

CAPITULO 3

3. ANALISIS DE RIESGO.

3.1. El programa de inspección basada en riesgo.

La metodología de un programa de inspección basada en riesgo, proporciona los lineamientos para determinar los niveles de riesgo en los que se encuentra un equipo que opera en determinadas condiciones. Esto resulta muy útil cuando se desconocen muchos parámetros o en el caso de que se tenga incertidumbre sobre algunas condiciones de operación.

Es muy importante tener en consideración que el análisis de riesgo considera la evaluación de planes actuales de inspección, de esta manera puede definirse una nueva planificación, tomando en cuenta los riesgos que están relacionados con el tipo y efectividad de inspección. Un programa de inspección basada en riesgo puede emplearse para optimizar las evaluaciones por medio del análisis de

las probabilidades y consecuencias de falla, de esta manera pueden analizarse con mayor interés las zonas más críticas o los lugares que presenten mayores probabilidades de daños.

Para el caso que se esta analizando, debe hacerse la más adecuada elección de la metodología a seguir considerando la situación actual de la caldera. Con toda la información con la que se pudo disponer para el caso de estudio, se realizará el programa de inspección RBI, en dos partes.

En la primera parte se hará un análisis cualitativo para determinar de manera general el nivel de riesgo. En esta parte del análisis se seguirá la metodología que proporciona la norma API 581 y también la que sugiere la norma ASME.

En la segunda parte, tomando como base los resultados obtenidos del análisis cualitativo, se realizará el análisis cuantitativo para saber con mayor precisión el estado real de la caldera en términos de índices de riesgo. Dentro del análisis cuantitativo no solo fueron tomadas en consideración las consecuencias físicas sino también las consecuencias económicas o costos que están involucrados con el daño que puede sufrir un determinado elemento. Uniendo las dos

partes, obtendremos un nivel de inspección que de acuerdo a la norma API 581, es catalogado como nivel III.

3.2. Análisis cualitativo.

Como se mencionó en el capítulo 1, el análisis de riesgo que se realiza en forma cualitativa de acuerdo a la norma API 581 esta fundamentado en la utilización de tablas, las mismas que sirven para categorizar el nivel de riesgo en una matriz de 5 x 5, con la que se puede determinar el nivel actual de riesgo en el que se encuentra el equipo.

Si bien es cierto que esta metodología es bastante general, proporciona las bases para proceder a realizar el análisis cuantitativo en lo posterior. Para realizar este análisis, se empleará tanto la metodología sugerida por la norma API y la metodología semiformal desarrollada por la ASME. La metodología sugerida por la norma API esta basada en el “Workbook for qualitative risk-based inspection análisis” que proporciona la norma en uno de sus apéndices y que ha sido desarrollada explicativamente en (9). La metodología semiformal que sugiere la ASME, está basada en su publicación CRTD Vol. 41 “Risk-Based Methods for Equipment Life Management”.

De acuerdo a la norma API, el desarrollo de las tablas para determinar el nivel de riesgo, se indica a continuación:

- Parte A: Determinación de la categoría de probabilidad.
- Parte B: Determinación de las categoría de consecuencias de daños.
- Parte C: Determinación de las categoría de consecuencias a la salud.

La norma indica que si solo existen consecuencias tóxicas se deberá obviar la parte B y trabajar solo con la parte C. De igual manera si solo existen consecuencias inflamables se obvia la parte C y se trabaja solo con la parte B. En el supuesto caso de que haya consecuencias inflamables y también tóxicas, se debe escoger el mayor valor que resulte entre la categoría de consecuencia de daños (parte B) y la categoría de consecuencias a la salud (parte C), este es el que se tomará en cuenta para que a su vez al relacionarlo con la probabilidad indique el correspondiente nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo que se esta estudiando.

Para desarrollar el análisis cualitativo empleando la metodología semiformal que sugiere la publicación ASME, se emplea tanto la tabla

1.3 para clasificar la probabilidad así como también la tabla 1.14 para estimar las consecuencias de falla.

El análisis de riesgo de todo el equipo, en forma cualitativa se desarrolla a continuación:

3.2.1. Categoría de probabilidad.

Para determinar el valor correspondiente a la probabilidad de falla, siguiendo la metodología sugerida por la norma API, se utiliza la primera parte de la tabla. En esta se indican los distintos factores a los que se les debe asignar un valor de puntaje, el mismo que sirve para determinar el valor correspondiente a la probabilidad. Los resultados se dan en la tabla 3.1

TABLA 3.1
CATEGORIA DE PROBABILIDAD

Factores	Puntaje
Factor de Equipo	15
Factor de Daño	16
Factor de Inspección	-9
Factor de Condición	6
Factor de Proceso	2
Factor de Diseño Mecánico	2
Total	32
CATEGORIA DE PROBABILIDAD	3

De acuerdo a lo sugerido en la tabla 1.3, tenemos los siguientes valores de probabilidad de falla que se detallan en la tabla 3.2 para los elementos de la caldera en base a las condiciones actuales en que se encuentra.

TABLA 3.2
PROBABILIDAD DE FALLA

Elementos	Probabilidad De falla
Tubos de banco generador	BAJA
Tubos de pared lateral	MEDIA
Tubos de pared posterior	BAJA
Tubos de techo del hogar	MEDIA
Tubos de pared frontal	ALTA
Tubos de piso del hogar	BAJA
Tubos de pantalla	ALTA
Tubos del sobrecalentador	ALTA
Tubos alimentadores	MUY BAJA
Tubos de retorno	MUY BAJA
Tubo de vapor saturado	MUY BAJA
Tubo de atemperador	MUY BAJA
Cabezales sobrecalentador	BAJA
Cabezales de tubos de pared lateral	BAJA
Domo de vapor	BAJA
Domo de agua	BAJA
Ducto de gases	MUY BAJA
Ducto de Aire	MUY BAJA

3.2.2. Categoría de consecuencia.

Similar a la forma en que fue obtenida la probabilidad en la caldera, se utilizarán las tablas proporcionadas en el apéndice

de la norma API 581. Debido a que solo existen consecuencias inflamables, considerando la acción del combustible, se obviará la parte C, sin embargo si existiesen debe considerarse también la resolución de esta parte para determinar el valor correspondiente a la categoría de consecuencia. Los factores y los resultados involucrados en el desarrollo de esta parte se dan en la tabla 3.3:

TABLA 3.3
CATEGORIA DE CONSECUENCIA

Factores	Puntaje
Factor Químico	10
Factor de Cantidad	28
Factor de Estado	5
Factor de Autoignición	7
Factor de Presión	-10
Factor de Crédito	-4
Total	36
CATEGORIA DE CONSECUENCIA	C

De acuerdo a lo sugerido en la tabla 1.14, se tiene los valores de consecuencia de daños que se detallan en la tabla 3.4 para los elementos de la caldera en base a las condiciones actuales en las que se encuentra. Es importante tener en cuenta que las entre las consideraciones que hace esta publicación si toma en

cuenta las consecuencias económicas dentro del análisis cualitativo, cosa que no ocurre en la metodología que sugiere la norma API.

TABLA 3.4
SEVERIDAD DE CONSECUENCIA

Elementos	Consecuencia de falla
Tubos de banco generador	MEDIA
Tubos de pared lateral	MEDIA
Tubos de pared posterior	MEDIA
Tubos de techo del hogar	MEDIA
Tubos de pared frontal	MEDIA
Tubos de piso del hogar	MEDIA
Tubos de pantalla	MEDIA
Tubos del sobrecalentador	ALTA
Tubos alimentadores	MEDIA
Tubos de retorno	MEDIA
Tubo de vapor saturado	BAJA
Tubo de atemperador	BAJA
Cabezales sobrecalentador	ALTA
Cabezales de tubos de pared lateral	MEDIA
Domo de vapor	MEDIA
Domo de agua	MEDIA
Ducto de gases	BAJA
Ducto de Aire	BAJA

3.2.3. Determinación del riesgo.

Obtenido el valor de la probabilidad y el valor de la consecuencia, se los relaciona en la matriz de riesgo (Fig. 1.12) para obtener el valor correspondiente al nivel de riesgo en que

se encuentra todo el equipo que se analiza. Como se obtuvo un valor de probabilidad de **3** y un valor de consecuencia de **C**, el nivel de riesgo asociado al equipo es **3C**, el mismo, que de acuerdo a la matriz indicada e la norma API 581 matriz, indica equipo se encuentra en un nivel de riesgo medio, tal y como se indica en la figura 3.1

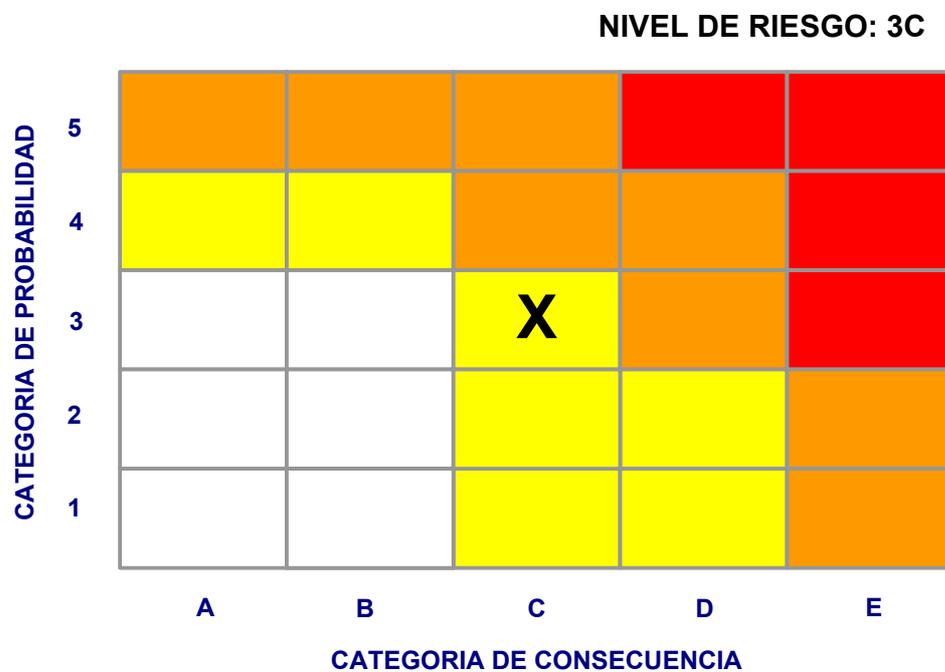


FIGURA 3.1. NIVEL DE RIESGO DE TODA LA CALDERA DE ACUERDO A LA NORMA API 581.

De manera similar, se puede presentar el nivel de riesgo en el que se encuentra cada componente del equipo en base a los

resultados obtenidos en las tablas 3.2 y 3.4 sugeridas por la norma ASME. Este resultado se da en la figura 3.2.

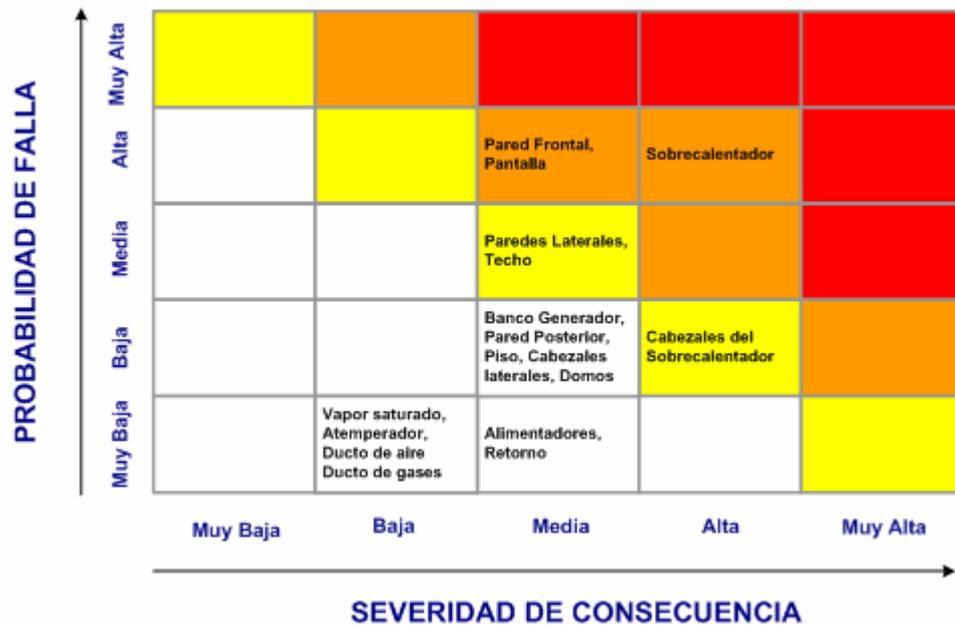


FIGURA 3.2. NIVELES DE RIESGO DE LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA.

Es importante tener en cuenta la interpretación que se le debe dar a los gráficos. El riesgo crece de manera diagonal desde la izquierda hasta la parte superior derecha.

De acuerdo a lo indicado en el gráfico 3.1 el equipo se encuentra en un nivel de riesgo medio, mientras que en el gráfico 3.2 se puede tener una mayor apreciación de los índices para todos los elementos analizados de la caldera. Tanto los

tubos del sobrecalentador como los tubos de pantalla son los que presentan niveles elevados de riesgo.

3.3. Análisis cuantitativo.

Una vez que se ha determinado cualitativamente el nivel de riesgo en el que se encuentra el equipo, se procede a realizar el análisis en forma cuantitativa. Al realizar el análisis cuantitativo de la caldera, se pretende establecer en términos numéricos el valor del riesgo obtenido en la parte cualitativa.

La norma estipula que el análisis de riesgo queda limitado a los instrumentos y sistemas de control, los sistemas eléctricos, los sistemas estructurales y los componentes de maquinaria excepto bombas y compresores, por lo que no serán tomados en cuenta para el cálculo de riesgo en forma cuantitativa.

En el presente estudio se realizará este análisis a todos los elementos que conforman la caldera y que están considerados dentro de la norma API 581, para ello se ha dividido al equipo en zonas, las mismas que tienen diferentes características y por ende diferentes métodos de calcular los índices de riesgo. Estas zonas se describen a continuación:

- **Tubos.-** Esta zona esta conformada por todas las secciones que conducen el vapor a través de la caldera. Las secciones que conforman los tubos son la siguientes:

1. Tubos de banco generador.
2. Tubos de pared lateral izquierda (lado sur).
3. Tubos de pared lateral derecha (lado norte).
4. Tubos de pared posterior.
5. Tubos de techo del hogar.
6. Tubos de pared frontal.
7. Tubos de piso del hogar.
8. Tubos de pantalla.
9. Tubos del sobrecalentador.
10. Tubos alimentadores.
11. Tubos de retorno.
12. Tubo de vapor saturado.
13. Tubo del atemperador.
14. Cabezales del sobrecalentador.
15. Cabezales de tubos de pared lateral.

- **Domos.-** Esta zona esta conformada por todos los domos que tiene el equipo. Esta caldera posee dos domos:

1. Domo de vapor.
2. Domo de agua.

- **Otros Elementos.-** Los demás elementos del equipo que no están en las otras zonas:

1. Ducto de gases.
2. Ducto de aire.

A pesar de que la norma considera analizar las tuberías y los elementos rotativos como las bombas, éstos no fueron incluidos dentro del análisis por no poseer suficiente información, sin embargo deberán incluirse en un próximo programa de inspección basada en riesgo ya que los mismos forman parte del sistema

En la tabla 3.5 se indican las zonas y el juego de agujeros seleccionado para cada una de las distintas secciones. Dependiendo del tamaño de los agujeros que se seleccione es que se obtendrán los diferentes niveles de riesgo en el equipo.

Debe tenerse muy en cuenta todos los pasos indicados para seleccionar el juego de agujeros más adecuado de acuerdo a lo que se indicó en el párrafo 1.2.3.

TABLA 3.5
JUEGO DE AGUJEROS EMPLEADOS PARA EL ANALISIS
CUANTITATIVO A LA CALDERA YB-7005

ZONA	Diam. (in)	JUEGO DE AGUJEROS			
		¼"	1"	4"	RUPTURA
Tubos de banco generador	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared lateral izquierda	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared lateral derecha	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared posterior	2.5	✓	✓		✓
Tubos de techo del hogar	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared frontal A	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pared frontal B	2.5	✓	✓		✓
Tubos de piso del hogar	2.5	✓	✓		✓
Tubos de pantalla	2.5	✓	✓		✓
Tubos del sobrecalentador	2.5	✓	✓		✓
Tubos alimentadores	3	✓	✓		✓
Tubos de retorno	4	✓	✓		✓
Tubo de vapor saturado	10	✓	✓	✓	✓
Tubo de atemperador	10	✓	✓	✓	✓
Cabezales sobrecalentador	12.75	✓	✓	✓	✓
Cabezales de tubos laterales	12.75	✓	✓	✓	✓
Domo de vapor	30.375	✓	✓	✓	✓
Domo de agua	20.75	✓	✓	✓	✓
Ducto de gases	-	✓	✓	✓	✓
Ducto de aire	-	✓	✓	✓	✓

3.3.1. Módulos técnicos empleados en el análisis cuantitativo.

Dentro del análisis cuantitativo, para el cálculo de la probabilidad ajustada es necesario identificar los mecanismos de daño presentes y potenciales a los que están sometidos los elementos del equipo que se está analizando. Es una parte fundamental en el análisis cuantitativo establecer el mecanismo

de daño antes de empezar a desarrollar los módulos técnicos. El tiempo entre inspecciones es determinado en base al subfactor de módulo técnico.

Para los mecanismos de daños más comunes dentro de refinerías, la norma API 581 ha desarrollado una serie de módulos técnicos cuya finalidad es la de ajustar el valor de la probabilidad genérica de falla. Cada módulo técnico ha sido estructurado teniendo en cuenta el mecanismo de daño al que está sometido el elemento que se está estudiando. Estos módulos son:

1. Módulo técnico para reducción de espesor.
2. Módulo técnico para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.
3. Módulo técnico para ataque por hidrógeno a altas temperaturas.
4. Módulo técnico para tubos de hornos.
5. Módulo técnico para fatiga mecánica.
6. Módulo técnico para fracturas por fragilización.
7. Módulo técnico para recubrimientos del equipo.
8. Módulo técnico para daños externos.

A continuación se describen cada uno de los módulos:

Módulo técnico de para reducción de espesor.- El cálculo de éste módulo, obedece a la relación descrita en la ecuación 3.1:

$$\frac{ar}{t} \quad (\text{ec.3.1})$$

Donde **a** representa el tiempo en el que el equipo ha estado sometido a las condiciones que hacen que el espesor del mismo disminuya, **r** la tasa de corrosión y **t** es el espesor al inicio del tiempo que el equipo ha estado sometido al mecanismo de daño.

El subfactor de módulo técnico para disminución de espesor es determinado a partir de la tabla indicada en el apéndice D, tomando como referencia la categoría de efectividad de inspección, la misma que se detalla en la tabla 3.6

En adición, éste subfactor es ajustado por el factor de sobrediseño, el cual es obtenido a partir de la relación que se indica en la ecuación 3.2.

$$\frac{Tact}{(Tact - CA)} \quad (\text{ec.3.2})$$

En donde **T_{act}** representa el espesor actual y **CA** la corrosión permitida. El factor de sobrediseño se da en la tabla 3.7

TABLA 3.6

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MÓDULO TÉCNICO DE REDUCCIÓN DE ESPESOR**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	50-100% de examinación de la superficie acompañado con medición ultrasónica de espesores
Normal	20% de examinación y mediciones puntuales de espesores
Regular	Examinación visual sin medición de espesores
Mala	Solo medición de espesores puntuales
No efectiva	No se inspecciona

TABLA 3.7

FACTOR DE SOBREDISEÑO

T_{actual}/(T_{actual} – CA)	Factor de sobrediseño
1.0 a 1.5	1
> 1.5	0.5

Módulo técnico de para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo.- El primer paso para determinar el valor correspondiente a este subfactor consiste en determinar la susceptibilidad para el mecanismo de daño. Para el caso que se

estudia, el único mecanismo que podría estar presente es el de agrietamiento cáustico.

Una vez determinada la susceptibilidad, el siguiente paso consiste en determinar el índice de severidad. El índice es determinado en base a la tabla 3.8.

TABLA 3.8

INDICE DE SEVERIDAD PARA AGRIETAMIENTO CAUSTICO

Susceptibilidad	Índice de severidad
Alta	5000
Media	500
Baja	50
No susceptible	1

El valor obtenido a partir del índice de severidad es empleado en la tabla que se da en el apéndice E para determinar el subfactor de módulo técnico para daños por agrietamiento cáustico. Debe considerarse la efectividad de inspección, la misma que se detalla en la tabla 3.9.

Finalmente este subfactor debe ser ajustado por el tiempo, multiplicando el valor obtenido por el número de años desde la última inspección.

TABLA 3.9

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MÓDULO TÉCNICO DE AGRIETAMIENTO CAUSTICO**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en un 25-100% de soldaduras/codos
Normal	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en un 10-24% de soldaduras/codos
Regular	Pruebas de partículas magnéticas o tintas penetrantes en menos del 10% de soldaduras/codos
Mala	Inspección Visual
No efectiva	No se inspecciona

Módulo técnico de para ataque por hidrógeno a altas temperaturas.- El desarrollo de este módulo obedece al desarrollo del parámetro P_v indicado en la ecuación 3.3:

$$P_v = \log(P_{H_2}) + 3.09 \times 10^{-4} (T)(\log(t_h) + 14) \quad (\text{ec.3.3})$$

En donde P_{H_2} indica la presión parcial de hidrógeno en Kgf/cm^2 , T es la temperatura en $^\circ\text{K}$ y t_h representa el tiempo en horas.

Con el valor determinado del parámetro P_v , se determina la susceptibilidad. Este valor esta estipulado en la tabla 3.10:

TABLA 3.10

**SUSCEPTIBILIDAD DE ACEROS AL CARBONO Y ACEROS DE BAJA
ALEACION AL ATAQUE POR HIDROGENO**

Materiales	Factores Pv críticos / Susceptibilidad			
	Alta	Media	Baja	No
Acero al carbono	$P_v > 4.70$	$4.61 < P_v \leq 4.70$	$4.53 < P_v \leq 4.61$	$P_v \leq 4.53$
1 ¼ Cr ½ Mo	$P_v > 6.00$	$5.92 < P_v \leq 6.00$	$5.83 < P_v \leq 5.92$	$P_v \leq 5.83$

Adicionalmente debe considerarse la categoría de efectividad de inspección para ajustar el valor del módulo. En la tabla 3.11 se indica la apreciación para cuantificar la efectividad de inspección.

TABLA 3.11

**APRECIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN PARA EL
MODULO TECNICO DE ATAQUE POR HIDROGENO**

Efectividad	Tipo de Inspección
Alta	Ninguna
Normal	Extensiva técnica avanzada de barrido ultrasónico o extensiva metalografía en sitio
Regular	Puntual técnica de barrido ultrasónico o puntual metalografía en sitio
Mala	Barrido ultrasónico mas atenuación
No efectiva	Únicamente atenuación.

El valor final del módulo se determina a partir de la tabla indicada en el apéndice E.

Módulo técnico para tubos de horno.- Este módulo fue desarrollado para que sea aplicado a tubos de horno que son usados para calentar algún tipo de fluido empleado en el proceso. El módulo en sí sirve para ajustar la probabilidad de falla en el caso que existan daños debidos a la fluencia. En una caldera, este modulo se puede emplear para calcular el subfactor de módulo técnico para los tubos que forman el hogar.

El primer paso en el desarrollo de este módulo consiste en determinar el valor de la temperatura elástica del metal en base al material de construcción. Conocido este parámetro, la norma establece que si la temperatura de metal del tubo (TMT) es igual a la temperatura elástica del metal (TEM), se debe determinar el valor del subfactor de módulo técnico para fluencia a largo plazo. Si no son iguales las temperaturas, se debe considerar como 1 el valor del subfactor de módulo técnico para fluencia a largo plazo.

En la tabla 3.12 se indican los valores correspondientes a la temperatura elástica del metal para los materiales del que están

hechos los tubos de las paredes y del sobrecalentador en la caldera.

TABLA 3.12

TEMPERATURA LIMITE PARA FLUENCIA

Tipo de material	Temperatura Elástica (°F)
Acero al carbono	770
1 ¼ Cr – ½ Mo	930

Para determinar el subfactor de módulo técnico por fluencia a corto plazo, se emplea la ecuación 3.4:

$$TMSF_{ST} = 0.55e^{13FF} \quad (\text{ec.3.4})$$

En donde **FF** es el factor de falla que se obtiene a partir de la ecuación 3.5:

$$FF_{ST} = \min(0.05e^{0.0422(\Delta T_{oh} - \Delta T_{5\%})}, 1.0) \quad (\text{ec.3.5})$$

Donde ΔT_{oh} representa la severidad de posible sobrecalentamiento en °F, es decir el rango de temperatura entre 0 y 300°F que puede subir el metal sobre la temperatura de diseño. $\Delta T_{5\%}$ representa la temperatura de

sobrecalentamiento, éste valor es determinado a partir de la ecuación 3.6:

$$\Delta T_{5\%} = 35.5 \ln(1029 / t_{oh}) \quad (\text{ec.3.6})$$

En donde t_{oh} es el tiempo de la duración de un posible extremo sobrecalentamiento en horas.

El valor del subfactor de módulo técnico debido para tubos de horno es ajustado por el factor de monitoreo en línea. Si no existe monitoreo deberá dividirse para 1, si diariamente se realizan ajustes al quemador por operaciones y se inspecciona visualmente el quemador deberá dividirse para 50, si se realiza termografía o si existen termocuplas para la superficie de los tubos, deberá dividirse para 100.

El valor final del subfactor de módulo técnico para tubos de horno es el mayor valor entre el subfactor por fluencia a largo plazo y el subfactor por fluencia a corto plazo.

Módulo técnico para fatiga mecánica.- Este módulo se aplica únicamente a sistemas de tuberías y toma en cuenta todas las fallas previas que ha tenido la tubería que se está analizando.

Para el caso que se estudia, este módulo solo será aplicado al tubo del vapor saturado y al tubo del atemperador.

El primer paso consiste en determinar la susceptibilidad base en relación a las previas fallas. Si no existe ninguna falla, se emplea un valor de 1, si hay una falla se utiliza un valor de 50 y si el número de fallas es mayor a 1 se utiliza un valor de 500.

El siguiente paso consiste en determinar la cantidad de vibraciones audibles, visibles y de acuerdo a esto se aplica el valor de susceptibilidad. Si es menor, el valor es de 1, si es moderado, el valor es de 50 y si es severo, el valor es de 500. Este valor deberá ajustarse en relación al tiempo en el que la tubería ha estado vibrando. Si el tiempo es de 0 a 2 semanas, deberá multiplicarse por 1, si el tiempo es de 2 a 13, deberá multiplicarse por un factor de 0.2 y si el tiempo es de 13 a 52 se deberá multiplicarse por un factor de 0.02.

El tercer paso consiste en determinar la fuente que puede causar la tensión cíclica en la tubería en aproximadamente 50 pies de la tubería y de acuerdo a esto aplicar la susceptibilidad base. Si existe la presencia de algún tipo de maquinaria reciprocante, se considera un valor de susceptibilidad de 50, si

hay alguna fuente de vibración menor, se debe considerar un valor de 25, si hay la presencia de algún tipo de válvula que provoque caídas bruscas de presión, se debe considerar un valor de 10 y si no existe ninguna fuente, deberá considerarse un valor de 1.

El cuarto paso consiste en determinar el valor mayor de entre los determinados en los 3 pasos anteriores, éste valor es el valor total de susceptibilidad de falla por fatiga.

El quinto paso consiste en ajustar este valor en base a las acciones correctivas que se tomarían en el caso de que se presentase algún tipo de daño. Estos valores se indican en la tabla 3.13.

TABLA 3.13

ACCIONES CORRECTIVAS TOMADAS

Acción correctiva	Factor de ajuste
Modificación basada en un completo análisis de ingeniería	0.002
Modificaciones basadas en la experiencia	0.2
No hay modificaciones	2

El sexto paso consiste en ajustar el valor debido a la complejidad del sistema de tuberías. Así, si hay de 0 a 5 ramificaciones o accesorios, deberá multiplicarse por un factor de 0.5, si hay de 5 a 10 deberá multiplicarse por un factor de 1 y si el número es mayor a 10 deberá multiplicarse por 2.

El séptimo paso consiste en ajustar el valor obtenido en el paso anterior mediante la multiplicación por los factores, dependiendo del tipo de junta diseñada. Si el ajuste es roscado, deberá multiplicarse por un valor de 2 y si el ajuste es soldado, deberá multiplicarse también por un valor de 2.

El octavo paso consiste en ajustar el valor de acuerdo a las condiciones en las que se encuentre la tubería que se está analizando. Si los soportes están perdidos o dañados, no soportan adecuadamente la tubería, están rotos, o están soldados directamente a la tubería deberá multiplicarse por un factor de 2. Por el contrario, si están en buenas condiciones deberá multiplicarse por un factor de 1.

El noveno paso consiste en ajustar el valor obtenido en relación al diámetro de las ramificaciones. Si los diámetros de las ramificaciones son menores a 2 pulgadas, deberá multiplicarse

por un factor de 1, y si todas las ramificaciones tienen diámetros mayores a 2 pulgadas el factor de ajuste es 0.02. El valor obtenido en éste último paso es el valor que corresponde al subfactor de módulo técnico por vibración.

Módulo técnico para fracturas por fragilización.- El primer paso para determinar el valor correspondiente a éste módulo consiste en determinar el parámetro T_{min} , el mínimo valor de la temperatura entre la temperatura de diseño, la temperatura de operación y la temperatura anormal de operación.

El siguiente paso consiste en determinar la temperatura T_{ref} en base al mínimo valor de la temperatura entre la temperatura de prueba de impacto, la temperatura de exención y la mínima temperatura de diseño del metal.

Consecuentemente se debe calcular el valor indicado en la ecuación 3.7:

$$T_{min} = (T_{ref} + \Delta FATT) \quad (\text{ec.3.7})$$

En donde T_{min} corresponde al valor determinado en el primer paso (°F), T_{ref} el valor determinado en el segundo paso (°F), y $\Delta FATT$ es la temperatura de transición para la fractura (°F).

Finalmente debe considerarse si es que se ha efectuado algún tratamiento térmico de post suelda. De acuerdo a esto debe utilizarse la tabla indicada en el apéndice F para determinar el valor correspondiente al módulo técnico para fracturas por fragilización.

Módulo para recubrimientos del equipo.- Para desarrollar éste módulo, el primer paso consiste en determinar el factor de falla debido al recubrimiento. Este factor ésta tabulado en la norma y es el que se indica en la tabla 3.14.

Es muy importante reconocer el tipo de recubrimiento que tiene el elemento que se está analizando.

TABLA 3.14

FACTORES DE FALLA PARA RECUBRIMIENTOS

Años desde la última inspección	Aislamiento Refractario	Aislamiento de lana de vidrio
1	0.5	3
2	1	4
3	2	6
4	4	7
5	9	9
6	16	11
7	30	13

El paso siguiente consiste en ajustar el valor obtenido en el paso anterior, para ello empleamos los criterios que se dan en la tabla 3.15. Estos criterios asignan un valor multiplicador en base a las condiciones en las que se encuentre el equipo.

TABLA 3.15

FACTORES AJUSTE PARA CONDICION DE RECUBRIMIENTOS

Condición	Descripción	Factor
Mala	El recubrimiento presenta fallas y o ha presentado fallas que pueden ocasionar daños en el futuro	10
Aceptable	El recubrimiento no presenta signos de excesivo ataque por cualquier mecanismo, reparaciones locales pueden hacerse pero en general el estado es bueno	2
Buena	El recubrimiento esta en excelentes condiciones y no presenta signos de ataque por cualquier mecanismo.	1

El siguiente paso es determinar el ajuste debido al monitoreo en línea que se le haga al equipo. Bajo estas condiciones si es que se conoce que el programa de monitoreo en línea resulta altamente efectivo, deberá multiplicarse el factor de falla por 0.1. Ejemplos de un monitoreo efectivo son termografía o pintura sensitiva al calor (para recubrimientos refractarios) y detección por resistencia eléctrica para recubrimientos de lana de vidrio.

El último paso consiste en determinar la suma de los otros módulos técnicos, si la suma resultara menor, debe considerarse el valor de esta suma y obviarse el valor obtenido en éste módulo. En caso contrario si el valor de la suma resultara mayor, también deberá considerarse el valor de éste módulo.

Módulo técnico para daños externos.- Este módulo abarca principalmente el fenómeno de corrosión bajo aislamiento. La norma indica que para temperaturas de operación superiores a los 250 °F no se lo debe considerar. Como en el caso que se estudia la temperatura de operación es superior a los 250 °F, éste módulo será obviado.

Para ajustarse a los distintos módulos presentes en la norma, se considerarán los todos los mecanismos de daño que se indican. En la tabla 3.16 se muestran los módulos técnicos que serán aplicados a todos los elementos de la caldera.

Es importante tener en cuenta todos los mecanismos de daños a los que están sometidos los elementos de la caldera. Cabe notar que la norma estipula que si se llega a emplear el módulo para tubos de horno, entonces éste reemplazará al módulo para

reducción de espesor, ya que el mismo está incluido dentro del módulo técnico para tubos de horno.

TABLA 3.16

MODULOS TECNICOS EMPLEADOS PARA TUBOS Y DEMAS ZONAS DE LA CALDERA YB-7005

ELEMENTO	MODULOS TECNICOS							
	Reducción espesor	Corrosión bajo esfuerzo	Ataque por hidrogeno	Tubos de horno	Fatiga Mecánica	Daños por Fragilización	Recubrimiento	Daños Externos
Tubos de banco generador		◀	◀	◀				
Tubos de pared lateral izquierda		◀	◀	◀			◀	
Tubos de pared lateral derecha		◀	◀	◀			◀	
Tubos de pared posterior		◀	◀	◀				
Tubos de techo del hogar		◀	◀	◀				
Tubos de pared frontal		◀	◀	◀				
Tubos de piso del hogar		◀	◀	◀			◀	
Tubos de pantalla		◀	◀	◀				
Tubos del sobrecalentador		◀	◀	◀		◀		
Tubos alimentadores	◀	◀	◀				◀	
Tubos de retorno	◀	◀	◀				◀	
Tubo de vapor saturado	◀	◀	◀		◀		◀	
Tubo de atemperador	◀	◀	◀		◀		◀	
Cabezales sobrecalentador	◀	◀	◀					
Cabezales de tubos laterales	◀	◀	◀				◀	
Domo de vapor	◀	◀	◀				◀	
Domo de agua	◀	◀	◀				◀	
Ducto de gases	◀						◀	
Ducto de aire	◀						◀	

3.3.2. Probabilidad de falla.

El valor de la probabilidad ajustada de falla obedece a la ecuación 1.1:

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

Como se mencionó en la sección 1.2.3, los valores de probabilidades genéricas de falla están sugeridos en la norma API 581. Estos valores han sido determinados a partir de registros de compañías, de fuentes bibliográficas y de bases de datos comerciales. Estos valores de frecuencia que sugiere la norma representan a una industria en general.

La frecuencia genérica de falla o probabilidad genérica de falla, puede interpretarse como el número de veces que un elemento podría fallar en un determinado período de tiempo, por lo general este período considerado en los estudios es de un año.

Para los elementos de la caldera a los que se les va a realizar el análisis, se tiene los siguientes valores de probabilidad sugeridos por la norma y que se detallan en la tabla 3.17.

TABLA 3.17
VALORES SUGERIDOS DE PROBABILIDAD GENERICA DE FALLA
PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA YB-7005

ZONA	Probabilidad de falla (por año para tamaño de agujero)			
	1/4 in.	1 in.	4 in.	Ruptura
Tubos de banco generador	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared lateral izquierda	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared lateral derecha	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared posterior	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de techo del hogar	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared frontal A	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pared frontal B	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de piso del hogar	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos de pantalla	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos del sobrecalentador	0	4.62×10^{-4}	-	$6-60 \times 10^{-5}$
Tubos alimentadores	9×10^{-7}	6×10^{-7}	-	7×10^{-8}
Tubos de retorno	9×10^{-7}	6×10^{-7}	-	7×10^{-8}
Tubo de vapor saturado	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Tubo de atemperador	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Cabezales sobrecalentador	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Cabezales de tubos laterales	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Domo de vapor	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Domo de agua	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Ducto de gases	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Ducto de aire	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}

Una vez determinados los valores de probabilidad genérica de falla, deberá determinarse el factor de modificación de equipo. Este factor esta formado por la suma de los siguientes subfactores: Subfactor de módulo técnico, subfactor universal, subfactor mecánico y subfactor de proceso. Todos los datos

iniciales que se emplearán en el análisis se describen en el apéndice C.

El cálculo de los subfactores involucrados en la determinación del subfactor de modificación de equipo, se detalla a continuación:

Subfactor de Módulo Técnico.- Este subfactor resulta de la suma de todos los subfactores para todos los mecanismos de daño presentes.

El primer mecanismo de daño a los que están sometidos los elementos de la caldera es la reducción de espesor, por lo que se empleará respectivo módulo técnico que establece la norma API 581. Este módulo no será empleado para los tubos ya que la norma indica que si se emplea el módulo para tubos de horno, éste remplazará al módulo para reducción de espesor.

Empleando las ecuaciones 3.1 y 3.2 y utilizando los datos proporcionados en el apéndice C tenemos los siguientes resultados que se indican en las tablas 3.18 y 3.19.

TABLA 3.18

MODULO TECNICO PARA REDUCCION DE ESPESOR

Mecanismo de daño: Reducción de espesor generalizado				
Tiempo entre inspecciones: 5,9 años				
Efectividad de inspección: Normal				
Zona	r (in/yr)	t (in)	(a*r)/t	TMSF
Tubos alimentadores	0,001000	0,207	0,03	1
Tubos de retorno	0,001186	0,233	0,03	1
Tubo de vapor saturado	0,001000	0,682	0,01	1
Tubo de atemperador	0,001000	0,682	0,01	1
Cabezales sobrecalentador	0,001017	1,000	0,01	1
Cabezales de tubos laterales	0,001695	1,000	0,01	1
Domo de vapor	0,001000	2,013	0,003	1
Domo de agua	0,001000	2.588	0,002	1
Ducto de gases	0,002712	0,259	0,06	1
Ducto de aire	0,002373	0,261	0,05	1

TABLA 3.19

MODULO TECNICO FINAL PARA REDUCCION DE ESPESOR

Zona	CA	$T_{act}/(T_{act}-CA)$	FSD	TMSF Final
Tubos alimentadores	0,027	1,16	1	1
Tubos de retorno	0,030	1,15	1	1
Tubo de vapor saturado	0,089	1,15	1	1
Tubo de atemperador	0,089	1,15	1	1
Cabezales sobrecalentador	0,125	1,14	1	1
Cabezales de tubos laterales	0,125	1,14	1	1
Domo de vapor	0,263	1,15	1	1
Domo de agua	0,338	1,15	1	1
Ducto de gases	0,025	1,11	1	1
Ducto de aire	0,025	1,11	1	1

El siguiente módulo técnico esta basado en el mecanismo de daño debido a la corrosión bajo esfuerzo. De acuerdo a la norma, si los tubos han sido sometidos a un tratamiento de relevado de esfuerzos, no son susceptibles a daños por agrietamiento cáustico. Empleando las tablas 3.8, 3.9 y el apéndice E, tenemos los resultados que se dan en la tabla 3.20

TABLA 3.20

MODULO TECNICO PARA CORROSION BAJO ESFUERZO

Mecanismo de daño: Agrietamiento Cáustico				
Efectividad de inspección: Mala				
Zona	Índice de Severidad	TMSF	t (yr)	TMSF Final
Tubos banco generador	1	1	5,9	5,9
Tubos pared lateral izquierda	1	1	5,9	5,9
Tubos pared lateral derecha	1	1	5,9	5,9
Tubos pared posterior	1	1	5,9	5,9
Tubos techo del hogar	1	1	5,9	5,9
Tubos pared frontal A	1	1	5,9	5,9
Tubos pared frontal B	1	1	5,9	5,9
Tubos piso del hogar	1	1	5,9	5,9
Tubos de pantalla	1	1	5,9	5,9
Tubos del sobrecalentador	1	1	5,9	5,9
Tubos alimentadores	1	1	5,9	5,9
Tubos de retorno	1	1	5,9	5,9
Tubo de vapor saturado	1	1	5,9	5,9
Tubo de atemperador	1	1	5,9	5,9
Cabezales sobrecalentador	1	1	5,9	5,9
Cabezales de tubos laterales	1	1	5,9	5,9
Domo de vapor	1	1	5,9	5,9
Domo de agua	1	1	5,9	5,9

El tercer módulo técnico está orientado a ajustar la probabilidad de falla en el caso que exista un ataque por hidrógeno a altas temperaturas. Para ello es necesario emplear la ecuación 3.3. El valor correspondiente a la presión parcial de hidrógeno PH_2 , se obtiene a partir de la expresión:

$$PH_2 = y_i \times P_m \quad (\text{ec.3.8})$$

En donde y_i es la fracción molar y P_m es la presión a la que se encuentra el elemento. Para el caso de la caldera se considerará que todos los elementos se encuentran a la misma presión, es decir la presión de trabajo (41.7 Kgf/cm²). Multiplicando el número de moles que hay tanto en el hidrógeno como el oxígeno por su respectiva masa atómica, se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 2 \times 1 = 2$$

$$\text{Oxígeno: } 1 \times 16 = 16$$

$$\text{Masa total: } 18$$

Calculando los porcentajes en peso del valor total de la masa atómica se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 2/(2+16) = 0,111$$

$$\text{Oxígeno: } 16/(2+16) = 0,889$$

Dividiendo el valor de los porcentajes en peso para su correspondiente número de moles, tenemos:

$$\text{Hidrógeno: } 0,111 / 2 = 0,0556$$

$$\text{Oxígeno: } 0,889 / 16 = 0,0556$$

$$\text{Total: } 0,1111$$

Calculando los porcentajes volumétricos correspondientes (y_i) del valor total se tiene:

$$\text{Hidrógeno: } 0,0556 \times 100 / 0,1111 = 50\%$$

$$\text{Oxígeno: } 0,0556 \times 100 / 0,1111 = 50\%$$

Multiplicando el porcentaje obtenido para el hidrógeno por el valor de la presión de trabajo, se obtiene el valor de la presión parcial de hidrógeno.

$$P_{H_2} = 0,5 \times 41,7 \text{ Kgf/cm}^2 = 20,85 \text{ Kgf/cm}^2.$$

Los resultados obtenidos a partir del módulo técnico para ataque por hidrógeno se dan en la tabla 3.21.

TABLA 3.21
MODULO TECNICO PARA ATAQUE POR HIDROGENO

Mecanismo de daño: Ataque por hidrógeno.					
Tiempo entre inspecciones: 5,9 años (51,816 horas)					
Efectividad de inspección: Mala.					
Zona	PH₂ Kgf/cm²	T °K	PV	SUSC.	TMSF
Tubos banco generador	20,85	560,78	4,562	BAJA	20
Tubos pared lateral izquierda	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared lateral derecha	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared posterior	20,85	560,78	4,562	BAJA	20
Tubos techo del hogar	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared frontal A	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos pared frontal B	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Tubos piso del hogar	20,85	505,22	4,241	NO	1
Tubos de pantalla	20,85	616,33	4,883	ALTA	2000
Tubos del sobrecalentador	20,85	644,11	5,044	NO	1
Tubos alimentadores	20,85	505,22	4,241	NO	1
Tubos de retorno	20,85	533,00	4,401	NO	1
Tubo de vapor saturado	20,85	533,00	4,401	NO	1
Tubo de atemperador	20,85	505,22	4,241	NO	1
Cabezales sobrecalentador	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Cabezales de tubos laterales	20,85	533,00	4,401	NO	1
Domo de vapor	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000
Domo de agua	20,85	588,56	4,723	ALTA	2000

El cuarto módulo es empleado para ajustar la probabilidad en caso de fallas por fluencia. El desarrollo de este módulo asume que los tubos están directamente expuestos al fuego, absorbiendo calor y encerrados, por lo que se empleará en el caso de los tubos que conforman el hogar de la caldera.

La norma indica que dentro del cálculo de este módulo si es que los tubos han sido expuestos a sobrecalentamiento, deberá considerarse altos valores de t_{oh} , y ΔT_{oh} .

Los resultados obtenidos siguiendo el procedimiento para el cálculo que se detallo en el párrafo 3.3.1 se dan en las tablas 3.22, 3.23 y 3.24.

TABLA 3.22

MODULO TECNICO PARA TUBOS DE HORNO

Mecanismo de daño: Sobrecalentamiento de larga duración.					
Zona	TMT (°F)	TEM (°F)	TMSF LT	t_{oh}	$\Delta T_{5\%}$
Tubos banco generador	550	770	1	100	82,76
Tubos pared lateral izquierda	600	770	1	100	82,76
Tubos pared lateral derecha	600	770	1	100	82,76
Tubos pared posterior	500	770	1	100	82,76
Tubos techo del hogar	600	770	1	100	82,76
Tubos pared frontal A	600	770	1	100	82,76
Tubos pared frontal B	600	770	1	150	82,76
Tubos piso del hogar	450	770	1	50	107,36
Tubos de pantalla	650	770	1	150	68,36
Tubos del sobrecalentador	700	930	1	150	68,36

TABLA 3.23

MODULO TECNICO PARA TUBOS DE HORNO (CONTINUACION)

Mecanismo de daño: Sobrecalentamiento de corta duración.			
Zona	ΔT_{oh}	FF	TMSF ST
Tubos banco generador	150	0,854	36370,869
Tubos pared lateral izquierda	150	0,854	36370,869
Tubos pared lateral derecha	150	0,854	36370,869
Tubos pared posterior	150	0,854	36370,869
Tubos techo del hogar	150	0,854	36370,869
Tubos pared frontal A	150	0,854	36370,869
Tubos pared frontal B	150	0,854	36370,869
Tubos piso del hogar	50	0,004	0,583
Tubos de pantalla	150	1	243327,366
Tubos del sobrecalentador	150	1	243327,366

TABLA 3.24

MODULO TECNICO FINAL PARA TUBOS DE HORNO

Zona	FM	TMSF ST Ajustado	TMSF Final
Tubos banco generador	50	727,417	727,417
Tubos pared lateral izquierda	50	727,417	727,417
Tubos pared lateral derecha	50	727,417	727,417
Tubos pared posterior	50	727,417	727,417
Tubos techo del hogar	50	727,417	727,417
Tubos pared frontal A	50	727,417	727,417
Tubos pared frontal B	50	727,417	727,417
Tubos piso del hogar	50	0,012	1
Tubos de pantalla	50	4866,547	4866,547
Tubos del sobrecalentador	50	4866,547	4866,547

El quinto módulo está relacionado con las fallas debido a fatiga mecánica, principalmente en lo que tiene que ver con el

fenómeno de vibración. Es por ello que este módulo se aplica únicamente a tuberías y por lo tanto solo se le aplicará al tubo de vapor saturado y al tubo del atemperador.

Considerando que ambos tubos no presentan ninguna falla previa, el valor de la primera susceptibilidad base determinada es de 1.

Adicionalmente como no existen vibraciones audibles ni visibles el siguiente valor de susceptibilidad es también de 1. Ajustando este valor de acuerdo a lo que sugiere la norma, es decir multiplicándolo por 1 debido a que la tubería no ha estado vibrando tenemos un valor de segunda susceptibilidad de 1.

El tercer valor de susceptibilidad es determinado por la fuente que puede generar la vibración. Si no existe alguna fuente cercana, se considera un valor de 1.

El valor total de susceptibilidad por fatiga es el mayor valor de los 3 determinados anteriormente, por lo que este valor es 1. Para obtener el valor final de este módulo, este valor deberá ser modificado por los siguientes factores: Factor de ajuste (FA), factor de complejidad (FC), factor de división (FD), factor de condición (FCD) y factor de ramificación (FR), los mismos que

ya fueron explicados en el párrafo 3.3.1 y se indican en la tabla 3.25

TABLA 3.25
MODULO TECNICO PARA DAÑO MECANICO

Mecanismo de daño: Fatiga mecánica.							
Zona	SUSC	FA	FCM	FD	FCD	FR	TMSF Final
Tubo de vapor saturado	1	2	0,5	2	1	1	2
Tubo de atemperador	1	2	0,5	2	1	1	2

El sexto módulo abarca los daños debidos a fragilización. De acuerdo a la norma, los elementos que están hechos de 1 ¼ Cr – ½ Mo y que se encuentren operando entre 650°F y 1070°F son susceptibles a este mecanismo de daño. Debido a ello sólo serán considerados dentro de este módulo los tubos del sobrecalentador. En la tabla 3.26 se indican los resultados obtenidos del cálculo del módulo.

TABLA 3.26
MODULO TECNICO PARA DAÑO POR FRAGILIZACION

Mecanismo de daño: Fracturas por fragilización.					
Zona	Tmin °F	Tref °F	ΔFATT °F	TPS	TMSF
Tubos del sobrecalentador	700	752	150	SI	0

El séptimo módulo está relacionado con daños debido al recubrimiento. Este módulo considera parámetros como el estado del aislamiento así como también los años desde la última inspección.

Considerando que todos los tubos tienen como aislamiento lana de vidrio excepto los del piso del horno que tienen aislamiento refractario, y con los datos que se dan en la tabla 3.15, tenemos los resultados se dan en la tabla 3.27.

TABLA 3.27

MODULO TECNICO PARA DAÑO AL RECUBRIMIENTO

Mecanismo de daño: Daños en el recubrimiento aislante.				
Zona	Factor de falla	Condición	FM	TMSF
Tubos pared lateral izquierda	11	1	1	11
Tubos pared lateral derecha	11	1	1	11
Tubos piso del hogar	16	2	1	32
Tubos alimentadores	11	1	1	11
Tubo de vapor saturado	11	1	1	11
Tubo de atemperador	11	1	1	11
Cabezales de tubos de pared	11	1	1	11
Domo de vapor	11	1	1	11
Domo de agua	11	1	1	11
Ducto de gases	11	1	1	11
Ducto de aire	11	1	1	11

El último módulo desarrollado en la norma establece el mecanismo de daño externo. Este módulo es considerado

siempre que la temperatura de operación esté entre 10°F y 250°F. Debido a que la temperatura de operación es mucho mayor el mismo será obviado.

El subfactor de módulo técnico total resulta a partir de la suma de todos los módulos técnicos determinados para cada distinto mecanismo de daño. Este valor se indica en la tabla 3.28.

TABLA 3.28
SUBFACTOR MODULO TECNICO

Zona	TMSF
Tubos banco generador	753,317
Tubos pared lateral izquierda	2744,32
Tubos pared lateral derecha	2744,32
Tubos pared posterior	753,317
Tubos techo del hogar	2733,32
Tubos pared frontal A	2733,32
Tubos pared frontal B	2733,32
Tubos piso del hogar	39,9
Tubos de pantalla	6872,45
Tubos del sobrecalentador	4873,45
Tubos alimentadores	18,9
Tubos de retorno	7,9
Tubo de vapor saturado	20,9
Tubo de atemperador	20,9
Cabezales sobrecalentador	2006,9
Cabezales de tubos laterales	18,9
Domo de vapor	2017,9
Domo de agua	2017,9
Ducto de gases	12
Ducto de aire	12

El siguiente paso en el cálculo del factor de modificación de equipo consiste en la determinación del subfactor universal. Como se indico en el capítulo 1 el subfactor universal considera las condiciones en la planta, la temperatura en el invierno y la actividad sísmica en la que se encuentra la planta tal como se indica en la tabla 1.4.

De acuerdo a ello, dado que las condiciones en la planta son iguales a los de las industrias típicas, se asignará un factor de 0. En cuanto a las condiciones ambientales dado que la temperatura en el invierno es por arriba de los 40°F, se le asigna un valor de 0, y en cuanto a la actividad sísmica debido a que nuestro medio es zona sísmica 2 se le asignará un valor de 1. Por lo que el resultado del factor universal es 1. El cálculo del mismo se indica en la tabla 3.29

TABLA 3.29

SUBFACTOR UNIVERSAL PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Item	Valor numérico
Condiciones en la planta	0
Condiciones ambientales	0
Actividad sísmica	1
Subfactor Universal	1

El siguiente subfactor a calcularse para determinar el factor de modificación de equipo es el subfactor mecánico. Este subfactor depende de los siguientes factores: Complejidad del equipo, código de construcción, ciclo de vida, factores de seguridad y monitoreo de vibraciones.

Para el tubo de vapor saturado y para el tubo de atemperador, al tratarse de sistemas de tuberías se debe considerar la ecuación 1.2. Tomando en cuenta que hay 2 conectores, 1 inyector, no existen ramificaciones ni tampoco válvulas y la longitud de las tuberías que conducen el vapor es de aproximadamente 10 pies, se obtiene un valor para el factor de complejidad por unidad de pie de 4. Empleando este valor en la tabla 1.5 tenemos un valor numérico de 2.

Los resultados del subfactor mecánico para todos los elementos que conforman la caldera, empleando las tablas que se indican en el capítulo 1 se dan en la tabla 3.30.

TABLA 3.30
SUBFACTOR MECANICO

Zona	Complejidad	Código Construcción	Ciclo de vida	Factor Seguridad	Monitoreo vibraciones	Resultado
Tubos banco generador	-1	0	1	2	0	2
Tubos pared lateral izquierda	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared lateral derecha	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared posterior	-1	0	0	2	0	1
Tubos techo del hogar	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared frontal A	-1	0	0	2	0	1
Tubos pared frontal B	-1	0	0	2	0	1
Tubos piso del hogar	-1	0	0	2	0	1
Tubos de pantalla	-1	0	1	2	0	2
Tubos del sobrecalentador	-1	0	1	2	0	2
Tubos alimentadores	-1	0	0	2	0	1
Tubos de retorno	-1	0	0	2	0	1
Tubo de vapor saturado	2	0	0	2	0	4
Tubo de atemperador	2	0	0	2	0	4
Cabezales sobrecalentador	2	0	0	2	0	4
Cabezales de tubos laterales	2	0	0	2	0	4
Domo de vapor	2	0	0	2	0	4
Domo de agua	2	0	0	2	0	4
Ducto de gases	0	0	0	2	0	2
Ducto de aire	0	0	0	2	0	2

El último subfactor involucrado en la determinación del factor de modificación de equipo es el subfactor de proceso. Para determinar este factor se debe considerar las condiciones del

proceso, tanto de evaluación de continuidad, estabilidad, así como también operación de válvulas de alivio.

Los resultados obtenidos de este subfactor, para todos los elementos de la caldera, se dan en la tabla 3.31.

TABLA 3.31
SUBFACTOR DE PROCESO

Item	Valor numérico
Continuidad	0
Estabilidad	0
Válvulas de alivio	-2
Subfactor de Proceso	-2

El factor de modificación de equipo (F_{ME}) resulta de la suma de todos los subfactores obtenidos (Subfactor Módulo Técnico, Subfactor Universal, Subfactor Mecánico y Subfactor de Proceso) para todos los elementos.

El resultado se indica en la tabla 3.32.

TABLA 3.32
FACTOR DE MODIFICACION DE EQUIPO

Zona	Subfactor Modulo técnico	Subfactor Universal	Subfactor Mecánico	Subfactor de Proceso	Resultado
Tubos banco generador	753,317	1	2	-2	754,317
Tubos pared lateral izquierda	2744,32	1	1	-2	2744,317
Tubos pared lateral derecha	2744,32	1	1	-2	2744,317
Tubos pared posterior	753,317	1	1	-2	753,317
Tubos techo del hogar	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos pared frontal A	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos pared frontal B	2733,32	1	1	-2	2733,317
Tubos piso del hogar	39,9	1	1	-2	39,900
Tubos de pantalla	6872,45	1	2	-2	6873,447
Tubos del sobrecalentador	4873,45	1	2	-2	4874,447
Tubos alimentadores	18,9	1	1	-2	18,900
Tubos de retorno	7,9	1	1	-2	7,900
Tubo de vapor saturado	20,9	1	4	-2	23,900
Tubo de atemperador	20,9	1	4	-2	23,900
Cabezales sobrecalentador	2006,9	1	4	-2	2009,900
Cabezales de tubos laterales	18,9	1	4	-2	21,900
Domo de vapor	2017,9	1	4	-2	2020,9
Domo de agua	2017,9	1	4	-2	2020,9
Ducto de gases	12	1	2	-2	13
Ducto de aire	12	1	2	-2	13

El paso final en la determinación de la probabilidad, consiste en determinar el factor de evaluación de sistemas de administración. Para ello, se debe responder el cuestionario de 102 preguntas que se encuentra en el apéndice de la norma

API 581 y se desarrolla explicativamente en (9). Con base en esto, el resultado final se detalla en la tabla 3.33.

TABLA 3.33
RESULTADOS FACTOR DE EVALUACION SISTEMAS DE
ADMINISTRACION

Título	Preguntas	Puntaje Posible	Puntaje Obtenido	%
Gerencia y Administración	6	70	68	97,14
Seguridad del Proceso	10	80	75	93,75
Peligros en el Proceso	9	100	39	39,00
Administración de Cambios	6	80	75	93,75
Procedimientos de Operación	7	80	76	95,00
Prácticas Seguras de Trabajo	7	85	61	71,76
Capacitación	8	100	92	92,00
Integridad Mecánica	20	120	108	90,00
Revisión Inicial de Seguridad	5	60	50	83,33
Reacción a Emergencias	6	65	51	78,46
Investigación de Incidentes	9	75	48	64,00
Contratistas	5	45	31	68,89
Auditorías	4	40	27	67,50
Total	102	1000	801	80,10

Con el resultado obtenido en la tabla 3.33 y el gráfico que se indica en la figura 1.11, se obtiene que el factor de evaluación de sistemas de administración es 0,3.

Como se mencionó anteriormente, el cálculo final de la probabilidad ajustada, se obtiene a partir de la multiplicación de la probabilidad genérica por el factor de modificación de equipo

y por el factor de evaluación de sistemas de administración para los juegos de agujeros que se han seleccionado.

El resultado final de la probabilidad ajustada se da en la tabla

3.34

TABLA 3.34

PROBABILIDAD AJUSTADA DE FALLA

Zona	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0	$1,05 \times 10^{-1}$	-	$1,49 \times 10^{-2}$
Tubos pared lateral izquierda	0	$3,80 \times 10^{-1}$	-	$5,43 \times 10^{-2}$
Tubos pared lateral derecha	0	$3,80 \times 10^{-1}$	-	$5,43 \times 10^{-2}$
Tubos pared posterior	0	$1,04 \times 10^{-1}$	-	$1,49 \times 10^{-2}$
Tubos techo del hogar	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$5,41 \times 10^{-2}$
Tubos pared frontal A	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$5,41 \times 10^{-2}$
Tubos pared frontal B	0	$3,79 \times 10^{-1}$	-	$1,36 \times 10^{-1}$
Tubos piso del hogar	0	$5,53 \times 10^{-3}$	-	$7,90 \times 10^{-4}$
Tubos de pantalla	0	$9,53 \times 10^{-1}$	-	$1,36 \times 10^{-1}$
Tubos del sobrecalentador	0	$6,76 \times 10^{-1}$	-	$9,65 \times 10^{-2}$
Tubos alimentadores	$5,10 \times 10^{-6}$	$3,40 \times 10^{-6}$	-	$3,97 \times 10^{-7}$
Tubos de retorno	$2,13 \times 10^{-6}$	$1,42 \times 10^{-6}$	-	$1,66 \times 10^{-7}$
Tubo de vapor saturado	$1,43 \times 10^{-6}$	$2,15 \times 10^{-6}$	$5,74 \times 10^{-7}$	$1,43 \times 10^{-7}$
Tubo de atemperador	$1,43 \times 10^{-6}$	$2,15 \times 10^{-6}$	$5,74 \times 10^{-7}$	$1,43 \times 10^{-7}$
Cabezales sobrecalentador	$6,03 \times 10^{-5}$	$1,81 \times 10^{-4}$	$1,81 \times 10^{-5}$	$1,21 \times 10^{-5}$
Cabezales de tubos laterales	$6,57 \times 10^{-7}$	$1,97 \times 10^{-6}$	$1,97 \times 10^{-7}$	$1,31 \times 10^{-7}$
Domo de vapor	$2,43 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-3}$	$3,64 \times 10^{-3}$
Domo de agua	$2,43 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-2}$	$6,06 \times 10^{-3}$	$3,64 \times 10^{-3}$
Ducto de gases	$2,34 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-8}$	$3,90 \times 10^{-8}$
Ducto de aire	$2,34 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-7}$	$7,80 \times 10^{-8}$	$3,90 \times 10^{-8}$

3.3.3. Consecuencia de falla.

El valor de la consecuencia en un programa de inspección basada en riesgo puede ser expresado con base al área afectada o a los costos de producción que podría llevar el daño físico. El área afectada es la cantidad de superficie que experimenta un efecto ya sea tóxico, de radiación, explosión, sobre presión, etc.

El vapor puede causar daños al personal que es expuesto a la acción del mismo a elevadas temperaturas. En general, el vapor se genera a unos 212° F inmediatamente después que ha existido algún tipo de daño en cualquier elemento del equipo. Dentro de un pequeño radio, dependiendo de la presión, el vapor comienza a mezclarse con el aire, enfriarse y condensarse. A una concentración de cerca del 20%, la mezcla aire/vapor se enfría sobre los 140° F.

En el cálculo del área afectada, los ducto de gases y de aire no serán considerados, debido a que el fluido que transportan no está incluido en los modelados por la norma, sin embargo, el mismo si será considerado dentro de las consecuencias económicas.

El primer paso en la determinación de las consecuencias consiste en determinar el fluido representativo y sus propiedades. Dado que el fluido de trabajo en su totalidad es vapor, se emplean los datos que se dan en la tabla 1.15 para determinar las propiedades del mismo.

El fluido representativo para todos los elementos de la caldera se da en la tabla 3.35.

TABLA 3.35

FLUIDO REPRESENTATIVO EN LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Fluido Representativo	Fluido Modelado
Tubos banco generador	vapor	gas
Tubos pared lateral izquierda	vapor	gas
Tubos pared lateral derecha	vapor	gas
Tubos pared posterior	vapor	gas
Tubos techo del hogar	vapor	gas
Tubos pared frontal A	vapor	gas
Tubos pared frontal B	vapor	gas
Tubos piso del hogar	vapor	gas
Tubos de pantalla	vapor	gas
Tubos del sobrecalentador	vapor	gas
Tubos alimentadores	agua/vapor	gas
Tubos de retorno	vapor	gas
Tubo de vapor saturado	vapor	gas
Tubo de atemperador	vapor	gas
Cabezales sobrecalentador	vapor	gas
Cabezales de tubos laterales	vapor	gas
Domo de vapor	vapor	gas
Domo de agua	agua/vapor	gas

El siguiente paso consiste en determinar la cantidad de masa disponible que puede dispersarse. Con base en lo indicado en la tabla 1.16, tenemos que el fluido disponible en la caldera por elemento es el que se indica en la tabla 3.36.

TABLA 3.36
CANTIDAD DE MASA DISPONIBLE PARA DESCARGA

Zona	Volumen Aproximado (ft³)	Masa Aproximada (lb.)	Masa Disponible (lb.)
Tubos banco generador	0,673	41,943	20,972
Tubos pared lateral izquierda	0,733	45,660	22,830
Tubos pared lateral derecha	0,733	45,660	22,830
Tubos pared posterior	0,722	44,952	22,476
Tubos techo del hogar	0,821	51,146	25,573
Tubos pared frontal A	0,472	29,378	14,689
Tubos pared frontal B	0,472	29,378	14,689
Tubos piso del hogar	0,841	52,385	26,192
Tubos de pantalla	1,017	63,357	31,679
Tubos del sobrecalentador	3,136	195,381	97,691
Tubos alimentadores	1,133	70,592	35,296
Tubos de retorno	2,014	125,497	62,749
Tubo de vapor saturado	9,454	589,011	294,506
Tubo de atemperador	7,879	490,843	245,421
Cabezales sobrecalentador	18,472	1150,786	575,393
Cabezales de tubos laterales	20,984	1307,293	653,646
Domo de vapor	436,126	27170,655	2717,065
Domo de agua	203,524	12679,547	1267,955

Debe considerarse que dado que todos los tubos están interconectados, la masa disponible sería la masa total de la

caldera. Sin embargo por simplicidad se emplea la masa contenida en un elemento.

Determinada la masa disponible para descarga, el siguiente paso consiste en determinar la potencial tasa de descarga. Las características del fluido después de la emisión son dependientes de la fase con respecto al medio ambiente. De acuerdo a lo expresado en la tabla 1.17, se tiene que para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como líquido se emplea la ecuación 1.3 para determinar la tasa de descarga. Mientras que para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como gas, se emplea la ecuación 1.4 con $P_a=14,7\text{psi}$ y $K=1,329$, para obtener primeramente el valor de la presión de transición:

$$P_{\text{trans}} = 14,7 \left(\frac{1,329 + 1}{2} \right)^{\frac{1,329}{1,329-1}} = 27,191 \text{ psi}$$

Dado que la presión de operación es mucho mayor que la presión de transición, entonces se considerará como descarga sónica. Utilizando un valor para $C_d=0,925$ y limitando hasta un máximo de 8 in para el cálculo de área de muestra en el caso de ruptura, se emplea la ecuación 1.6 para determinar las tasas

potenciales de descarga para los elementos en los que el fluido que contienen ha sido modelado como gas. Los resultados de las tasas potenciales de descarga para todos los elementos que conforman la caldera se indican en la tabla 3.37.

TABLA 3.37
TASA DE DESCARGA DEL GAS PARA FLUJO SONICO

Zona	Tasa de descarga (lbs/sec)			
	¼ in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0,348	5,575	-	34,841
Tubos pared lateral izquierda	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared lateral derecha	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared posterior	0,357	5,718	-	35,737
Tubos techo del hogar	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared frontal A	0,340	5,441	-	34,009
Tubos pared frontal B	0,340	5,441	-	34,009
Tubos piso del hogar	0,367	5,873	-	36,706
Tubos de pantalla	0,332	5,317	-	33,234
Tubos del sobrecalentador	0,325	5,202	-	32,509
Tubos alimentadores	0,242	3,873	-	34,857
Tubos de retorno	0,357	5,718	-	91,486
Tubo de vapor saturado	0,357	5,718	91,486	365,945
Tubo de atemperador	0,367	5,873	93,967	375,868
Cabezales sobrecalentador	0,340	5,441	87,063	348,251
Cabezales de tubos laterales	0,357	5,718	91,486	365,945
Domo de vapor	0,340	5,441	87,063	348,251
Domo de agua	0,224	3,588	57,414	229,657

El siguiente paso consiste en determinar si la tasa de descarga es instantánea o continua. Para agujeros pequeños como de ¼ in, la norma indica que la tasa de descarga es continua. Para

agujeros de 1 in, 4 in y ruptura, se debe determinar la cantidad de fluido que se descarga en 3 minutos, si la cantidad es mayor a 10000 libras, entonces se asume como descarga instantánea, en caso contrario se considera como continua. El tipo de descarga para los elementos de la caldera, se da en la tabla 3.38.

TABLA 3.38

TIPO DE DESCARGA PARA FLUJO SONICO

Zona	Tipo de descarga			
	Con: Continua		Ins: Instantánea	
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared lateral izquierda	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared lateral derecha	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared posterior	Con.	Con.	-	Con.
Tubos techo del hogar	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared frontal A	Con.	Con.	-	Con.
Tubos pared frontal B	Con.	Con.	-	Con.
Tubos piso del hogar	Con.	Con.	-	Con.
Tubos de pantalla	Con.	Con.	-	Con.
Tubos del sobrecalentador	Con.	Con.	-	Con.
Tubos alimentadores	Con.	Con.	-	Con.
Tubos de retorno	Con.	Con.	-	Ins.
Tubo de vapor saturado	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Tubo de atemperador	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Cabezales sobrecalentador	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Cabezales de tubos laterales	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Domo de vapor	Con.	Con.	Ins.	Ins.
Domo de agua	Con.	Con.	Ins.	Ins.

El siguiente paso consiste en determinar el área afectada. De acuerdo a las ecuaciones 1.6 y 1.7, se debe emplear para descarga continua el valor correspondiente a la tasa de descarga mientras que para descarga instantánea se debe emplear el valor de la masa total disponible, es decir lo que se calculo anteriormente y cuyos resultados se dieron en la tabla 3.36. Los resultados se dan en la tabla 3.39.

TABLA 3.39
AREAS AFECTADAS POR LA DESCARGA

Zona	Área afectada (ft ²)			
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	0,209	3,345	-	20,904
Tubos pared lateral izquierda	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared lateral derecha	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared posterior	0,214	3,431	-	21,442
Tubos techo del hogar	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared frontal A	0,204	3,265	-	20,405
Tubos pared frontal B	0,204	3,265	-	20,405
Tubos piso del hogar	0,220	3,524	-	22,024
Tubos de pantalla	0,199	3,190	-	19,940
Tubos del sobrecalentador	0,195	3,121	-	19,506
Tubos alimentadores	0,145	2,324	-	20,914
Tubos de retorno	0,214	3,431	-	1384,485
Tubo de vapor saturado	0,214	3,431	3715,072	3715,072
Tubo de atemperador	0,220	3,524	3306,876	3306,876
Cabezales sobrecalentador	0,204	3,265	5697,171	5697,171
Cabezales de tubos laterales	0,214	3,431	6180,346	6180,346
Domo de vapor	0,204	3,265	9859,385	9859,385
Domo de agua	0,135	2,153	6060,965	6060,965

El área afectada proporciona una idea acerca de la cantidad de fluido que se dispersaría si llegara a suceder una falla. También indica las zonas que pueden verse afectadas dentro de equipo si se presentara la ruptura repentina de cualquier tubo.

Para tener una idea de las consecuencias económicas que podría traer consigo un área afectada en el caso que se presente algún evento de falla, es importante desarrollar un árbol de eventos. Un árbol de eventos es una serie de caminos que identifican los resultados de un inicial y los subsecuentes eventos. Cada camino a través del árbol es llamado una "secuencia". Un árbol de eventos provee un conjunto de probabilidades de ocurrencia que conducen a probabilidades de secuencia. Cada secuencia conduce a una consecuencia.

Si se estima el costo con respecto a cada consecuencia, se puede combinar éstos valores con las probabilidades de obtener el riesgo asociado con cada secuencia. Un árbol de eventos también permite hacerse una idea respecto a los eventos de secuencia y sugerirá en donde se deben hacer cambios en el equipo, controles, configuración o la acción del operador que hará que tanto disminuya la probabilidad de falla o la severidad de consecuencia.

En la figura 3.3 se indica el árbol de eventos para el caso de que exista una falla en los tubos de una caldera, similar al incidente que reportado.

Nótese que siguiendo la secuencia si se dejaba por un mayor tiempo operar a la caldera en esas condiciones, las consecuencias serían catastróficas.

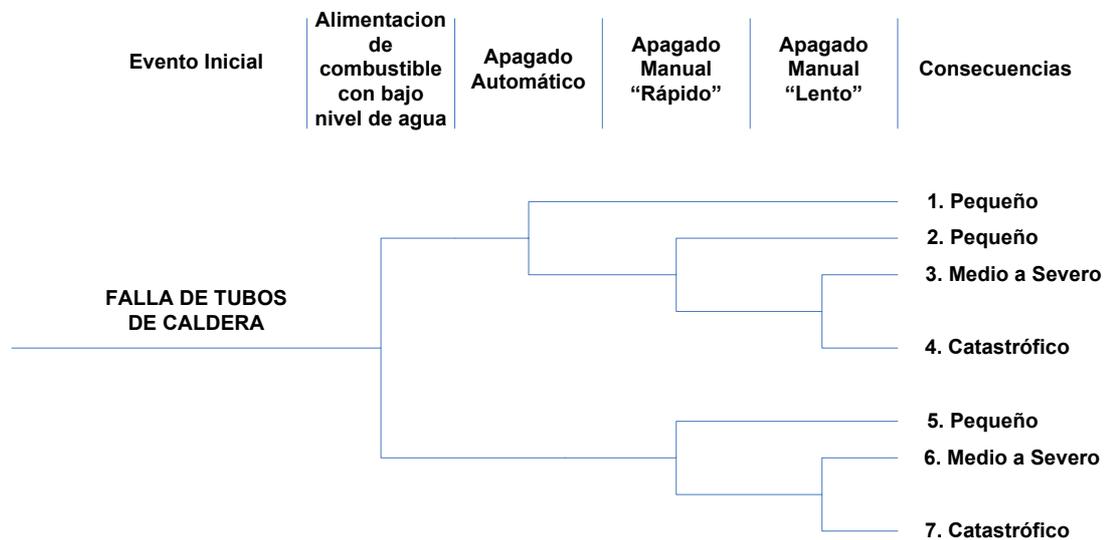


FIGURA 3.3. ARBOL DE EVENTOS PARA UN EVENTO DE FALLA DE TUBOS DE CALDERA.

En la figura 3.4 se indica un árbol de eventos para el supuesto caso que existiese un evento de sobrecalentamiento.

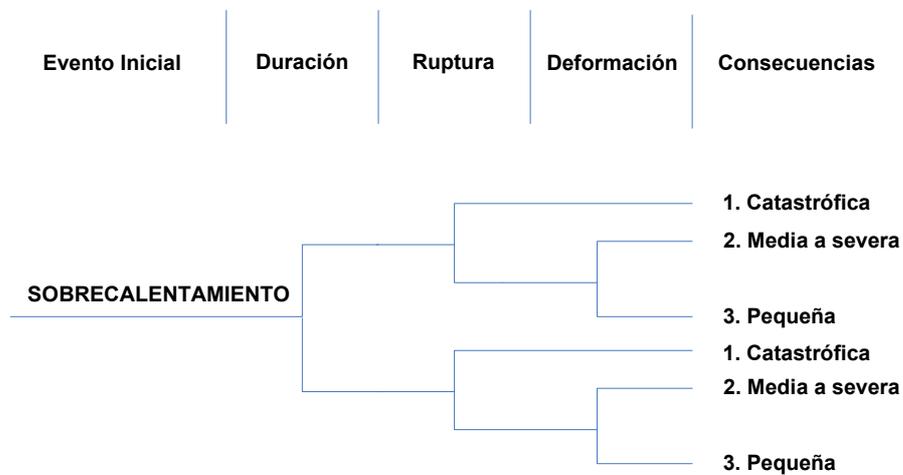


FIGURA 3.4. ARBOL DE EVENTOS PARA UN EVENTO DE SOBRECALENTAMIENTO.

Determinada el área afectada, y teniendo claro las consecuencias que un evento puede ocasionar, se puede determinar las consecuencias económicas. Para ello es necesario determinar cuanto le cuesta a la empresa reparar un determinado elemento, y las pérdidas que genera el deterioro de ese elemento.

Para una caldera que está las 24 horas en servicio, las pérdidas de producción, más las pérdidas por adquisición de materiales y mano de obra de reparación, representan los costos de interrupción y que son empleados en la norma para determinar las consecuencias económicas. Los días de para que un

determinado elemento puede tener, igualmente están sugeridos en la norma.

Para los elementos de la caldera, son los que se dan en la tabla 3.40, este tiempo representa un promedio, sin embargo en la práctica el tiempo puede ser mucho mayor.

TABLA 3.40
TIEMPOS DE PARA ESTIMADOS PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Tiempos de para estimados			
	Pequeño	Mediano	Grande	Ruptura
Tubos banco generador	1	2	-	5
Tubos pared lateral izquierda	1	2	-	5
Tubos pared lateral derecha	1	2	-	5
Tubos pared posterior	1	2	-	5
Tubos techo del hogar	1	2	-	5
Tubos pared frontal A	1	2	-	5
Tubos pared frontal B	1	2	-	5
Tubos piso del hogar	1	2	-	5
Tubos de pantalla	1	2	-	5
Tubos del sobrecalentador	1	2	-	5
Tubos alimentadores	1	2	-	5
Tubos de retorno	1	2	-	5
Tubo de vapor saturado	0	2	3	4
Tubo de atemperador	0	2	3	4
Cabezales sobrecalentador	1	2	4	5
Cabezales de tubos laterales	1	2	4	5
Domo de vapor	2	3	3	7
Domo de agua	2	3	3	7
Ducto de gases	1	4	5	7
Ducto de aire	1	4	5	7

Si se considera que el costo de una tonelada de vapor es de 10 dólares y que la caldera produce aproximadamente 70 toneladas/hora, entonces en un día la caldera produce aproximadamente 16800 dólares. Si se toma en cuenta el hecho de que una caldera estaría fuera de servicio mínimo 5 días en el supuesto caso que se presente algún daño en los tubos, se tiene que solo en producción, se está perdiendo 84000 dólares. Si a esto se le suma los costos de materiales y de mano de obra, entonces se superaría los 60000 dólares, valor que coincide con la sugerida en la norma para tubos de horno.

Los costos de daños para todos los elementos analizados en la caldera, son los que se dan en la tabla 3.41.

TABLA 3.41
COSTOS DE DAÑO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Costo de daño (USD)			
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura
Tubos banco generador	17800	43600	-	144000
Tubos pared lateral izquierda	17233	37933	-	110000
Tubos pared lateral derecha	17233	37933	-	110000
Tubos pared posterior	17800	43600	-	144000
Tubos techo del hogar	17321	38808	-	115250
Tubos pared frontal A	17321	38808	-	115251
Tubos pared frontal B	17800	43600	-	144000
Tubos piso del hogar	17321	38808	-	115250
Tubos de pantalla	17166	37266	-	106000
Tubos del sobrecalentador	19000	55600	-	216000
Tubos alimentadores	18300	36600	-	102000
Tubos de retorno	18625	37250	-	105900
Tubo de vapor saturado	75	34200	51600	70800
Tubo de atemperador	62,5	34100	51400	70200
Cabezales sobrecalentador	17800	43600	97200	144000
Cabezales de tubos laterales	17800	43600	97200	144000
Domo de vapor	38600	62400	70400	157600
Domo de agua	38600	62400	70400	157600
Ducto de gases	17000	69600	88800	131600
Ducto de aire	17000	69600	88800	131600

3.3.4. Determinación del riesgo.

De acuerdo a lo expresado en el párrafo 1.6, el riesgo de manera cuantitativa resulta del producto de la probabilidad por la consecuencia. Tomando como punto de partida las probabilidades ajustadas determinadas en la tabla 3.34 y las consecuencias, tanto de área afectada como económicas,

obtenidas en las tablas 3.39 y 3.41, se tiene que el riesgo para todos los elementos analizados del equipo es el que se indica en la tablas 3.42 y 3.43.

TABLA 3.42

INDICE DE RIESGO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Índice de riesgo (ft ² /año)				
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura	TOTAL
TUBOS					
Banco generador	0	0,35	-	0,31	0,66
Pared izquierda	0	1,24	-	1,11	2,35
Pared derecha	0	1,24	-	1,11	2,35
Pared posterior	0	0,36	-	0,32	0,68
Techo del hogar	0	1,24	-	1,10	2,34
Pared frontal A	0	1,24	-	1,10	2,34
Pared frontal B	0	1,24	-	1,10	2,34
Piso del hogar	0	0,02	-	0,02	0,04
Pantalla	0	3,04	-	2,72	5,76
Sobrecalentador	0	2,11	-	1,88	3,99
Alimentadores	$7,4 \times 10^{-7}$	$7,9 \times 10^{-6}$	-	$8,3 \times 10^{-6}$	$1,7 \times 10^{-5}$
De retorno	$4,6 \times 10^{-7}$	$4,9 \times 10^{-6}$	-	$2,3 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-4}$
Vapor saturado	$3,1 \times 10^{-7}$	$7,4 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$5,3 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-3}$
Atemperador	$3,2 \times 10^{-7}$	$7,6 \times 10^{-6}$	$1,8 \times 10^{-3}$	$4,7 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-3}$
CABEZALES Y DOMOS					
Sobrecalentador	$1,2 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-4}$	0,10	$6,9 \times 10^{-2}$	$1,7 \times 10^{-1}$
Tubos laterales	$7,0 \times 10^{-8}$	$3,4 \times 10^{-6}$	$6,1 \times 10^{-4}$	$4,0 \times 10^{-4}$	$1,0 \times 10^{-3}$
Domo de vapor	$4,9 \times 10^{-3}$	0,19	59,77	35,86	95,84
Domo de agua	$3,2 \times 10^{-3}$	0,13	36,75	22,05	58,92

TABLA 3.43
INDICE DE RIESGO PARA LOS ELEMENTOS DE LA CALDERA

Zona	Índice de riesgo (Dólares/año)				
	1/4 in	1 in	4 in	Ruptura	TOTAL
TUBOS					
Banco generador	0	4558,31	-	2150,71	6709,02
Pared izquierda	0	14428,29	-	5977,12	20405,41
Pared derecha	0	14428,29	-	5977,12	20405,41
Pared posterior	0	4552,27	-	2147,86	6700,13
Techo del hogar	0	14701,94	-	6237,29	20939,23
Pared frontal A	0	14701,94	-	6237,35	20939,28
Pared frontal B	0	16517,33	-	7793,23	24310,56
Piso del hogar	0	214,61	-	91,05	305,66
Pantalla	0	35501,82	-	14425,99	49927,81
Sobrecalentador	0	37563,27	-	20847,04	58410,31
Alimentadores	0,09	0,12	-	0,04	0,26
De retorno	0,04	0,05	-	0,02	0,11
Vapor saturado	$1,08 \times 10^{-4}$	0,07	0,03	0,01	0,11
Atemperador	$8,96 \times 10^{-5}$	0,07	0,03	0,01	0,11
CABEZALES Y DOMOS					
Sobrecalentador	1,07	7,89	1,76	1,74	12,45
Tubos laterales	$5,82 \times 10^{-3}$	0,04	0,01	0,01	0,07
Domo de vapor	936,08	3783,12	426,81	573,29	5719,31
Domo de agua	936,08	3783,12	426,81	573,29	5719,31
OTROS ELEMENTOS					
Ducto de aire	$3,98 \times 10^{-3}$	0,05	0,01	0,01	0,07
Ducto de gases	$3,98 \times 10^{-3}$	0,05	0,01	0,01	0,07

3.4. Análisis de resultados de la inspección basada en riesgo.

Interpretar el significado de riesgo, equivale a determinar la depreciación que puede tener el equipo en un período de un año en términos económicos. En la tabla 3.44 se muestran todos los

elementos de la caldera que han sido analizados y que están clasificados en base a los índices de riesgo determinados.

TABLA 3.44
CLASIFICACION DE LOS INDICES DE RIESGO

Zona	Riesgo (ft ² /año)	Ubicación	Riesgo (USD/año)	Ubicación
TUBOS				
Banco generador	0,66	11	6709,02	8
Pared izquierda	2,35	5	20405,41	6
Pared derecha	2,35	6	20405,41	7
Pared posterior	0,68	10	6700,13	9
Techo del hogar	2,34	7	20939,23	5
Pared frontal A	2,34	8	20939,28	4
Pared frontal B	2,34	9	24310,56	3
Piso del hogar	0,04	13	305,66	12
Pantalla	5,76	3	49927,81	2
Sobrecalentador	3,99	4	58410,31	1
Alimentadores	$1,7 \times 10^{-5}$	18	0,26	14
De retorno	$2,4 \times 10^{-4}$	17	0,11	17
Vapor saturado	$2,7 \times 10^{-3}$	14	0,11	15
Atemperador	$2,4 \times 10^{-3}$	15	0,11	16
CABEZALES Y DOMOS				
Sobrecalentador	$1,7 \times 10^{-1}$	12	12,45	13
Tubos laterales	$1,0 \times 10^{-3}$	16	0,07	18
Domo de vapor	95,84	1	5719,31	10
Domo de agua	58,92	2	5719,31	11
OTROS ELEMENTOS				
Ducto de aire	-	-	0,07	20
Ducto de gases	-	-	0,07	19

El cálculo de las probabilidades de falla, proporciona información acerca del estado de los elementos y cuales son las posibilidades que los mismos puedan fallar, en este caso en un período de un año. Analizar el área afectada, equivale a determinar cual sería la superficie que estaría más propensa a sufrir algún daño en el caso que llegare a presentarse.

Según lo indicado en la tabla 3.44, los elementos que tienen mayores índices de riesgo respecto al área afectada, no necesariamente son los mismos elementos que tienen mayores índices respecto a las consecuencias económicas. Esto es justamente lo que la norma indica, aun cuando un elemento tenga un área afectada de cero, es necesario calcular las consecuencias financieras con la finalidad de tener una idea clara acerca del nivel real de riesgo en el que se encuentra dicho elemento.

Por lo general dentro del equipo analizado, los elementos que presentan altas probabilidades de falla son los mismos que tienen altos índices de riesgo. Sin duda alguna estos elementos son aquellos a los que se les debe de prestar una mayor atención cuando se efectúe el nuevo programa de inspección.

3.4.1. Zonas de riesgo en la caldera.

Tomando como premisa los resultados obtenidos en el cálculo de los índices de riesgo económico, se tiene que los elementos que presentan mayores índices de riesgo son los que se dan en la tabla 3.45

TABLA 3.45

ZONAS CON MAYORES INDICES DE RIESGO EN LA CALDERA

Zona	Riesgo (USD/año)	Ubicación
Tubos del sobrecalentador	58410,31	1
Tubos de pantalla	49927,81	2
Tubos pared frontal B	24310,56	3
Tubos pared frontal A	20939,28	4
Tubos techo del hogar	20939,23	5
Tubos pared lateral izquierda	20405,41	6
Tubos pared lateral derecha	20405,41	7
Tubos banco generador	6709,02	8
Tubos pared posterior	6700,13	9
Domo de vapor	5719,31	10
Domo de agua	5719,31	11
Tubos piso del hogar	305,66	12
Cabezales del sobrecalentador	12,45	13
Tubos alimentadores	0,26	14
Tubo de vapor saturado	0,11	15
Tubo del atemperador	0,11	16
Tubo de retorno	0,11	17
Cabezales de tubos laterales	0,07	18
Ducto de gases	0,07	19
Ducto de aire	0,07	20

En los planos 6 y 7 se indican todas las zonas analizadas con sus respectivos índices de riesgo. Es importante con base en estos resultados, al efectuar el nuevo programa de inspección, examinar exhaustivamente las zonas que presentan mayores índices, con la finalidad de reducirlos.