido que se está analizando. Otra unidad empleada dentro del análisis cuantitativo es el costo. El costo con respecto la pérdida de producción, pérdida de producto, reparación de equipos, pérdidas de negocios, pérdidas de mercado y compensaciones.

El primer paso en la determinación de la consecuencia consiste en determinar el fluido representativo y las propiedades del mismo. La norma dispone de una serie de fluidos que pueden modelarse dentro de un programa de inspección basada en riesgo, sin embargo para el presente estudio se empleará vapor, el cual es el fluido de trabajo en la caldera. Las propiedades del vapor se dan en la tabla 1.15

TABLA 1.15

PROPIEDADES DEL FLUIDO REPRESENTATIVO

Fluido	Peso Molecular	Densidad Lb/ft ³	Punto de Ebullición °F	Estado en el ambiente
Agua	18	62,3	212	Gas
Vapor	18	62,3	212	Gas

El siguiente paso es determinar la cantidad de fluido que puede dispersarse. La norma establece las cantidades que pueden estar presentes y que se dan en la tabla 1.16 (estos valores están limitados hasta una falla máxima para un agujero de 8 in en el caso de ruptura).

Si se dispone de los niveles reales de trabajo, es importante que los mismos sean tomados en cuenta.

TABLA 1.16

CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE LÍQUIDO EN LOS COMPONENTES

Elemento	Porcentaje de volumen
Acumuladores y Domos	50% líquido
Hornos	50% líquido, 50% vapor en tubos
Tuberías	100% completa

Seleccionado el fluido representativo, el siguiente paso consiste en determinar la potencial tasa de descarga. Las características de dispersión del fluido después de la emisión son dependientes de la fase con respecto al medio ambiente. En la tabla 1.17 se da una guía para determinar la fase final del fluido.

TABLA 1.17

GUIA PARA DETERMINAR LA FASE DE UN FLUIDO

Fase en Condiciones de Operación	Fase en Condiciones Ambientales	Fase final para el cálculo de consecuencias
Gas	Gas	Gas
Gas	Líquido	Gas

Para gases, se debe determinar primeramente la presión de transición, la cual obedece a la ecuación 1.3:

$$P_{\text{trans}} = P_a \left(\frac{K + 1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (\text{ec.1.3})$$

En donde:

P_{trans}: Presión de transición en psia.

P_a: Presión atmosférica en psia.

K: Relación entre el calor específico a presión constante (C_p en Btu/lb.mol.°F) y el calor específico a volumen constante (C_v en Btu/lb.mol.°F).

Para los casos en los que la presión del equipo es más grande que el valor de P_{trans} , se debe utilizar la ecuación 1.4 para tasa de descarga sónica y para casos donde la presión es menor o igual que P_{trans} , se debe utilizar la ecuación 1.5 para tasa de descarga subsónica.

$$W_{gs} = C_d A P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (\text{ec.1.4})$$

$$W_{gss} = C_d A P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K-1}\right) \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{2}{K}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \quad (\text{ec.1.5})$$

En donde:

W_g : Tasa de descarga sónica o subsónica.

C_d : Coeficiente de descarga. (para gas, $C_d = 0,85$ a 1)

A: Área de muestra en in^2 .

P: Presión de operación en psia.

P_a : Presión atmosférica en psia,

K: constante (C_p/C_v).

M: Peso molecular en lb/lb-mol

R: Constante de los gases (10,73 ft³-psia/lb-mol°R),

T: Temperatura de operación (°R).

Una vez establecida la tasa de descarga, el siguiente paso consiste en determinar el tipo al que pertenece. Existen dos tipos de acuerdo a la norma: Instantánea y Continua. Una descarga instantánea, es aquella que ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa en forma de nube o charco. Una descarga continua ocurre durante un largo período de tiempo permitiendo que el fluido se disperse en forma de una alargada elipse. Es importante que el analista aplique su juicio en base a la tasa de descarga encontrada, para determinar el tipo de descarga más apropiado.

Para determinar si una tasa de descarga es de tipo instantánea o continua, se debe determinar la cantidad de fluido que puede dispersarse en 3 minutos. Si la cantidad dispersada en los 3 minutos es mayor a 10000 lb, se considera como instantánea, en caso contrario se la considera como continua. Para agujeros de ¼" la norma directamente considera como descarga de tipo continua.

El siguiente paso en el cálculo de las consecuencias consiste en determinar el área afectada, entiéndase por área afectada la cantidad de superficie que puede experimentar un efecto (radiación térmica, sobre presión, explosión, deformación, etc.).

Para determinar una ecuación para el área afectada por una emisión continua de vapor (cuatro casos de dispersión 0,25in, 1in, 4in, y 16in) que fueron analizados para distintos sistemas de presión, un gráfico de la tasa de dispersión vs el área afectada tomando en cuenta un 20% de concentración para fugas en sistemas de vapor, produce la ecuación 1.6:

$$A = 0.6X \quad (\text{ec.1.6})$$

En donde:

A: Área afectada en ft²

X: Tasa de descarga en lb/sec.

De igual manera para casos instantáneos, cuatro masas de vapor fueron modelados (10 lb, 100 lb, 1.000 lb, y 10.000lb) y la relación encontrada entre masa y área a un 20% de concentración fue encontrada como:

$$A = 63.317X^{0.6384} \quad (\text{ec.1.7})$$

En donde:

A: Área afectada en ft^2

X: Masa total dispersada en lb.

1.6. Determinación Del Riesgo.

Como se mencionó anteriormente, el riesgo asociado a un elemento se obtiene a partir del producto de la probabilidad y la consecuencia de falla. Al igual que la probabilidad y la consecuencia, existen niveles cualitativos y cuantitativos del análisis del riesgo.

En el nivel cualitativo, el riesgo es obtenido a partir de la información generada mediante el desarrollo de las tablas tanto para la determinación de la categoría de probabilidad así como también la categoría de consecuencia. El resultado se presenta en una matriz de 5 X 5 en la que el eje de las abscisas representa la categoría de probabilidad y el eje de las ordenadas la categoría de consecuencia.

La norma API ha categorizado los niveles de probabilidad y consecuencia como 1 para el más bajo y 5 para el más alto, mientras que la norma ASME ha categorizado los niveles como muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto. En ambas matrices el riesgo crece diagonalmente desde la izquierda hasta la parte superior derecha.

En las figuras 1.12 y 1.13 se muestran las matrices de riesgo sugeridas por la API y por la ASME.

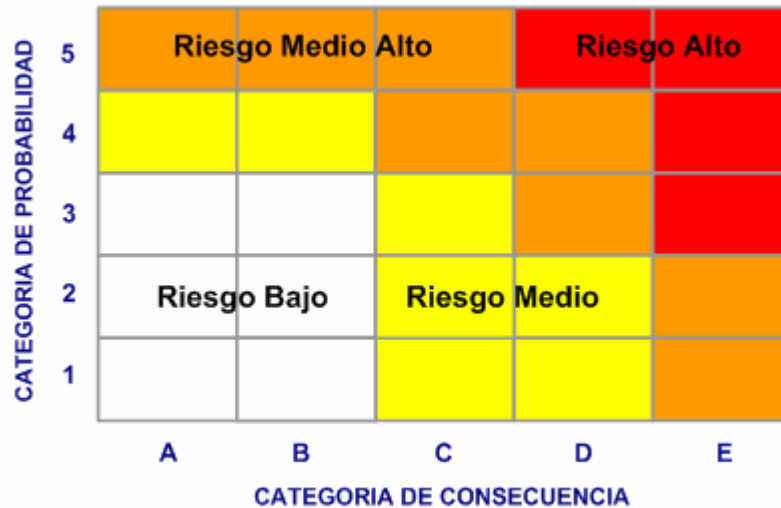


FIGURA 1.12. MATRIZ DE RIESGO EMPLEADA PARA EL ANALISIS CUALITATIVO. (FUENTE: API RECOMMENDED PRACTICE 581)

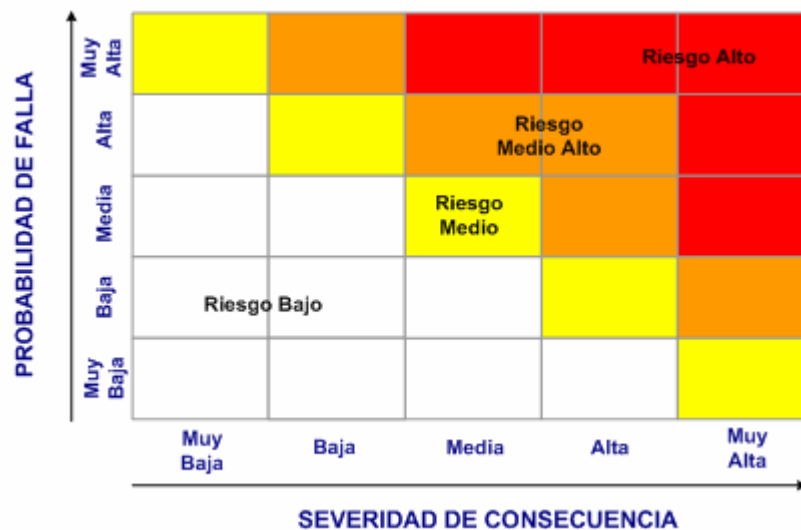


FIGURA 1.13. MATRIZ DE RIESGO EMPLEADA PARA EL ANALISIS CUALITATIVO. (FUENTE: ASME CRTD-VOL. 41)

En el nivel cuantitativo se determina de manera numérica el valor de riesgo de cada componente para luego sumar el valor de todos los riesgos obtenidos. De esta manera se obtiene un valor total del riesgo. Dada la definición de riesgo como el producto de la probabilidad y la consecuencia de falla, en términos matemáticos el riesgo se expresa por:

$$\text{Riesgo} = P_s \times C_s \quad (\text{ec.1.8})$$

En donde:

S: Número del escenario

P_S: Probabilidad de falla (por año) para cada escenario.

C_S: Consecuencia (si es área en ft², si es costo en USD) para cada escenario.

Para cada elemento del equipo, el riesgo es la suma de los riesgos para todos los escenarios del elemento. Las unidades del riesgo dependen de las consecuencias de interés: En la Evaluación basada en riesgo, se suele emplear ft² por año para calcular consecuencias tóxicas o inflamables, dólares por año para daños al medio o interrupciones de la producción. El riesgo para un elemento del equipo es:

$$\text{Riesgo}_{\text{ELEMENTO}} = \sum \text{Riesgo}_s \quad (\text{ec.1.9})$$

Donde:

Riesgo_{ELEMENTO}: Riesgo para el elemento del equipo (ft² o USD por año)

Riesgo_s: Riesgo para un escenario (ft² o USD por año).