



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Estudios Superiores
CUAUTITLAN

Determinación Analítica de una Falla
por Fuga Interna en Tubería de Caldera

T E S I S
Que para obtener el título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
p r e s e n t a

Alejandro Martín Mondragón Garduño

Asesor: Ing. Ubaldo Marquez Amador

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx. 1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

27 4815



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ARMANDO GARCÍA
SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS



DEPARTAMENTO DE
EXAMENES PROFESIONALES

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
P R E S E N T E

ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Determinación analítica de una falla por fuga interna en tubería de caldera."

que presenta el pasante: Alejandro Martín Mondragón garduno
con número de cuenta: 8354228-8 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

A T E N T A M E N T E.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 19 de Febrero de 1999.

PRESIDENTE

Ing. Filiberto Leyva Piña

VOCAL

Ing. Daniel Hernández Pecina

SECRETARIO

Ing. Ubaldo Márquez Amador

PRIMER SUPLENTE

Ing. José Antonio Sánchez Gutiérrez

SEGUNDO SUPLENTE

Ing. Daniel Bonilla Sapién

RECONOCIMIENTOS

Al Ing. Daniel Bonilla Sapién por su invaluable apoyo en la planeación y estructura de este trabajo.

Al Ing. Ubaldo Márquez Amador por su valiosa asesoría en la elaboración y presentación final de esta tesis.



Con todo cariño a la memoria de mi padre, quien con su inquebrantable apoyo y confianza en mí, hicieron posible la terminación de esta etapa, lamento mucho no darte la satisfacción en vida, pero sé que donde te encuentres estarás disfrutando conmigo este momento.

Gracias papá, para siempre.

A mi esposa Mayté

Por su gran amor y apoyo brindado para la terminación de este trabajo.

A mis hijos Marthita y Omar

Por ser el más grande tesoro que pudiera yo tener en ésta vida.

A mi mamá Emelia y a mi hermana Lupita.

***"No son las montañas las que te desgastan,
es el grano de arena en tu zapato;
y el valor para poder sacarlo,
es el valor y el coraje que tienen los triunfadores".***

- Anónimo -

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	I
CAPITULO I	1
I.1 PROCESO GENERAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
I.2 CICLOS DE VAPOR	8
I.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA	18
I.3 SISTEMAS DE FLUJO	28
I.4 DIAGRAMA GENERAL DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA	38
CAPITULO II	41
II.1 GENERADORES DE VAPOR	42
II.2 PARTES DE UNA CALDERA	48
II.3 COMBUSTIÓN	57
CAPITULO III	65
III.1 CORROSIÓN	66
III.2 FATIGA	76
III.3 DEFORMACIÓN PLÁSTICA A BAJAS Y ALTAS TEMPERATURAS	84
III.4 ANÁLISIS DE FALLA	92
III.5 MECANISMOS DE FALLA COMUNES EN ELEMENTOS DE CALDERA	96
CAPÍTULO IV	107
IV.1 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	108
IV.2 CONDICIONES OPERATIVAS DEL GENERADOR DE VAPOR UNIDAD NO. 3	109
IV.3 CARACTERÍSTICAS METALÚRGICAS	113
IV.4 DESCRIPCIÓN DE LA PRIMER FALLA	120
CAPÍTULO V	123
V.1 MÉTODO ANALÍTICO PARA DETECTAR LA FALLA	124
V.2 ESPECIFICACIÓN DE LA FALLA	133
CONCLUSIONES	170
ANEXO A	175
ANEXO B	184
BIBLIOGRAFÍA	196

Introducción

En la actualidad, resulta casi imposible concebir una empresa, que con el fin de maximizar sus recursos, no aplique las herramientas que están a su alcance, en este trabajo se ejemplifica la aplicación de una herramienta, con el objetivo de poder maximizar los recursos de una empresa.

La educación recibida por el ingeniero durante su etapa formativa le permite conocer unas cuantas herramientas del universo existente. Del pequeño subconjunto de herramientas aprendidas, el ingeniero y, en general, los profesionistas deben escoger la más adecuada, según el problema ante el cual se enfrenten.

Establecer la adecuada relación entre los conocimientos adquiridos y la práctica profesional permiten al ingeniero y, en general, al profesionista presentar un desempeño, día a día mejor con un subsecuente crecimiento personal.

El objetivo de este trabajo es, entonces, mostrar como se pueden conjugar el uso de herramientas adquiridas en las etapas formativas con herramientas adquiridas en la etapa profesional y es que, sin duda alguna estas últimas brindan al profesionista y, en especial, al ingeniero la posibilidad de encontrar soluciones a los problemas aplicando los conocimientos teóricos y con los resultados más óptimos.

La metodología planteada en este trabajo posee una alta flexibilidad en cuanto a las áreas en las cuáles puede ser aplicada, es decir, la metodología puede ser aplicada tanto por profesionales dentro de sus respectivos ramos, como por personal técnico. Esta flexibilidad la otorga la sencillez de sus principios, los cuáles son universalmente aceptados.

En este trabajo, se plantea la integración de la metodología con las bases científicas adquiridas durante la formación escolar. A continuación se dará una breve descripción del contenido de cada capítulo.

En el primer capítulo se describen algunas tecnologías para la generación de energía eléctrica. Así mismo se describe cual es el principio termodinámico empleado en la generación de energía eléctrica. Este capítulo sirve de preámbulo para comprender el equipo con el cual se va a trabajar.

En el segundo capítulo se habla de los generadores de vapor, las partes que lo conforman, así como el proceso de combustión que se lleva a cabo en el interior de una caldera.

En el tercer capítulo se habla de los principales mecanismos de falla que aplican para una caldera. También se presentan las características operativas mostradas al presentarse los mecanismos de falla.

En el cuarto capítulo se describe la central termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" sus principales parámetros de operación y la descripción de la primer falla. También en este capítulo se describen las características metalúrgicas de la tubería de la caldera de la unidad número 3.

En el quinto capítulo se describe en primer lugar el método analítico que se utilizará en este trabajo, posteriormente se presenta su aplicación para la determinación de la causa de falla en los tubos de la caldera de la unidad número 3.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas por la aplicación del método analítico. Se agregan también 2 anexos con los resultados del análisis de falla presentados por una compañía especializada y externa a la C.T. "Francisco Pérez Ríos", con lo que se soporta el método analítico presentado en este trabajo.

I

Capítulo I

I.1. PROCESO GENERAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La historia nos marca como la humanidad siempre ha estado vinculada con la energía, el hombre encontró la manera de utilizar las fuentes de energía fuera y más allá de sus esfuerzos físicos. La energía fue probablemente la materia prima de la creación la cual se encuentra de varias formas, pero todas tienen una cosa en común: la capacidad de producir efectos dinámicos vitales.

Las fuentes básicas de energía son las que se pueden utilizar para producir grandes cantidades de energía eléctrica.

Cuando se pide generar electricidad, lo que realmente se hace es convertir la energía a su forma eléctrica. Las plantas eléctricas son dispositivos que aprovechan cierto tipo de energía para producir energía eléctrica. Dicha energía puede provenir de: combustibles, corrientes de agua, vientos, rayos solares, calor terrestre, núcleos atómicos, etc.

De acuerdo al tipo de energía que aprovechan, estas se clasifican en:

- a) Plantas Hidroeléctricas
- b) Plantas Termoeléctricas
- c) Plantas Maremotrices
- d) Plantas Nucleoeléctricas
- e) Plantas Geotérmicas
- f) Plantas con Motor de Combustión

g) Plantas Eólicas

h) Plantas Solares (Fototérmicas y Fotovoltaicas)

I.1.1 PLANTAS HIDROELÉCTRICAS.

Las centrales hidroeléctricas se clasifican como sigue:

Centrales de agua corriente

Centrales de agua embalsada.

En ambos tipos de centrales, las energías potencial y cinética del agua de ríos se transforman en energía mecánica al mover las turbinas. Esta energía mecánica se transmite como una fuerza de torsión que hace girar al rotor del generador, para aquí finalmente obtener la energía eléctrica.

I.1.2 PLANTAS TERMOELÉCTRICAS.

En una planta termoeléctrica convencional la transformación del calor en electricidad no se efectúa en forma directa sino que se realiza en forma escalonada, y para ello, es necesario recurrir al empleo de tres dispositivos principales que en su orden son:

- Un generador de vapor o caldera.
- Una turbina de vapor.
- Un generador de corriente alterna o alternador.

En la operación de una planta termoeléctrica convencional se han de considerar cuatro pasos fundamentales para, partiendo del calor, llegar a la generación o producción de la electricidad. El primer paso consiste en realizar

la ignición del combustible. Este primer paso se realiza en el horno u hogar de la caldera. El segundo paso se realiza también en la caldera y consiste en el calentamiento del agua hasta convertirla en vapor. El tercer paso se realiza en la turbina al girar la parte móvil o rotor por acción o efecto del vapor procedente de la caldera. El cuarto paso se realiza en el generador y consiste en hacer girar un imán dentro de un campo magnético.

Para poder realizar la ignición del combustible se necesita una cierta cantidad de oxígeno (comburente) que se tomó del aire. El aire es impulsado por un ventilador, llamado de tiro forzado, a un ducto que lo conduce hasta los quemadores en donde el aire y el combustible se mezclan y esta mezcla es la que arde. En este paso ha ocurrido un cambio: la energía química contenida en el combustible en forma de energía potencial, latente o inactiva, se ha convertido en energía calorífica (calor).

El calor desprendido es absorbido por el agua y en virtud de ese calentamiento va elevando su temperatura hasta llegar a evaporarse.

Este vapor, conducido por tuberías, es admitido al interior de la turbina en donde su energía calorífica se convierte en energía mecánica al hacer girar el rotor. El giro del rotor de la turbina hace girar, a su vez, al rotor del generador y se produce así la electricidad. Aquí hay una nueva transformación: La energía mecánica se convierte en energía eléctrica. Finalmente, la energía eléctrica producida es conducida por medio de cables a una subestación.

I.1.3 PLANTAS MAREMOTRICES.

El fenómeno de las mareas se define como la variación periódica del nivel del mar y se presenta principalmente en la vecindad de las costas. Estas variaciones de nivel provocan la formación de corrientes periódicas, denominadas "corrientes de marea".

Las plantas maremotrices pueden funcionar según varios principios:

- Efecto simple.
 - ✓ Efecto simple al salir el agua
 - ✓ Efecto simple al llenar el embalse
- Efecto doble.

Efecto simple al salir el agua.- Durante la marea ascendente se llena el embalse por las compuertas, en el momento de marea alta se cierran las compuertas y se espera para vaciar el embalse a través de las turbinas, a que la marea descendente haya creado una altura de salto suficiente. Si los horarios lo permiten, se puede mejorar utilizando la energía eléctrica disponible sobre la red en las horas de poco consumo para bombear el agua del mar y expulsarla detrás de la presa, a manera de subir el nivel del embalse y aumentar el volumen utilizable posteriormente.

I.1.4 PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS.

Son aquellas que aprovechan la energía calorífica que desprenden algunos materiales al provocarse una reacción nuclear para producir vapor de agua y con éste último mover turbinas de vapor que dan movimiento a un generador. La conversión de calor en energía eléctrica se realiza en tres etapas: En la

primera, la energía del combustible se utiliza para producir vapor a elevada presión y temperatura. En la segunda etapa, la energía del vapor se transforma en movimiento de una turbina. En la tercera, el giro del eje de la turbina se transmite a un generador, que produce energía eléctrica. La transformación de energía térmica en otro tipo de energía tiene un rendimiento limitado por el Segundo Principio de la Termodinámica. Esto quiere decir, que por cada unidad de energía producida por el combustible, sólo una tercera parte se convierte en trabajo mecánico y se ceden al medio ambiente las dos terceras partes restantes en forma de calor.

I.1.5 PLANTAS GEOTÉRMICAS.

En muchos lugares de la tierra se escapa vapor por aberturas naturales. Estas salidas de vapor natural sugieren la posibilidad de derivar calor terrestre en esta forma, para usarlo en la generación de potencia eléctrica. Dicho vapor es obtenido a través de pozos cuyas profundidades llegan a medir hasta 4,000 m y en cuyo interior se produce una mezcla de agua y vapor a una temperatura promedio de 300° C. Posteriormente, el agua y el vapor son separados en la boca de pozo. Asimismo, el agua es enviada a una laguna de evaporación, mientras que el vapor se traslada por medio de tuberías a la central generadora, donde se distribuye a los turbogeneradores para transformar su energía cinética en electromagnética.

I.1.6 PLANTAS CON MOTOR DE COMBUSTIÓN.

La energía eléctrica se puede generar por medio de motores térmicos, en los que productos de la combustión constituyen el fluido operante del ciclo térmico. Existen dos tipos de maquinas que trabajan a base de combustibles líquidos: motor de gasolina y el motor Diesel. De éstos, el de mayor uso es el motor Diesel. El ciclo de generación de energía eléctrica inicia con los tanques de alimentación de combustibles, éste pasa por filtros y válvulas hasta llegar al motor, aquí en la combustión, la energía química del combustible se transforma en energía térmica, la cual genera presión que empuja los pistones, transformándolos en energía mecánica, la fuerza de torsión hace girar el embobinado del rotor a través de campos magnéticos. De esta forma se obtiene en el generador la energía eléctrica requerida, la cual es entregada a un tablero de control y distribución.

I.1.7 OTROS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

EOLICOS.- Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en electricidad por medio de un generador. Los aerogeneradores tienen aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, mediante una serie de engranajes (la transmisión) al generador eléctrico. Un sistema eólico convencional se compone de las siguientes partes:

- Aspas. Son la parte de la turbina que recibe directamente la energía del viento; los diseños avanzados están orientados a aprovechar al máximo esta energía.

- Rotor. Esta compuesto por las aspas y el eje al que están unidos.
- Transmisión. La potencia se transfiere mediante el eje de rotación a una serie de engranajes, o transmisión, que aumentan la baja velocidad de rotación de las aspas.
- Generador. La alta velocidad de rotación que se obtiene del sistema de transmisión se conecta al generador que produce electricidad a partir del movimiento, como en los tradicionales sistemas de vapor.

SOLARES.- Fototérmicos y Fotovoltaicos. Los sistemas fototérmicos convierten la radiación solar en calor y lo transfieren a un fluido de trabajo. El calor se usa entonces para calentar edificios, agua o mover turbinas para generar electricidad. Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente parte de la energía de la luz solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas se fabrican principalmente con silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el mismo material semiconductor usado en las computadoras. Cuando el silicio se contamina o dopa con otros materiales de ciertas características, se obtienen propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar. Los electrones son excitados por la luz y se mueven a través del silicio; este fenómeno es conocido como el efecto fotovoltaico y produce una corriente eléctrica directa. Las celdas fotovoltaicas no tienen partes móviles, son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años.

Después de haber mencionado los diferentes procesos de generación de energía eléctrica, se presenta a continuación la descripción de los ciclos de vapor utilizados en una central termoeléctrica.

I.2. CICLOS DE VAPOR.

I.2.1 IMPORTANCIA.

La aplicación principal de los ciclos de vapor, en el aspecto ingenieril, es la generación de potencia eléctrica. Una cantidad importante de la energía eléctrica que se genera comercialmente se produce en plantas de potencia de vapor. Estas plantas operan, en esencia, según el mismo ciclo básico, el cual no se ve afectado por el tipo de combustible utilizado. Sólo se ve afectado por los parámetros que rigen el ciclo según se trate.

Como característica dentro de los ciclos de potencia de vapor se tiene la presencia de dos fases, vapor y líquido. El adecuado aprovechamiento de las propiedades termodinámicas entregará una mejor eficiencia y un mayor trabajo, sin embargo existe un límite entre el trabajo teórico que se puede extraer y la resistencia física de los componentes.

Para tener un mayor conocimiento de la información aquí planteada, resulta necesario comprender una serie de términos que serán utilizados en este apartado.

Adiabático: Proceso en el cual el intercambio de calor entre dos sistemas separados por una frontera común, resulta nulo.

Entalpía: Es la cantidad intrínseca de energía interna cuyo valor depende de la naturaleza del medio en que se constituye el sistema.

Entropía: Al igual que la entalpía, la entropía es energía interna, sin embargo ésta última esta en relación con el desorden interno con que cuenta la materia.

Isobárico: Se conoce con el nombre de isobárico al proceso en el cual las etapas inicial y final no presentan cambios o variaciones en la presión absoluta.

Isoentálpico: Se conoce con el nombre de isoentálpico al proceso en el cual las etapas inicial y final no presentan cambios o variaciones en la energía interna o entalpía.

Isoentrópico: Se conoce como isoentrópico al proceso en el cual no se presenta diferencia alguna entre las entropías inicial y final.

Isotérmico: Se conoce con el nombre de isotérmico al proceso en el cual en las etapas inicial y final no se presentan cambios o variaciones en la temperatura que caracteriza a los estados.

La generación de vapor consiste en transmitir energía calorífica al agua variando su entalpía y su estado físico, es decir, a medida que aumenta la temperatura del fluido disminuye la densidad del mismo. La rapidez de vaporización depende exclusivamente de la velocidad de transmisión del calor al agua y del movimiento que presente ésta en el recipiente contenido.

La temperatura a la cual se produce la ebullición depende de la pureza del agua y la presión absoluta a la que se encuentre, a medida que la presión aumenta también aumenta la temperatura de ebullición.

I.2.2 EL CICLO DE VAPOR RANKINE.

A diferencia del ciclo Básico de Carnot, el trabajo obtenido del proceso se puede mejorar con varias modificaciones al modelo de Carnot. En vez de

condensar hasta obtener un vapor de baja calidad (estado con baja entalpía), el proceso de condensación se lleva a cabo de tal manera que el vapor húmedo que sale de la turbina se condensa hasta ser líquido saturado a la presión de salida de la turbina. El proceso de compensación lo efectúa en este caso una bomba para líquidos, la cual comprime isoentrópicamente el líquido que sale del condensador hasta la presión deseada en el proceso de adición de calor. Este modelo se representa esquemáticamente en un diagrama de Temperatura - Entropía ($T-S$) de la manera siguiente:

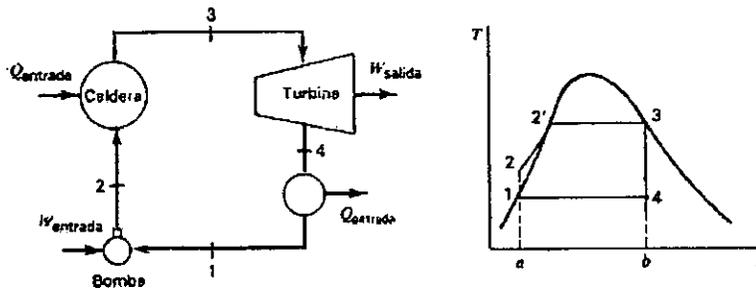


Fig. 1.1 Diagrama de Bloques y Temperatura Entropía T-S para el ciclo de Rankine

Se pueden observar procesos característicos:

- Compresión isoentrópica en la bomba.
- Adición de calor a presión constante en una caldera.
- Expansión isoentrópica en una turbina.
- Extracción de calor a presión constante en un condensador.

El calor suministrado en el proceso 2-3 (el cual se lleva a cabo dentro de la caldera) puede provenir de los combustibles comunes, de una fuente solar o de

un reactor nuclear. Si los cambios de la energía cinética y potencial se pueden despreciar, la transferencia de calor al fluido en la caldera se representa en el diagrama T - S mediante el área delimitada por los estados 2-2'-3-b-a-2. El área encerrada por los estados 1-4-b-a-1 representa entonces el calor extraído en el condensador. La primera ley para un proceso cíclico abierto indica que el efecto neto de calor es igual al efecto neto de trabajo. Por tanto, el trabajo neto está representado por la diferencia de áreas del calor de entrada y el calor expulsado, es decir el área 1-2-2'-3-4-1. La eficiencia del ciclo se define también en este caso como $W_{net}/Q_{entrada}$ (trabajo neto entre calor suministrado).

Las expresiones para el calor y el trabajo en el ciclo ideal, se han aplicado a la ecuación de energía de flujo estacionario a cada equipo por separado. Si se pueden despreciar los cambios de las energías cinéticas y potencial, la ecuación básica para cada proceso se reduce a:

$$(\text{Calor} + \text{Trabajo}) q + w = h_{salida} - h_{entrada} \text{ (energía Suministrada - Extraída)}$$

Donde q es el calor suministrado w el trabajo obtenido y h las entalpías a la entrada y la salida. El trabajo isoentrópico de la bomba viene dado por

$$W_{entrada\ bomba} = h_2 - h_1$$

Sin embargo el trabajo isoentrópico de la bomba se puede calcular también a partir de la ecuación de trabajo de flecha en flujo estacionario:

$$W = \int v * dP$$

Como el cambio de volumen específico del agua líquida (v) desde el estado de saturación hasta las presiones del estado líquido comprimido que se encuentran normalmente en las plantas termoeléctricas es menor que el 1%, se

puede considerar que el fluido en la bomba a menudo se determina con el grado de exactitud deseada mediante la siguiente relación:

$$w_{\text{entrada bomba}} = v_f(P_2 - P_1) \quad \text{donde} \quad s_2 = s_1$$

La base para esta funcionalidad es que la entropía en el inicio es la misma que en el final $s_2 = s_1$. Donde v_f es el volumen específico del líquido saturado 1, nótese en el diagrama anterior que la longitud de la línea 1-2 está muy exagerada. La elevación de temperatura debida a la compresión isoentrópica es en realidad muy pequeña.

La entrada de calor, la producción de trabajo isoentrópico de la turbina y la expulsión de calor en el condensador, todas estas cantidades expresadas por unidad de masa son:

$$q_{\text{entrada caldera}} = h_3 - h_2 \quad P_3 = P_2 \quad (\text{Proceso isobárico en la caldera})$$

$$w_{\text{salida turbina}} = h_3 - h_4 \quad s_3 = s_4 \quad (\text{Proceso isoentrópico en la turbina})$$

$$q_{\text{salida condensador}} = h_4 - h_1 \quad P_4 = P_1 \quad (\text{Proceso isobárico en el condensador})$$

En las expresiones anteriores se puede observar que tanto las entalpías como las entropías están expresadas en kJ/kgMol por ser unidades de energía interna. Por el lado de las presiones, éstas se encuentran definidas en bares para llevar congruencia con el sistema métrico.

La eficiencia térmica de un ciclo Rankine ideal se puede entonces escribir como:

$$\eta_t = \frac{w_t - w_b}{q_{\text{entrada}}} = \frac{h_3 - h_4 - v_{f1}(P_2 - P_1)}{h_3 - h_2}$$

El ciclo Rankine se utiliza para indicar el comportamiento ideal de una turbina (o de una máquina reciprocante de vapor) que opera en conjunto con otro equipo y que forman lo que se llama planta de vapor.

En el ciclo Rankine ideal, la eficiencia se puede incrementar mediante el empleo de un sobrecalentador. El proceso de sobrecalentamiento, en general, hace que se eleve la temperatura promedio a la cual se suministra calor al ciclo, elevando así la eficiencia teórica. Se puede lograr un aumento equivalente en la temperatura promedio durante el proceso de entrada de calor elevando la presión máxima del ciclo, es decir, la presión en la caldera. Esto puede dar por resultado un mayor costo inicial del generador de vapor (caldera más sobrecalentador), debido a la mayor presión que debe soportar, pero a través de los años la mayor eficiencia de toda la unidad compensa con creces este desembolso.

1.2.3 CICLO RANKINE CON RECALENTAMIENTO.

Para evitar el problema de la erosión, sin perder la ventaja de las mayores temperaturas logradas mediante el incremento de la presión en la caldera, se ha desarrollado el ciclo de recalentamiento. En el ciclo de recalentamiento no se permite que el vapor se expanda completamente hasta la presión del condensador en una sola etapa. Después de una expansión parcial el vapor se extrae de la turbina y se recalienta a presión constante. Luego, se regresa a la turbina para expandirlo más hasta la presión del condensador. Puede considerarse que la turbina consiste en dos etapas, una de alta presión y otra de baja presión.

En la figura I.2. se ve el diagrama de bloques y el diagrama T-S. La posición del estado 4 después de la primera etapa de expansión es, por lo general, cercana a la línea de saturación. La temperatura después del recalentamiento en el estado 5, usualmente, es igual o ligeramente menor que la temperatura de entrada de la primera etapa de la turbina.

Debe cuidarse la elección de la trayectoria 4-5 para el recalentamiento, ya que la temperatura promedio del proceso de recalentamiento puede resultar menor que la temperatura promedio del proceso de adición de calor 2-3. Por tanto, el recalentamiento no necesariamente hace que aumente la eficiencia térmica del ciclo Rankine básico. Sin embargo, el empleo correcto del recalentamiento eliminará el alto contenido de humedad de la salida de la turbina y hará que aumente la eficiencia térmica. Además, hay una presión de recalentamiento que maximizará la eficiencia térmica para los valores dados de P_3 , T_3 , T_5 y P_6 en la figura.

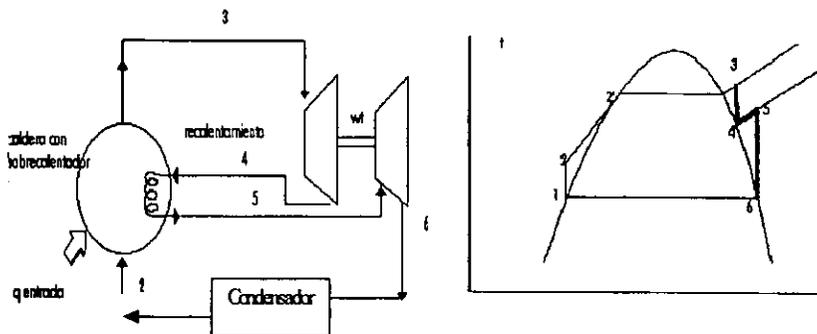


Fig. I.2. Diagrama de bloques y diagrama T-S de ciclo Rankine con recalentamiento.

Procesos ideales observados

- 1-2 Compresión isoentrópica en la bomba.
- 2-3 Calentamiento isobárico en la caldera.
- 3-4 Expansión Isoentrópica en la turbina.
- 4-5 Calentamiento isobárico en el recalentador.
- 5-6 Expansión Isoentrópica en la turbina.
- 6-1 Extracción de calor isobárico.

La compresión isoentrópica observada en la bomba es debida a que al realizar este proceso el fluido de trabajo no recibe energía sino que sólo se cambia la presión con la cual entra a la caldera. Posteriormente se observa dentro de la caldera un calentamiento isobárico, esto es debido a que el agua ya tiene la presión de trabajo con la cual entró a la caldera y el proceso a lo que se enfoca es a aumentar la temperatura del fluido de trabajo. Al entrar éste a la turbina cede energía interna (entalpía), dicho proceso es isoentrópico. Este proceso implicó una nueva presión a la salida de la turbina, con el vapor de la salida es calentado el fluido de trabajo en el recalentador, esta etapa de recalentamiento se lleva a cabo a una presión constante, por eso se dice que este proceso es isobárico. Posteriormente, el fluido de trabajo entra en las últimas etapas de la turbina donde termina de ceder la energía interna (entalpía) para llegar nuevamente a la campana de saturación, sin embargo está a una presión menor. Continuando con el proceso, se puede observar como es extraído calor en el condensador de manera isobárica puesto que no hay ningún elemento que haga que se pierda la presión de trabajo.

A continuación se presentan las fórmulas que definen los calores obtenidos dentro del proceso, los trabajos proporcionados y extraídos, y la eficiencia del sistema.

El calor suministrado es el proporcionado por la caldera y el recalentador:

$$Q_{\text{sum}} = Q_{\text{sum1}} + Q_{\text{sum2}} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)$$

El calor rechazado es el extraído al fluido de trabajo en el condensador:

$$Q_{\text{rechazado}} = (h_6 - h_1)$$

El calor neto es la resultante del suministrado menos el extraído:

$$Q_{\text{neto}} = Q_{\text{sum}} - Q_{\text{rechazado}} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4) - (h_6 - h_1)$$

El trabajo de expansión es el obtenido en la turbina:

$$W_{\text{expansión}} = W_{\text{exp1}} + W_{\text{exp2}} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)$$

El trabajo de Compresión es el realizado por la bomba:

$$W_{\text{compresión}} = (h_2 - h_1)$$

El trabajo neto es la diferencia entre el de expansión y el de compresión:

$$W_{\text{neto}} = W_{\text{exp}} - W_{\text{comp}} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)$$

La eficiencia es entonces el resultado del trabajo neto entre el calor neto:

$$\text{EFICIENCIA: } \eta_{\text{recal}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_{\text{sum}}} = \frac{Q_{\text{neto}}}{Q_{\text{sum}}}$$

El ciclo regenerativo descrito se puede modificar usando calentadores cerrados del agua de alimentación para calentar el agua que circula de regreso del condensador a la caldera. En un calentador cerrado del agua de alimentación, las dos corrientes que entran no se mezclan. El agua de

alimentación que sale del condensador circula dentro de tubos que pasan a través del calentador. El vapor extraído de la turbina entra en el calentador y se condensa en las paredes externas de los tubos que transportan el agua de alimentación.

En el caso ideal del calentador cerrado del agua de alimentación, el vapor extraído se condensa y sale del calentador como un líquido saturado a la presión de extracción de la turbina. Se hace la suposición en el caso ideal que el agua de alimentación (que procede del condensador) sale del calentador como un líquido comprimido a la misma temperatura que el vapor condensado extraído. Se tiene como ventaja que las presiones del vapor extraído y del agua de alimentación pueden ser significativamente diferentes. Por operar a presiones mayores, son más usados que los calentadores abiertos, que trabajan a presiones relativamente bajas. Otra ventaja del calentador abierto, aparte del costo bajo, es que lleva el agua de alimentación hasta su temperatura de saturación a la presión del calentador.

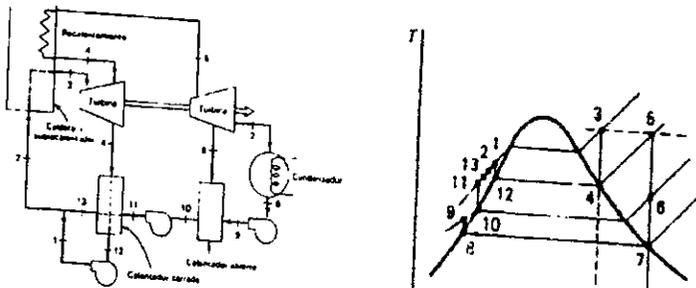


fig. 1.3 Diagrama de bloques y T-S de un ciclo Rankine con regeneración ideal con un calentador cerrado del agua de alimentación.

A continuación se presentan de los componentes principales de una central termoeléctrica.

I.3. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA.

Para la obtención de energía eléctrica a partir de un combustible y por medio del ciclo de vapor, se necesita una gran cantidad de equipo, para que las transformaciones de la energía que se requieren efectuar sean con la mayor eficiencia posible.

Todo el equipo de una central termoeléctrica es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención de energía eléctrica, así como por su tamaño y costo se clasifica en:

- Equipo principal
- Equipo auxiliar

I.3.1 EQUIPO PRINCIPAL.

La producción moderna de electricidad se centra en cuatro equipos principales:

- Generador de vapor
- Turbina
- Generador
- Condensador

I.3.1.1 GENERADOR DE VAPOR.

El término de generador de vapor se aplica, normalmente, a un dispositivo que genera vapor para producir energía mediante una serie de dispositivos que aprovechando el poder calorífico de un combustible producen vapor. Esta compuesto básicamente por cinco transmisores de calor: la caldera propiamente con su hogar, el precalentador de aire, el economizador, el sobrecalentador y recalentadores.

CALDERA: El término caldera, en la actualidad, sólo se usa para designar las partes sometidas a presión, en las que se produce la vaporización. Las calderas de vapor constan, básicamente, de una superficie de calefacción y cuerpo o domos que se encuentran encerrados en un emplazamiento. La superficie de calefacción está constituida por tubos de acero sin soldadura. Toda la unidad está rodeada o encerrada en una montadura; ésta consiste en una pared o cubierta de forma adecuada, para encerrar, para dirigir el flujo de los gases de combustión, para soportar otros componentes (partes a presión) y para aislar el flujo de calor del interior a la atmósfera.

PRECALENTADOR DE AIRE: Los precalentadores de aire recuperan el calor de los gases, de combustión, para el calentamiento del aire que entra al hogar. Estos calentadores pueden ser del tipo recuperativo o regenerativo. En el tipo recuperativo, los gases pasan a un lado de tubos o placas y el aire por el otro; el calor se transfiere por conducción. En los calentadores de tipo regenerativo, los gases pasan a través de "canastas" ajustadas con tolerancias cerradas, que elevan su temperatura y se hace pasar aire a través de las canastas para recoger el calor; la rotación (operado por un motor) puede ser de las canastas o las entradas y salidas de aire de gases.

ECONOMIZADOR: Son calentadores del agua de alimentación de la caldera, que obtienen el calor de parte de los gases de combustión descargados de la caldera. Consiste en circuitos múltiples de agua, en los cuáles el flujo de ésta es de sentido opuesto al vapor.

SOBRECALENTADOR Y RECALENTADORES: La razón principal de sobrecalentar o recalentar el vapor, es el aumento en la eficiencia o disminución del consumo térmico unitario, éstos constituyen accesorios propios de caldera, cuando su especificación y uso la exige. Son del tipo radiante o del tipo de convección y su colocación debe estar condicionada a la clase de hogar, y las características de temperatura, constante o variable.

1.3.1.2 TURBINA.

En la turbina tienen lugar las siguientes conversiones de energía:

- La energía térmica del vapor a energía cinética en las toberas.
- Energía cinética del vapor a energía mecánica en los álabes: la que se recoge en la flecha.
- Energía mecánica a energía eléctrica: de la flecha al embobinado del generador.

Existen dos tipos de turbinas de vapor, dependientes de la forma de expansión del vapor en las etapas de la turbina: impulsión o reacción. Es decir, de varias etapas de expansión, en las cuáles el vapor es extraído y usado en el calentamiento del agua de alimentación de las calderas en calentadores abiertos o cerrados, o de alta presión, no condensantes, en las cuáles el escape tiene lugar a la presión atmosférica, o un poco mayor, sirviendo los gases de escape para calentamiento u otros usos.

Las turbinas se clasifican de muchas formas, entre las principales están:

Según el Principio de Operación	<ul style="list-style-type: none"> • De acción o Impulso • De Reacción • Combinadas • Sin recalentamiento • Con recalentamiento • Con Extracciones • Sin Extracciones
Según el Escape	<ul style="list-style-type: none"> • Con condensación • Sin Condensación
Según el Flujo de Vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Simple • Doble
Compuestas	<ul style="list-style-type: none"> • Tandem • Cross

Figura I.4 Clasificación de turbinas

I.3.1.3 GENERADOR.

En el generador se transforma la energía mecánica a energía eléctrica, generalmente se encuentra directamente acoplado a la flecha de la turbina. La sección de escape de la turbina es de hierro fundido y a ella está unido el extremo de alta presión de la carcaza, la cual está construida igualmente de hierro fundido.

Se emplean generadores síncronos en centrales eléctricas de gran capacidad.

La máquina rotatoria de c. a. (corriente alterna), se denomina síncrona debido a que genera un torque estable a una sola rapidez que se relaciona simplemente con la frecuencia del sistema de c.a. al que está conectada.

Normalmente se utiliza hidrógeno para enfriamiento del estator y del rotor. La eficiencia de los generadores puede variar de 97.5% a 98.85%.

I.3.1.4 CONDENSADOR.

El condensador tiene la doble función de lograr una baja presión, inferior a la turbina, que permita en ésta una máxima expansión del vapor y una elevada recuperación del fluido evaporable, para usarlo en un nuevo ciclo.

La condensación del vapor de escape de la turbina y drenes se efectúa en el condensador. Se fabrica como intercambiador de calor con mezcla de agua de enfriamiento, de superficie con enfriamiento de agua y los de chorro o barométricos. El condensador se localiza a la salida de la turbina de baja presión, para minimizar la caída de presión. Si se usan tubos longitudinales al eje de la turbina, se pueden localizar dos condensadores a los lados; sin embargo, los tubos transversales son más frecuentes. El lado del agua se divide en dos partes para facilitar su limpieza.

El cuerpo del condensador y la entrada están contruidos en forma tal para evitar remolinos y pérdidas de presión en el recorrido del vapor. Los tubos se distribuyen de tal manera que facilitan el recorrido del vapor hasta la parte inferior del condensador. El número de pasos de agua puede ser uno, dos o tres. Para absorber las expansiones diferenciales del cuerpo y los tubos del condensador, se instala una junta de expansión o se montan los tubos con ondulaciones. Las expansiones verticales, normalmente, se absorben con una junta de expansión o por medio de resortes.

En el fondo (o pozo caliente) se tiene una cuadrícula de solera para evitar arrastres al condensador. Además, se dispone de un filtro a la salida del condensador, antes de la entrada de las bombas de condensado, para retener materias extrañas.

I.3.2 EQUIPO AUXILIAR.

Si bien estos equipos se encuentran junto con el equipo principal, se les clasifica como equipo auxiliar:

I.3.2.1 BOMBAS.

El ciclo de vapor, con sus diferentes equipos, presenta numerosos requisitos para mover el agua de un lugar a otro, así como para aumentar su presión. La función de una bomba es añadir a la presión que ya existe en un líquido un incremento suficiente para que dé el servicio que se necesita. Aumentando su velocidad, o para vencer la resistencia producida por rozamiento, o una presión externa. Las bombas se usan para el agua condensada, para la alimentación de la caldera, para bombear el agua de los calentadores y otros servicios. Los tipos que se usan principalmente en el servicio de las centrales termoeléctricas son las de movimiento recíproco, giratorias y centrífugas.

I.3.2.2 VENTILADORES.

En la mayor parte de los generadores de vapor de centrales termoeléctricas modernas se hace necesario el uso de ventiladores para inyectar el aire de combustión al horno y extraer los gases, porque la chimenea no es suficiente para vencer las pérdidas que tienen lugar en el emparrillado o quemador, en la caldera, economizador y calentador de aire. El tiro mecánico se puede clasificar como forzado o inducido. El primero es en el que el aire de la combustión está comprimido y en el segundo el movimiento de gases se produce por expansión.

I.3.2.3 CALENTADORES DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN.

Son intercambiadores de calor y se utilizan para calentar el agua de alimentación, aprovechando parte de la energía contenida en las extracciones de baja y alta presión de la turbina. El economizador y parte de la caldera son verdaderas superficies de calefacción. Sin embargo, es costumbre referirse únicamente al equipo que se calienta solamente con vapor, a los que se les llama "calentadores del agua de alimentación". Los calentadores para el agua de alimentación se dividen en dos tipos, de contacto y de superficie.

I.3.2.4 EVAPORADOR.

El objetivo del evaporador es destilar el condensado de la turbina mediante ebullición en la carcasa y reintegrarlo al suministro de turbina. El evaporador, o vaporizador, es un intercambiador de calor de tipo superficie, en el que el

vapor de calefacción (primario), transmitiendo calor, se condensa a la temperatura constante de saturación y el agua que se calienta, vaporizándose, se transforma en vapor (secundario) a la temperatura constante de vaporización (saturación).

I.3.2.5 EYECTORES.

Un eyector es un tipo simplificado de bomba de vacío o compresor que no tiene pistones, válvulas, rotores u otras piezas móviles. Los eyectores de chorro de vapor de una central termoeléctrica consisten, esencialmente, en una tobera de vapor que descarga un chorro a alta velocidad a través de una cámara de succión conectada al equipo. El vapor es llevado a un difusor en forma de venturi que convierte la energía de velocidad del vapor en energía de presión.

I.3.2.6 TORRE DE ENFRIAMIENTO.

Las torres de enfriamiento son dispositivos de enfriamiento artificial de agua. Se clasifican como cambiadores de calor entre un volumen en circuito cerrado de agua y aire atmosférico. Básicamente, en las torres de enfriamiento, el agua cede calor al aire, sobre todo por evaporación y lo hace también por convección, pero en forma secundaria.

Las torres enfriadoras son estructuras largas y angostas de altura considerable con su eje mayor normal a la dirección de los vientos dominantes. Se construyen para utilizar los movimientos horizontales de los vientos. Tienen plataformas con enrejados de madera dentro de la estructura, que sirven para

distribuir el agua en forma de lluvia del coronamiento de la torre, que al caer a través de las corrientes de aire se evapora y se enfría.

I.3.2.7 TUBERÍAS.

Por las tuberías que forman los sistemas, circulan líquidos, gases o vapores.

Las condiciones en que trabajan algunas porciones del sistema de tuberías son con frecuencia rigurosas. Un drenaje de condensado y un sistema de trampas de vapor evitan la formación de golpe del ariete en la tubería, en detrimento de la vida útil de la misma y evitan corrosión en los equipos.

Las tuberías se pueden clasificar, tomando como base las condiciones de servicio en: tuberías para vapor recalentado o saturado a alta presión, para agua condensada a alta presión, para vapor a baja presión, para la alimentación de agua a la caldera, para calentadores de descarga, para agua condensada, para el servicio de agua fría y caliente, para la circulación del agua, para el aceite lubricante, combustible, aislador, para los instrumentos, para el aire comprimido, para los sopladores de hollín, para los drenajes, etc.

I.3.2.8 INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

En las centrales eléctricas el control está estrechamente relacionado con los instrumentos y las operaciones que se controlan automáticamente; varía (al igual que los instrumentos) con el tamaño de la central, la capacidad de los operadores, el tipo de equipo y los ahorros que pueden efectuarse. En general,

el control automático se emplea en las operaciones que no requieren el juicio de un operador y que éste no puede realizar.

Una clasificación útil se obtiene dividiéndolos en instrumentos que miden cantidades mecánicas y en aquellos que miden cantidades eléctricas:

Instrumentos mecánicos: termómetros de mercurio con tubo de vidrio, termómetros de bulbo llenos de gas y tubo, termómetros de vapor, termómetros de resistencia eléctrica, termómetros de par termoeléctrico o pirómetro, manómetro Bourdon, manómetros de diafragma, vacuómetros, contadores de vapor, contadores de agua, contadores de aire, registradores de nivel, calorímetros, etc.

Instrumentos eléctricos: voltímetros, wattímetros, sincronoscopios, indicadores de potencia, etc.

I.4. SISTEMAS DE FLUJO.

Debido al desarrollo creciente, en lo referente a generación de energía eléctrica, es cada vez más importante, contar con elementos que ayuden a la mejor comprensión y entendimiento de los procesos que se desarrollan en las centrales generadoras.

Por tal motivo, se han establecido métodos, normas y lineamientos que rigen cada una de las etapas de desarrollo en una central, desde el inicio de su construcción, su puesta en servicio y llegando hasta la operación continua de la misma, en forma eficiente.

En este apartado, se enfocará la atención a los diversos sistemas que constituyen una Central Termoeléctrica y se hará referencia al valor de los principales parámetros operativos de una unidad con capacidad de producción de 300 MW (Mega wats ó millones de wats).

Se le llama sistema de flujo o simplemente "sistema" a un conjunto formado por equipo y tuberías que manejan un fluido determinado, pudiendo ser, agua destilada, de mar, de enfriamiento, vapor, gases, combustible o cualquier otro requerido en la central. A semejanza con los humanos que tenemos un sistema circulatorio, digestivo, respiratorio, etc.

Los sistemas de flujo pueden ser cerrados o abiertos. Los equipos principales y los auxiliares se integran para formar parte de los sistemas de flujo.

Un mismo equipo puede pertenecer a varios sistemas, por ejemplo, el generador de vapor pertenece al sistema aire-gases de combustión, al sistema de combustible, al de vaporización y sobrecalentamiento y a otros más.

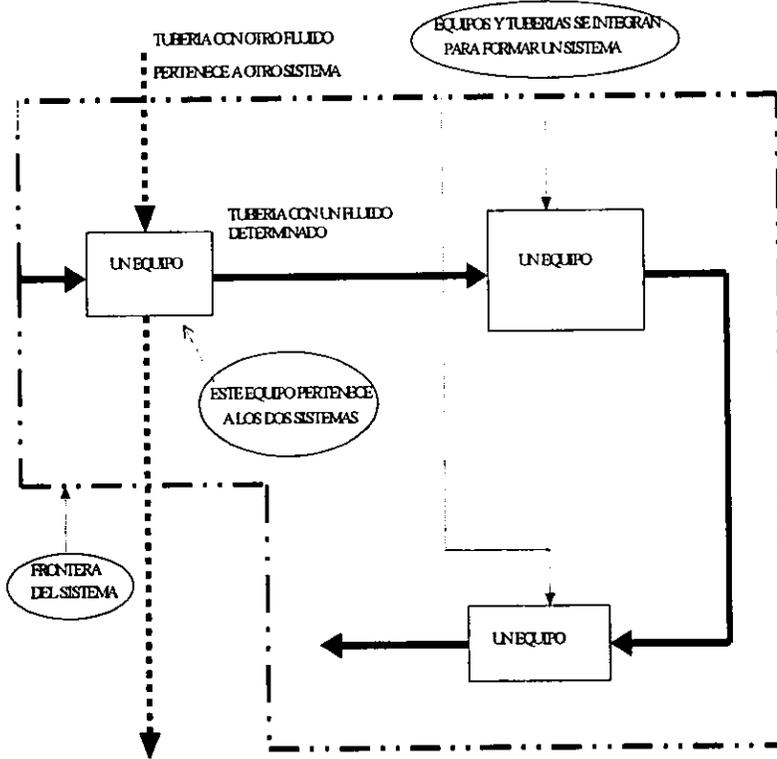


Figura I.5 Representación de equipos y sistemas que forman una Central Termoeléctrica.

Según las necesidades de cada central en particular, pueden tenerse diversos sistemas, entre los principales se encuentran los siguientes:

1. Condensado
2. Agua de alimentación
3. Vaporización y sobrecalentamiento (agua-vapor)
4. Vapor principal
5. Vapor auxiliar
6. Extracciones y drenajes
7. Combustible
8. Aire y gases de combustión
9. Aceite de lubricación y control
10. Aceite de sellos
11. Sellos de vapor
12. Gases N_2 , CO_2 e H_2
13. Enfriamiento principal y auxiliar
14. Tratamiento de agua de repuesto
15. Dosificación e inyección de químicos
16. Análisis y muestreo
17. Agua contra incendio
18. Agua de servicios
19. Aire de servicio
20. Aire de instrumentos
21. Etc., etc.,...

Para efectos del presente trabajo se hará referencia a los sistemas más relacionados con la falla por determinar, siendo éstos los siguientes:

1. Condensado
2. Agua de alimentación
3. Vaporización y sobrecalentamiento (agua-vapor)
4. Aire y gases de combustión
5. Enfriamiento principal (agua de circulación)
6. Dosificación e inyección de químicos
7. Tratamiento agua de repuesto
8. Análisis y muestreo

I.4.1 SISTEMA AGUA DE CONDENSADO.

El sistema agua de condensado tiene la función principal de extraer agua directamente del pozo caliente del condensador, mediante una bomba la cual la impulsa a través de los calentadores de agua de alimentación de baja presión donde incrementa gradualmente su temperatura con lo que se logra aumentar la eficiencia del ciclo.

El equipo principal que constituye este sistema es el siguiente:

- Tanque de almacenamiento de condensado.
- Condensador principal.
- Bombas de condensado.
- Banco de eyectores.
- Calentadores de agua de alimentación de baja presión.

I.4.2 SISTEMA AGUA DE ALIMENTACIÓN.

La aportación del agua requerida por la caldera para reposición del consumo debido a la producción de vapor necesario para la turbina y otros servicios en una unidad generadora, se realiza a través del sistema de agua de alimentación. Este sistema dispone de tres bombas centrífugas capaces de suministrar, cada una, el 50% del caudal requerido, es decir, que cuando la unidad se encuentra generando el 50% de carga, o menos, solamente se requiere tener una bomba en servicio y cuando se aumenta la generación a más del 50%, se tiene que poner en servicio la segunda bomba, mientras la tercera queda de reserva. El equipo de bombeo recoge el agua almacenada en el tanque del deareador, que es alimentado por el sistema de condensado, y la

envía a través de los calentadores de alta presión y del economizador al domo superior de la caldera.

Los elementos principales con que cuenta este sistema son los siguientes:

- Tanque de oscilación .
- Bombas de agua de alimentación .
- Calentador de alta presión.

I.4.3 SISTEMA VAPORIZACIÓN Y SOBRECALENTAMIENTO (AGUA - VAPOR).

El sistema de vaporización y sobrecalentamiento tiene como objetivo principal efectuar la producción de vapor, su sobrecalentamiento y recalentamiento a las condiciones de temperatura y presión adecuadas para ser enviado a la turbina.

El agua de alimentación procedente del calentador núm. 7 de alta presión, referente al diagrama de la página 40, se introduce en el economizador donde eleva su temperatura. A continuación entra en el domo superior y, a través de conductos bajantes, llega a los cabezales alimentadores de las paredes de agua. Ascende a través de las paredes de agua, vaporizándose parcialmente, y llega al domo superior en donde se produce la separación agua- vapor. El agua se recircula nuevamente hacia las paredes de agua, mientras que el vapor se conduce al sobrecalentador y desde éste a la turbina de alta presión. El vapor de escape de ésta turbina se lleva al recalentador y, una vez recalentado, se conduce hacia la turbina de presión intermedia.

El equipo principal que constituye este sistema es:

- Economizador.
- Domo superior.

- Domo inferior.
- Sobrecalentador.
- Recalentador.

1.4.4 SISTEMA AIRE Y GASES DE COMBUSTIÓN.

Básicamente el sistema consiste en una serie de conductos y equipos cuya finalidad es proporcionar aire en condiciones óptimas para lograr una buena combustión en el hogar de la caldera, así como facilitar la expulsión a la atmósfera de los gases producidos, aprovechando su energía calorífica por intercambio de calor a través de los componentes del generador de vapor.

Para lograr la mayor eficiencia del generador de vapor, es necesario incrementar la temperatura del aire proveniente de los ventiladores que lo succionan de la atmósfera (tiro forzado), utilizando para esto los precalentadores con vapor y los calentadores regenerativos.

El aire a la descarga de los ventiladores de tiro forzado pasa a través de los precalentadores aire con vapor, y los calentadores regenerativos para posteriormente llegar a las cajas de aire de los quemadores.

El suministro de aire a los quemadores se efectúa a través de compuertas individuales, que deben permanecer abiertas si los quemadores correspondientes se encuentran en servicio y cerradas si no lo están.

Los gases producidos por la combustión, en su recorrido hacia la atmósfera, efectúan la transmisión de calor a los elementos del recalentador y sobrecalentador.

Para aprovechar el calor de los gases antes de abandonar la caldera, se efectúan los siguientes intercambios de calor:

En el economizador, los gases calientan el agua de alimentación antes de que ésta llegue al domo, y en los calentadores regenerativos, los gases calientan el aire para la combustión, proveniente de los ventiladores de tiro forzado.

Los equipos principales de este sistema son los siguientes:

- Ventilador de tiro forzado.
- Precalentador de aire con vapor.
- Calentador de aire regenerativo.

1.4.5 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL (AGUA DE CIRCULACIÓN).

El sistema de agua de enfriamiento principal, comúnmente llamado Sistema de agua de circulación, tiene como objetivo suministrar agua al condensador principal con la finalidad de llevar a cabo la condensación del vapor que ha trabajado en la turbina.

Por otra parte, se utiliza para cubrir las necesidades de refrigeración en intercambiadores de calor de equipos auxiliares y para refrigeración del aceite principal de la turbina.

El equipo principal que constituye este sistema es el siguiente:

- Bombas de agua de enfriamiento.
- Condensador principal.
- Torre de enfriamiento.

1.4.6 SISTEMA DOSIFICACIÓN E INYECCIÓN DE QUÍMICOS.

Este sistema tiene como función principal el dosificar productos químicos ya sea en forma continua o intermitente a distintos puntos del ciclo agua vapor,

con la finalidad de mantener los parámetros de control químico dentro de los límites establecidos, para evitar al máximo posible los problemas de corrosión y depósitos tanto en el generador de vapor como en los sistemas precaldera y postcaldera.

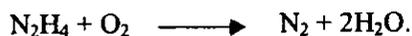
Básicamente se dosifican tres tipos de sustancias:

- Fosfatos
- Hidracina
- Aminas

La razón de su dosificación se describe a continuación:

Fosfatos: Se dosifican con la finalidad principal de eliminar la dureza residual del agua de caldera (calcio y magnesio) al formar con estos elementos, precipitados lodosos fácilmente arrastrables mediante purgas, así como un regulador de pH.

Hidracina (N₂H₄): Se utiliza como agente reductor de oxígeno. Reacciona con éste último de acuerdo a la siguiente reacción:



El Nitrógeno(N₂) generado de esta reacción es eliminado posteriormente en el deareador.

Aminas: Su finalidad es la de neutralizar el ácido carbónico presente en el agua de alimentación elevando el pH y la de formar una película protectora sobre las superficies metálicas.

I.4.7 TRATAMIENTO DEL AGUA DE REPUESTO.

El tratamiento que se le da al agua para repuesto, al ciclo agua - vapor, se efectúa en la planta desmineralizadora, cuya función es la producción de agua de una calidad tal que pueda ser utilizada en éste ciclo.

Por lo anterior, el agua producida, llamada desmineralizada, deberá contener un bajo contenido de sólidos disueltos para evitar al máximo que se generen problemas de incrustación y corrosión en el ciclo agua-vapor. Funciona bajo el principio de intercambio iónico, por lo que el proceso de desmineralización se efectúa en dos partes: una ocurre en la unidad catiónica, llamada CATION, donde se remueven los iones positivos de las sales, y la otra en la unidad aniónica, llamada ANION, donde se remueven los iones negativos de las sales. En la mayoría de los casos, se agrega un tercer paso para lograr mayor eficiencia en la remoción de sales, que consiste en una unidad donde se efectúan simultáneamente la remoción catiónica y aniónica.

La remoción de sales mediante intercambio iónico se lleva a cabo haciendo uso de resinas sintéticas Catiónicas y Aniónicas, por las que al pasar el agua deja las sales contenidas en ella.

I.4.8 SISTEMA ANÁLISIS Y MUESTREO.

El tratamiento químico interno de los generadores de vapor, forma una parte muy importante en la operación de una Central Termoeléctrica, ya que con ello se evitan los problemas de corrosión y depósito en los equipos que componen el ciclo agua-vapor.

Para llevar un control estricto de los parámetros de tratamiento químico se hace indispensable la instalación de un sistema de muestreo confiable y representativo, así como un sistema de análisis continuo de determinados parámetros (usualmente pH y conductividad) que indiquen las condiciones del ciclo.

El sistema de análisis y muestreo cumple la función anteriormente mencionada tomando para ello, muestras de los siguientes puntos:

- I. Salida de vapor del domo
- II. Salida del economizador
- III. Purga continua del domo (drenaje para eliminación de impurezas)
- IV. Entrada al economizador
- V. Salida de vapor principal
- VI. Vapor recalentado caliente
- VII. Drenaje de calentadores de alta presión
- VIII. Succión de bombas agua de alimentación
- IX. Entrada de condensado al deareador
- X. Descarga bombas de condensado

Todas estas muestras son condensadas o enfriadas en un bastidor primario de enfriamiento y algunas de ellas enviadas al bastidor secundario para control de temperatura constante y así pasarlas a equipos de medición continua como pH y conductividad.

A continuación se presenta la unión de los sistemas vistos en este apartado para formar el diagrama general de una central termoeléctrica.

I.5. DIAGRAMA GENERAL DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA.

En la figura siguiente se presenta el diagrama general de una Central Termoeléctrica incluyendo los sistemas principales. Este diagrama es sólo representativo de una Central Termoeléctrica típica y puede tener variaciones según cada Central en particular.

Aquí se conjuntan todos los sistemas que intervienen en el proceso de generación de energía eléctrica y se observa también la relación que existe entre estos sistemas.

La descripción de los puntos marcados en el diagrama es la siguiente:

GENERADOR DE VAPOR

1. Economizador
2. Domo
3. Bajantes
4. Bombas circulación controlada
5. Domo inferior o cabezales
6. Tubos de generación
7. Tubos elevadores
8. Dispositivos de separación
agua - vapor en el domo
9. Sobrecalentador (primario,
Secundario, etc.)
11. Recalentador

TURBINA

10. Turbina de alta presión
primer paso
12. Turbina presión intermedia
13. Turbina de baja presión
14. Turbina de baja presión
15. Vapor de escape turbina
baja presión

SISTEMA DE EXTRACCIONES

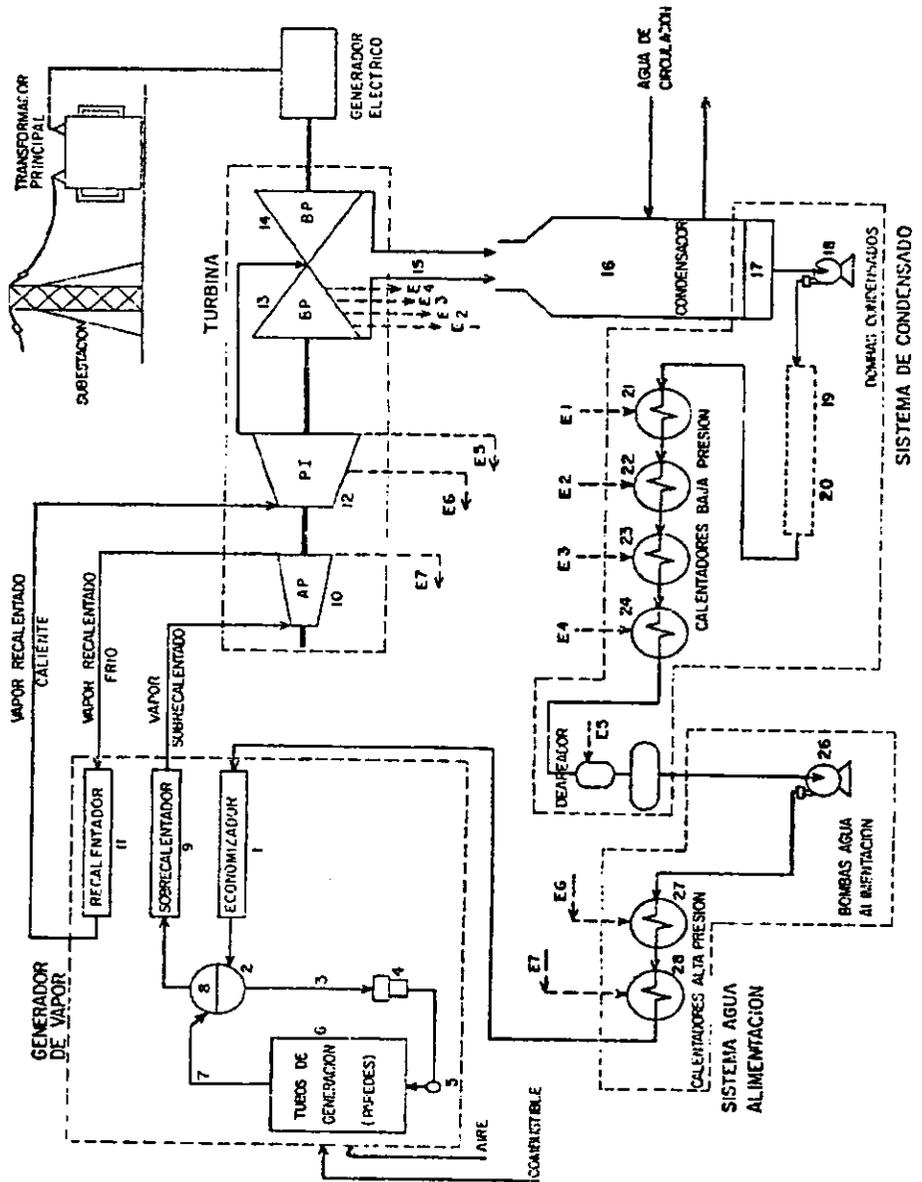
- E7. Extracción a calentador 7
- E6. Extracción a calentador 6
- E5. Extracción a calentador 5
- E4. Extracción a calentador 4
- E3. Extracción a calentador 3
- E2. Extracción a calentador 2
- E1. Extracción a calentador 1

SISTEMA DE CONDENSADO

- 16. Condensador
- 17. Pozo caliente
- 18. Bombas de condensado
- 19. Condensador vapor a sellos
- 20. Banco de eyectores
- 21. Calentador baja presión #1
- 22. Calentador baja presión #2
- 23. Calentador baja presión #3
- 24. Calentador baja presión #4
- 25. Calentador baja presión #5 (deareador)

SISTEMA AGUA DE ALIMENTACIÓN

- 26. Bombas agua de alimentación
- 27. Calentador alta presión #6
- 28. Calentador alta presión #7



II

Capítulo II

II.1. GENERADORES DE VAPOR.

II.1.1 GENERALIDADES.

El generador de vapor es la unión de una serie de sistemas (entre los cuáles esta la caldera), que están orientados a:

- a) Liberación de energía calorífica con base en una reacción química.
- b) Generación de vapor a determinadas características de presión y temperatura.

Dentro del generador de vapor los dispositivos tienen como objetivo maximizar la transmisión de energía liberada al agua. Tradicionalmente, la palabra caldera abarca el concepto global de generador de vapor, y esto debido a que en sus inicios la generación de vapor se llevaba a cabo en grandes recipientes sellados, conocidos como "calderas" de las cuáles se emitía el vapor. (Figura II.1)

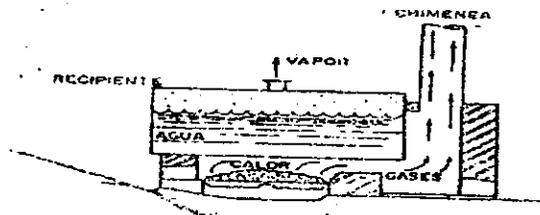


Fig. II.1 Representación de una caldera

Posteriormente, se presentó una evolución en dichos sistemas buscando que la energía calorífica que aún permanecía en los gases también fuera aprovechada

por dicho recipiente, con lo que se aumentó la superficie de contacto entre los gases y el agua. Esto se logró agregando tubos transversales por los cuáles circulaban los gases calientes o agua. De esta manera se fueron sofisticando los dispositivos agregados para maximizar la absorción de energía. La primer clasificación de las calderas, se presentó entonces por la manera en que conducían el vapor y los gases.

II.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS.

La posición relativa entre los gases calientes y el agua determina esta primer clasificación y genera la primera división: acuatubulares (tubos de agua) y pirotubulares (tubos de humo); donde las acuatubulares son aquellas que en el interior de los tubos se ubica el agua y las pirotubulares son aquellas en las que en el interior de los tubos se ubican los gases producto de la combustión.

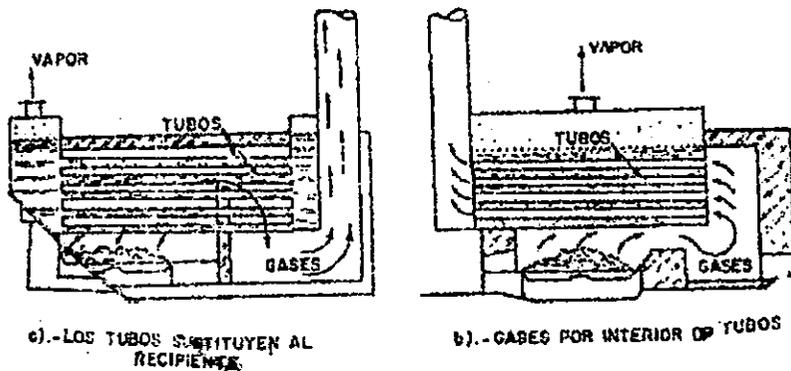


Fig. II.2 Calderas pirotubulares y acuatubulares

En la figura II.2 se presentan 2 condiciones bajo las cuáles es transmitida la energía calorífica de los gases al líquido, de lado izquierdo se observa una

caldera acuatubular puesto que el agua está en circulación a través de los tubos, en cambio del lado derecho se tiene una caldera pirotubular en la cual los gases producto de la combustión circulan a través de los tubos. Como se puede observar en dichas gráficas los tubos que aumentan la superficie están ubicados de manera horizontal.

La etapa comprendida para la caldera estará limitada a la liberación de energía calorífica en el hogar, al proceso de generación de vapor y a la separación del vapor del agua.

A continuación se mencionarán diferencias esenciales en la primer división de las calderas.

II.1.2.1 CALDERAS PIROTUBULARES.

En estas calderas los gases calientes pasan por el interior de los tubos, los cuáles se hallan rodeados de agua. Las calderas pirotubulares son pequeñas, y junto con sus correspondientes máquinas de vapor, han sido desplazadas en su mayoría por los motores de combustión interna, en la producción de energía. Las calderas pirotubulares generalmente tienen un hogar integral (denominado caja de fuego) limitado por superficies enfriadas por agua. En la actualidad las calderas pirotubulares horizontales con hogar integral se utilizan en las instalaciones de calefacción a baja presión y algunos tipos más grandes para producir vapor a relativamente baja presión para sistemas de calefacción.

En este tipo de caldera es común observar que los tubos de retorno de los gases están ubicados de manera horizontal. Las superficies interiores de las paredes del hogar están revestidas de material refractario. En estas calderas los

gases calientes pasan por encima de una placa deflectora de material refractario y, a continuación tocan todo el fondo de la caldera volviendo a la parte frontal de la misma por el interior de los tubos.

II.1.2.2 CALDERAS ACUATUBULARES.

En las calderas acuatubulares el agua pasa por el interior de los tubos y los gases calientes se hallan en contacto con la superficie exterior de éstos. Estas calderas son empleadas generalmente cuando se desea obtener elevadas presiones y rendimientos, debido a que los esfuerzos desarrollados en los tubos por las altas temperaturas son de tracción en lugar de compresión, como ocurre en los pirotubos.

Este tipo de caldera se usa con mayor frecuencia en instalaciones donde se desea extraer altos volúmenes de vapor a presiones y temperaturas elevadas, sin embargo la estructura que llega a tener este tipo de calderas no las hace tan viables a ser calderas de tipo móvil, como se citó con anterioridad.

II.1.2.3 CALDERAS ACUATUBULARES CON TUBOS INCLINADOS.

Una variante de la caldera acuatubular con tubos rectos es la conformada por la caldera con tubos inclinados. El domo único va colocado a lo largo o formando un ángulo recto con los tubos. El agua de alimentación, que entra por la parte mas baja del domo desciende por el interior de los tubos colectores posteriores y sube por los tubos inclinados donde se forma el vapor. La mezcla de vapor y agua asciende rápidamente por los cabezales,

induciendo, en consecuencia una circulación hacia el domo de la caldera donde tiene lugar la separación entre vapor y agua.

Los tubos de agua están formando un cierto ángulo con la horizontal. Los gases producto de la combustión pasan sobre la superficie externa de los tubos guiados por medio de placas deflectoras. Estas instalaciones suelen utilizar recalentadores y se pueden adaptar a la producción de energía. Tienen la desventaja de requerir de tubos especiales y conexiones precisas en los reemplazos de tuberías afectadas

II.1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS BASÁNDOSE EN SU CIRCULACIÓN.

Otra clasificación que se aplica a las calderas es respecto a la circulación del agua siendo de dos tipos básicamente: la natural y la forzada. La circulación del agua a la que se hace referencia es la relativa entre el domo de alimentación y los tubos generadores de vapor.

II.1.3.1 CALDERAS DE VAPOR CON CIRCULACIÓN NATURAL.

Las calderas de circulación natural son referidas con este nombre debido a que se forman corrientes naturales en el circuito comprendido por el domo superior, los tubos bajantes los tubos generadores de vapor y el regreso al domo superior.

El principio de circulación del agua es el siguiente: el agua en el domo de alimentación (superior) desciende por los tubos bajantes que se encuentran en

el exterior de la caldera (a una temperatura menor que el hogar), el agua que circula por este lado se encuentra en estado líquido únicamente, en el interior de la caldera se encuentran los tubos generadores y a través de estos tubos circula agua y vapor lo cual en su conjunto hace que el fluido de trabajo (agua + vapor) cuente con una densidad menor que la que tiene el fluido de trabajo en los tubos bajantes, esta diferencia de densidades crea las fuerzas necesarias para promover la circulación del agua dentro del circuito.

Mientras se esté aplicando calor a los tubos de generación este circuito mantiene la circulación, haciendo que continuamente llegue al domo una mezcla de agua vapor donde el vapor se separa y se dirige a otros elementos.

II.1.3.2 CALDERAS DE VAPOR CON CIRCULACIÓN FORZADA.

Cuando en una caldera se reemplaza la circulación por gravedad por un elemento auxiliar que provoque la circulación se dice que se tiene una circulación forzada. Esta circulación tiene una serie de ventajas, el diámetro de los tubos puede reducirse, el circuito de los tubos puede alargarse, y disminuirse el espesor de sus paredes para una presión dada. Los tubos pueden disponerse a modo de serpentín continuo, formando el revestimiento del hogar. De esta manera se mejora la transmisión del calor, por esta razón la caldera requiere solamente una cuarta parte del espacio y pesa un séptimo del valor correspondiente a generadores de tipo con circulación natural de la misma capacidad de producción de vapor. Otras ventajas atribuibles a esta clase de calderas son una respuesta rápida a los controles y una puesta en servicio mas rápida.

II.2. PARTES DE UNA CALDERA.

Como ya se mencionó, las calderas transmiten calor de una fuente externa de combustión a un fluido (agua). La caldera integra y forma parte de equipos como ventiladores de aire y gases, precalentadores de aire, ductos, economizador, sobrecalentador, etc.

En el presente tema sólo se describirá los elementos sometidos a presión, así como los accesorios y el equipo transmisor de calor, que forma parte propiamente de una caldera acuatubular.

La ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) ha formulado el reglamento de calderas. Los espesores de los tubos se fijan de acuerdo con la presión, el diámetro y el material. Los esfuerzos a la fatiga admisibles en las costuras dobladas y soldadas también han sido fijados. Se han normalizado las válvulas de seguridad y los accesorios, así como el mínimo de seguridad que deban ofrecer las calderas.

Tomando en cuenta lo anterior de la construcción de calderas de vapor, se pueden estudiar sus partes componentes.

II.2.1 HOGAR.

El hogar es una cámara para la combustión. La composición del hogar de las calderas depende del tipo de combustible y de la forma de la combustión.

Desde un punto de vista del desarrollo de los fuegos y de la colocación de los quemadores, los hogares pueden clasificarse en:

- Paralelo, con quemadores al frente o al frente y atrás.

- Turbulento, con quemadores colocados en las esquinas que inyectan el combustible en forma tangencial al centro del hogar.

Las paredes del hogar son importantes para mantener una ignición continua y una combustión completa; es decir las paredes deben estar tan calientes como sea posible, para que la combustión sea completa y la transmisión de calor al agua rápida, además las paredes deberán estar tan frías como sea posible para que tengan la resistencia estructural necesaria y el mínimo de gastos de conservación.

En la actualidad se usan muchos tipos de paredes en los hogares y fundamentalmente pueden clasificarse así:

Mampostería Sólida.- Este tipo oscila desde las secciones refractarias homogéneas a las que contienen aislamientos especiales intercalados entre el refractario y la cubierta.

Paredes de mampostería enfriadas por aire.- Una pared enfriada por aire consiste en una sección delgada de material refractario en cuyo respaldo existe un espacio donde circulan las corrientes de aire para su enfriamiento.

Muros parcialmente enfriados por agua.- Son del tipo refractario sólido, con una porción de la superficie cubierta con tubos de agua.

Hogares con camisa de agua.- La región de la combustión está completamente rodeada de tubos de agua que absorben calor.

Los materiales que se usan principalmente son arcilla refractaria, sílice, caolín, alúmina y ciertos productos de hornos eléctricos, que se usan principalmente en forma de ladrillos.

En general, los hogares deben cumplir con las siguientes características:

- Capacidad para aire suficiente.
- Suficiente altura para asegurar una circulación adecuada de agua en los tubos.
- Tubos de diámetro suficiente para asegurar una mínima caída de difusión y evitar impedancias en la mezcla de flujo suficiente que evite quemaduras de tubo.
- Dimensiones suficientes para evitar que la flama ataque las paredes.
- Forma y dimensiones adecuadas para asegurar que los gases llenen el hogar, proporcionando una absorción óptima de todas las partes, y dar tiempo suficiente para que las partículas se quemen y reduzcan su temperatura abajo del punto de fusión.
- Limitar la formación de NOx a niveles aceptables.

II.2.2 CIRCULACIÓN.

La aplicación del calor a un sistema tubular produce en todos los casos una circulación ascendente. De esta manera, toda superficie elemental expuesta a la absorción térmica necesita de elementos que alejen el líquido calentado (elevadores) y elementos que lleven el líquido refrigerante (alimentadores), ya que el sistema circulatorio comienza y acaba en la caldera.

Aumentando la presión de funcionamiento, la diferencia de densidad entre el agua y el vapor saturados decrece y con ella el desnivel hidráulico. La altura en consecuencia de las calderas debe proporcionar la suficiente columna líquida para compensar la diferencia reducida de densidades.

II.2.3 SUPERFICIE ABSORBENTE POR CONVECCIÓN.

En el hogar existe una superficie de absorción por radiación (paredes de agua), pero se añade una superficie de convección para reducir la temperatura de salida de los gases de combustión para un mayor rendimiento. En calderas de calefacción y generación de energía eléctrica con combustibles baratos, está superficie añadida suele adoptar la forma de tubos generadores conectados a los domos. Se hace que los gases pasen sobre esta superficie, por medio de deflectores o mamparas que proporcionan corriente, normalmente la temperatura de escape de los gases suele oscilar entre 320 y 400° C a la salida del hogar.

II.2.4 TUBERÍA O FLUSES.

Los fluses son propiamente la parte principal de la caldera, estos en conjunto forman la superficie de calefacción, a través de ellos circula el agua y vapor; éstos se fijan a los cabezales y a los domos por medio de expansión (ya sea rolándolos o expandiéndolos a presión).

Los fluses son regularmente de 51mm a 102mm (2" a 4") de diámetro y su selección depende de la pérdida de presión y del tipo de combustible a usar, frecuentemente se aumenta el diámetro en función del aumento en la longitud de los fluses.

II.2.5 QUEMADORES.

Los quemadores son elementos del hogar para la combustión. Se alimentan con combustible y aire en condiciones estables y crean las condiciones

aerodinámicas necesarias para producir una flama con características adecuadas a la instalación. Sus funciones principales son:

- Preparar el combustible para la mezcla con aire.
- Conducir y dar la velocidad necesaria al combustible y al aire.
- Regular el flujo de aire y combustible.
- Crear condiciones estables de la flama.
- Distribuir la flama en la zona de máxima temperatura del hogar.

Debido a la variedad de combustibles utilizados y a las características de la flama necesaria en el hogar, existen muchos tipos de quemadores, estos se clasifican en base a su funcionamiento y fabricación.

Para quemar *gas natural*, existen varios tipos según el tamaño de la caldera; en las instalaciones para plantas termoeléctricas, se debe tomar en cuenta: el flujo de gas y la presión del aire, en función de la resistencia aerodinámica del trayecto.

Para quemar combustible *líquido o combustóleo* en un tiempo corto (2 ó 3 segundos en que recorre el hogar), debe ser pulverizado para aumentar la superficie de contacto con el aire; para dividir el combustible en partículas, se comprime con la ayuda de una bomba (atomización mecánica) o con un agente externo como aire o vapor.

Quemadores de *carbón pulverizado*; el carbón pulverizado se transporta en forma neumática, beneficiando al quemador con una mezcla de carbón y aire primario del 20 al 50 % del aire total (el quemador efectúa la mezcla del chorro de aire primario y secundario de manera apropiada).

II.2.6 DOMOS.

Las principales funciones del domo son las siguientes:

- Proveer un volumen de agua adecuado para proteger la caldera en caso de emergencia.
- Alojarse internamente los dispositivos necesarios para realizar la separación agua-vapor, dosificación de químicos, entre otras.
- Proporcionar espacio suficiente para distribuir la llegada de los tubos evaporadores, la salida de los tubos al sobrecalentador y la salida de los tubos descendentes.

Para protección de la caldera, debe existir un flujo de fluido enfriador en las paredes del hogar y sobrecalentador para evitar se quemen los tubos. Las calderas son diseñadas para trabajar con seguridad un minuto con quemadores encendidos después de la falla del agua de alimentación, de ahí la importancia de los domos que deben tener una reserva de 20 a 30% y los tubos descendentes deben proporcionar la diferencia.

Algunos dispositivos del domo son:

- Tubería del agua de alimentación.
- Separadores de vapor.
- Secadores de vapor.
- Caja de secado.

II.2.7 CABEZALES.

Se utilizan para interconectar baterías de tubos entre sí y actuar como tanques de presión terminales o de unión. Estos incluyen los siguientes tipos:

- 1) Cabezales sinuosos para calderas horizontales de tubos rectos con cabezales seccionales (sin límite de presión).

- 2) Cabezales redondos para usarse con sobrecalentadores, economizadores, paredes de agua y otros elementos (a altas presiones).
- 3) Cabezales cuadrados o de lados planos para su uso en paredes de agua y otros elementos, en donde se necesitan hileras de tubos dobles (para presiones intermedias).

II.2.8 CHIMENEA.

La chimenea es un conducto cerrado que se utiliza para los siguientes propósitos:

- Evacuar los gases de combustión de la caldera, después que han cedido la mayor parte posible de calor.
- Producir un tiro o presión estática para ayudar a la evacuación de los gases de combustión.
- Ayudar a controlar la contaminación ambiental.

II.2.9 SOPLADORES DE HOLLIN.

Los sopladores de hollín normalmente se utilizan para evitar la acumulación de depósitos que obstruyen el paso de gases, además ayudan a mantener limpias las superficies de transferencia de calor, cuando la caldera se encuentra en operación.

El soplado puede hacerse por medio de vapor o aire. Se usa principalmente el primero, a pesar de que el segundo ofrece más ventajas.

Los sopladores de hollín se emplean sobre todo en las superficies de convección (sobrecalentadores, recalentadores, economizadores y precalentadores de aire). Los tipos que más se usan son retráctiles y semiretráctiles.

II.2.10 PUERTAS O REGISTROS.

Las puertas de acceso a los fluses se encuentran localizadas frente a los mismos, las puertas para limpieza se encuentran en las zonas de convección y otras partes convenientes son necesarias para remover el hollín y para el cambio de fluses. Las puertas destinadas a la carga de combustible, así como a la eliminación de escorias y cenizas, dan acceso al hogar. Por lo general las puertas son de hierro colado y se montan con un marco ya sea de acero o de hierro colado. Las puertas pueden llevar un aislamiento térmico o una placa de reflexión metálica.

Además se cuenta con registros, para desfogue de sedimentos y lodos, así mismo, se dispone de registros de mano y orificios con tapones roscados.

II.2.11 TUBOS DE NIVEL.

Generalmente se utiliza la columna de agua, pero esta puede suprimirse uniendo directamente el tubo al cuerpo cilíndrico del domo de vapor. También se usa la transmisión a distancia del nivel por líquido diferencial o bien por medio de cámaras de televisión.

II.2.12 VÁLVULAS DE SEGURIDAD.

Son exigidas por la ley, y son de gran capacidad de desfogue. Estas son aseguradas, tanto al cuerpo del domo y recalentador, así como al calentador. Las válvulas de seguridad pueden soldarse al cuerpo del domo o al colector.

II.2.13 SOPORTES.

Las calderas se suspenden de la estructura por medio de barras de suspensión que se sujetan de las orejas del casco. El cuerpo de la caldera está dotado de ménsulas en escuadra y soportes estructurales, independientemente de las cimentaciones. Se monta sobre una base de acero o de hierro colado que a su vez descansa sobre el piso o en una cimentación.

Una vez descritas las partes principales de la caldera, se estudiara el proceso de la combustión y generación de vapor.

II.3. COMBUSTIÓN.

La combustión puede definirse como una rápida combinación química del oxígeno con los elementos combustibles o el combustible mismo, con desprendimiento de calor.

El objetivo de una buena combustión es liberar todo ese calor, minimizando las pérdidas por combustión imperfecta y aire innecesario, es decir, que mientras más completa y limpia es la combustión, mayor es el calor producido y menor la contaminación al medio ambiente.

II.3.1 COMBUSTIBLES.

Combustible es toda sustancia que combinada con el oxígeno del aire puede producir luz, calor y desprendimiento de gases, el cual es obtenido de la naturaleza en diferentes formas físicas.

Los combustibles contienen 3 elementos químicos de gran significado: el carbono, el hidrógeno y el azufre. El azufre normalmente es de menor significado como fuente de calor, pero es el de mayor importancia en los problemas de corrosión y contaminación.

Algunas de las características de los combustibles son: contenido de humedad, densidad, viscosidad, poder calorífico, punto de inflamación, punto de combustión, contenido de azufre y cenizas.

La más importante de estas características es el poder calorífico, que consiste en la cantidad de energía calorífica que es capaz de entregar un combustible al ser quemado, midiéndose en Kcal/kg, Btu /lb o Joule/kg.

La mayoría de los combustibles pueden clasificarse en alguna de estas categorías: carbones minerales (combustibles sólidos), hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos.

La mayoría de los combustibles líquidos y gaseosos, son mezclas de hidrocarburos diferentes derivados del petróleo crudo, ya sea por procesos de destilación o de rompimiento de moléculas (cracking) así, que de un petróleo crudo dado, pueden obtenerse varios combustibles diferentes, siendo los más comunes, gasolina, kerosina, aceite diesel y combustóleo.

Combustibles sólidos

El carbón es el combustible sólido más utilizado, el cual es un combustible natural que se extrae del seno de la tierra y que se ha producido por descomposición de materiales vegetales a altas temperaturas y presiones en el curso de los siglos. El contenido de azufre en los carbones comerciales varía entre el 0.2 y el 2.5%.

Combustibles líquidos

En la clasificación de combustibles líquidos se encuentran los aceites combustibles, gasolinas, alcohol, etc.

El residuo que se obtiene al refinar el petróleo, es un líquido negro, viscoso y sin sólidos denominado combustible pesado; y es el que se emplea para quemarse en las calderas de los generadores de vapor (combustóleo).

Combustibles gaseosos

Las dos fuentes principales de hidrocarburos combustibles gaseosos, son los pozos de gas natural y procesos artificiales de manufactura. El principal componente del gas natural es el metano. En las centrales generadoras de

energía eléctrica, solamente se utiliza como combustible por su bajo costo, el gas natural que se obtiene en el mismo lugar de donde se extrae el petróleo, resultando antieconómicos los gases manufacturados.

El gas natural es el combustible que proporciona mayores ventajas, tanto por la simplicidad de su manejo como por una mayor eficiencia de operación del generador de vapor. La combustión completa se puede efectuar más fácilmente con menor exceso de aire; al estar libre de cenizas, la combustión es prácticamente sin humo y no existe acumulación de escoria ni contaminación del ambiente. Sin embargo, se debe tener una mayor consideración de seguridad en el diseño de sus sistemas, ya que se mezcla fácilmente con el aire y el peligro potencial de una explosión es más grande que con otros combustibles.

II.3.2 PROCESO DE LA COMBUSTIÓN.

El proceso de la combustión implica la oxidación de los componentes en el combustible capaces de ser oxidados y puede, por lo tanto, ser representado por una ecuación química. Durante el proceso de la combustión, la masa de cada elemento permanece inalterable, así, al escribir ecuaciones químicas y resolver problemas que comprendan cantidades de varios componentes, el asunto se reduce básicamente a considerar la conservación de la masa de cada elemento.

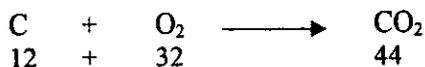
En la mayoría de los procesos de combustión, el oxígeno está presente como uno de los constituyentes del aire, más bien que como oxígeno puro. La composición del aire en base molal, es aproximadamente 21% de oxígeno, 78% de nitrógeno y 1% de argón. El nitrógeno y el argón no sufren cambio

alguno durante la reacción, salen a la misma temperatura que los otros productos; sin embargo y, por consiguiente, sufren un cambio de estado si la temperatura de los productos de la combustión es distinta de la del aire antes de entrar en reacción.

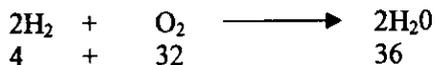
II.3.3 AIRE NECESARIO PARA LA COMBUSTIÓN.

La determinación de la cantidad de aire necesario resulta crítica para llevar a cabo un proceso de combustión completo que brinde las mejores características de protección al sistema. A continuación se presenta un ejemplo para determinar la cantidad de aire necesario para llevar a efecto la combustión de los diferentes elementos presentados:

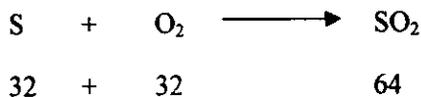
CARBONO: 12 partes en peso de carbono cuando está completamente quemado, requieren 32 partes en peso de oxígeno, formando 44 partes en peso de bióxido de carbono.



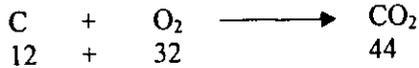
HIDROGENO: 4 partes de hidrógeno requieren 32 partes en peso de oxígeno, formando 36 partes en peso de agua.



AZUFRE: 32 partes en peso de azufre requieren 32 partes en peso de oxígeno para formar 64 partes en peso de bióxido de azufre.



Con las relaciones en peso anteriores, se obtienen los requerimientos unitarios de oxígeno por elemento:



Por medio de una regla de tres simple, se tiene que para quemar una parte de carbón se necesitan 2.67 partes de oxígeno:

$$\begin{array}{rcl} 12 & - & 32 \\ 1 & - & X \\ X & = & \frac{32}{12} = \underline{\text{O}_2 \text{ requerido}} = 2.67 \end{array}$$

II.3.4 COMBUSTIÓN CON EXCESO DE AIRE.

En sistemas reales de combustión es necesario un exceso de oxígeno para llevar a cabo en forma completa las reacciones de combustión. Esto significa que se requiere una cantidad de aire mayor que la calculada estequiométricamente.

La razón de utilizar cierto exceso de aire, se debe a la dificultad de lograr un contacto perfecto entre las moléculas de oxígeno del aire y las partículas del combustible a ser oxidadas.

Este exceso de aire está destinado a asegurar una combustión completa y, por tanto, evitar la formación de productos de combustión incompleta.

Matemáticamente el exceso de aire se puede expresar por:

$$\text{EA} (\%) = (3.76 + F_c) \times 21 \times (\text{O}_2) \quad \times 100 - (\text{O}_2)$$

donde:

3.762 = Factor que considera al nitrógeno presente en el aire

F_c = Factor de combustión que depende del combustible utilizado (para el combustóleo es aproximadamente 0.73)

(O_2) = Concentración de oxígeno en gases de combustión (% en volumen)

0.21 = Concentración de oxígeno en el aire atmosférico (vol. O_2 / vol. aire)

Otra expresión que se utiliza con frecuencia es:

$EA (\%) = \frac{\text{Aire usado} - \text{Aire teórico}}{\text{Aire teórico}} \times 100$

Aire teórico

II.3.5 MECÁNICA DE LA COMBUSTIÓN.

Aunque la combustión es enteramente una reacción química, la mayoría de los problemas que comprende son mecánicos. El combustible debe prepararse para quemarlo, debe entrar en contacto con suficiente cantidad de oxígeno para asegurar que la combustión sea completa. Cada una de las etapas de preparación, mezcla y combustión se ejecutan por medios y dispositivos mecánicos.

Ningún combustible puede arder si no es, o se vuelve gas, la cera no arde si no tiene mecha, la cuál es en realidad un dispositivo para prepararla para arder.

Cuando los combustibles son gaseosos no requieren preparación inicial. Estos combustibles sólo requieren una adecuada mezcla con oxígeno para mantener la combustión completa.

El producir la mezcla adecuada de aire y combustible, así como la temperatura correcta dentro del hogar de la caldera, es lo que produce algunos de los problemas mecánicos mencionados anteriormente.

II.3.6 ATOMIZACIÓN.

El tener una combustión completa y el máximo aprovechamiento de la misma esta basado en realizar una mezcla total y homogénea entre el combustible y el oxígeno requerido por el proceso. El objetivo básico de la atomización consiste en aumentar el área superficial del líquido, intensificando la vaporización para obtener una mejor distribución del combustible dentro de la cámara, asegurando de esta manera el fácil acceso del oxidante a una gran cantidad de gotas.

Una atomización que produzca un tamaño excesivo en las gotas dificultará la combustión (oxidación), motivando así un número elevado de partículas inquemadas que presentarán una gran superficie donde podrán efectuarse, con relativa facilidad, reacciones tales como la conversión de SO_2 a SO_3 y el consiguiente deterioro (corrosión) de algunos componentes de la caldera, por la posterior conversión a ácido sulfúrico (H_2SO_4).

II.3.7 AERODINÁMICA DE LA COMBUSTIÓN.

Diversas características de la combustión, dependen de los aspectos aerodinámicos, por lo que éstos adquieren una gran importancia en el quemado de aceites residuales de petróleo.

Un quemador es un dispositivo que produce una flama. Debe mezclar el combustible y un agente oxidante en proporciones que se encuentren dentro de los límites de flamabilidad para el encendido, así como también para lograr una combustión constante.

La aerodinámica del quemador debe propiciar una distribución uniforme del aire de combustión y del combustible. Sin embargo, para garantizar en todo momento una mezcla uniforme con los productos de combustión intermedia, es necesario además dotar al aire de una elevada turbulencia que favorezca la difusión. Dicha turbulencia debe ser tal que asegure una flama que se caracterice por una forma bien definida y por una elevada estabilidad. Sin estabilidad en la flama se puede presentar la extinción de la combustión o dar como resultado varias pulsaciones del hogar que dañarán los equipos; en los casos extremos, se pueden producir explosiones con efectos desastrosos.

Para ello, los patrones de flujo del aire de combustión, a la salida de los quemadores, deben combinarse adecuadamente con los del líquido atomizado. De no ser así, se podrían establecer zonas con diferente concentración de oxígeno, algunas muy ricas y otras pobres.

A continuación se describirán los principales mecanismos de falla, aplicables para este caso de estudio.

III

CAPÍTULO III

III.1. CORROSIÓN.

En una planta termoeléctrica como ya se mencionó, existe un gran número de elementos mecánicos que se someten a condiciones severas de trabajo tales como altas presiones, altas temperaturas, ambientes agresivos (vapor y combustión) y deben trabajar en uso continuo, por lo que debe evitarse cualquier posibilidad de falla, y si existiera alguna interrupción, deben estudiarse las causas para poder evitarla en un futuro. Por lo que en este Capítulo se tratarán los mecanismos típicos de falla que pueden darse en los elementos de un generador de vapor.

III.1.1 INGENIERÍA DE CORROSIÓN.

La ingeniería de corrosión es la aplicación tecnológica de los conocimientos de la ciencia de los materiales, para prevenir o controlar los daños por corrosión de manera económica y segura. La ingeniería de corrosión requiere de conocer los principios prácticos y teóricos de la corrosión, las propiedades químicas, metalúrgicas, físicas y mecánicas de los materiales, las pruebas de corrosión, la naturaleza de los medios corrosivos, la disponibilidad y facilidad de fabricación de los materiales y finalmente conceptos de diseño.

III.1.2 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN.

Hay diferentes formas para definir el fenómeno de la corrosión. También existen diferentes clasificaciones de los procesos corrosivos, de acuerdo a las normas DIN 50900, se tiene a continuación una definición general del fenómeno:

- Destrucción o deterioración de un material por reacción con su medio ambiente.
- Destrucción de materiales por otros medios que los directamente mecánicos.
- El Proceso inverso de la metalurgia extractiva.

La metalurgia extractiva invertida considera la obtención de minerales a partir de los propios minerales por medio de procesos de refinado y aleación de los metales a utilizar. La mayoría de los minerales de hierro contienen óxidos de hierro. La corrosión de hierro por medio de agua y oxígeno resulta en la formación de una forma hidratada de óxido de hierro. Este tipo de producto de corrosión se denomina usualmente herrumbre y su nombre está reservado para la corrosión del hierro y acero, aunque muchos otros metales forman óxidos como productos de corrosión.

III.1.3 MEDIOS CORROSIVOS.

Prácticamente todos los ambientes son corrosivos en algún grado: aire y humedad, agua pura, salina, destilada, atmósfera rural, urbana, industrial,

vapor y otros gases. Existen algunos elementos como la temperatura y la presión que favorecen la corrosión.

III.1.4 DAÑOS POR CORROSIÓN.

En la gran mayoría de los casos, la corrosión no es deseable y causa los siguientes problemas: apariencia, mantenimiento, costos de operación, paros de planta, contaminación del producto, pérdida de un producto de mucho valor, efecto sobre seguridad y confiabilidad.

En algunos procesos se utilizan los mecanismos de la corrosión controlada con el objeto de cortar o maquinar piezas, pulirlas, etc.

III.1.5 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN.

A veces se clasifica en corrosión a alta temperatura y a baja temperatura; a veces en combinación directa (oxidación) y procesos electroquímicos. La clasificación más usual es:

- corrosión húmeda o corrosión
- corrosión seca u oxidación

La corrosión húmeda ocurre cuando el material está en contacto con agua, mientras que la corrosión seca ocurre en contacto con gases incluyendo también vapor seco.

III.1.5.1 PRINCIPIOS DE CORROSIÓN.

La oxidación produce electrones, los cuáles se consumen luego en la reducción: durante la corrosión metálica, la velocidad de oxidación (corrosión) es siempre igual a la velocidad de reducción. La corrosión es una reacción electroquímica que produce una sección anódica que genera electrones, los cuáles se consumen en el cátodo en una reacción catódica (de reducción de algún producto, como el H^+ en un ácido).

Es muy importante darse cuenta que las reacciones anódicas y catódicas que ocurren durante un fenómeno de corrosión dependen una de otra, de modo que será posible reducir la corrosión reduciendo sólo una de las dos reacciones. Una reducción del porcentaje de oxígeno disuelto reduce en muchos casos la corrosión: no hay corrosión de acero en agua marina si no contiene oxígeno, por que no hay ninguna reacción catódica. Si pintamos la superficie del metal, ya no habrá contacto físico entre el metal y el medio corrosivo: no ocurrirá ninguna reacción electroquímica. Un inhibidor de la corrosión interfiere con una de las reacciones parciales y reduce la corrosión. Es obvio que para una alta velocidad de corrosión es preciso tener una buena conductividad eléctrica tanto dentro del metal como a través del electrolito (medio corrosivo). Entonces, lógicamente, agua muy pura será menos corrosiva que agua salina. La velocidad de una reacción electroquímica está limitada por varios factores tanto físicos como químicos. El retraso que ocurre en la reacción se denomina polarización, de la cual se distinguen las dos formas siguientes:

a) polarización de activación

1: absorción; 2: transferencia de electrones; 3: recombinación de los átomos; 4: formación de burbuja de gas. Cada paso requiere una energía de activación de modo que finalmente resulta algún retraso en la reacción (polarización de activación).

b) polarización de concentración

Se debe a un fenómeno de retraso debido a problemas de transporte de iones desde el interior de la solución hacia la superficie del metal.

III.1.6 LAS OCHO FORMAS DE CORROSIÓN.

Es conveniente clasificar la corrosión según la forma en la cual aparece. En la mayoría de los casos, un examen a simple vista permite clasificar el tipo de corrosión entre uno de los siguientes: Corrosión uniforme, corrosión galvánica, corrosión en grietas, corrosión por picaduras, corrosión intercrystalina, disolución selectiva, corrosión - erosión, corrosión bajo tensión.

III.1.6.1 CORROSIÓN UNIFORME.

La corrosión uniforme es muy común y se caracteriza por una reacción sobre la superficie entera del material, reduciendo así su espesor hasta que finalmente llegue a la ruptura. Este tipo de corrosión representa el mayor porcentaje de destrucción de metal.

III.1.6.2 CORROSIÓN GALVÁNICA.

Normalmente, cuando se sumergen dos materiales diferentes en una solución corrosiva o conductora, se establece un potencial eléctrico entre los dos, una corriente de electrones fluye y causa una corrosión en el ánodo.

La fuerza activadora para la corriente eléctrica y por ende para la corrosión es la diferencia de potencial entre los metales. El potencial electroquímico entre metales diferentes pueden cambiar en función del tiempo: la corrosión forma productos que se depositan sobre el ánodo, reduciendo así el flujo de electrones y la corrosión. En fenómenos de corrosión galvánica predomina a menudo la polarización catódica. La corrosión galvánica también ocurre en la atmósfera y depende sobre todo del grado de humedad y del tipo de atmósfera.

III.1.6.3 CORROSIÓN EN GRIETAS.

A menudo ocurre una corrosión localizada dentro de grietas o de superficies recubiertas con un producto húmedo. Este tipo de corrosión en grietas está asociado con pequeños volúmenes de solución corrosiva estancada en huecos, juntas, depósitos superficiales, grietas debajo de tornillos, remaches, entre laminas etc. Los elementos que pueden provocar corrosión en grietas son arena, polvo, productos de corrosión y otros sólidos. El depósito forma una superficie recubierta en contacto con un medio corrosivo estancado.

La corrosión en grietas se presenta en varios medios corrosivos, pero sobre todo en aquellos que contienen cloruros. Los metales y aleaciones cuya

resistencia a la corrosión depende de la formación de una película protectora son especialmente sensibles a la corrosión en grietas, ya que se destruye la película por la alta concentración de Cl^- y H^+ .

III.1.6.4 CORROSIÓN POR PICADURAS.

La corrosión por picaduras es una forma de ataque extremadamente local, resultando en perforaciones del material. En la mayoría de los casos, estas perforaciones o picaduras son muy pequeñas. A veces, las picaduras se encuentran aisladas, a veces se juntan hasta formar casi una superficie rugosa. La corrosión por picaduras es una de las formas más destructivas e insidiosas de la corrosión, ya que una sola perforación representa una falla del equipo, aunque sólo hubo un desgaste muy ligero del material. Además, es muy difícil detectar una picadura porque es muy pequeña y a menudo está recubierta por productos de corrosión.

A menudo, el daño interior del material es mucho más fuerte que lo que un examen superficial deja suponer.

III.1.6.5 CORROSIÓN INTERCRISTALINA.

Los límites de grano son más reactivos que el interior del grano, en la mayoría de los casos, los límites de grano no son de mucha importancia cuando hay corrosión general, porque sólo son un poco más reactivo que el grano. Sin embargo, en algunos casos los límites de grano se hacen extremadamente activos y resulta una corrosión intercrystalina: sólo se atacan los límites de

grano y la aleación se desintegra y/o pierde su resistencia mecánica. La causa de una corrosión intercrystalina puede ser:

- Impurezas segregadas en los límites de grano
- Enriquecimiento de un elemento de aleación en los límites de grano
- Empobrecimiento de uno de los elementos de aleación en los límites de grano.

III.1.6.6 DISOLUCIÓN SELECTIVA.

La disolución selectiva se puede definir como la remoción de un elemento de una aleación por un proceso de corrosión. El ejemplo más común es la remoción de zinc en los latones (dezincificación), problemas similares se presentan en otros sistemas, en donde aluminio, hierro, cobalto, cromo, y otros son removidos. Las fundiciones grises presentan una disolución selectiva, el hierro se disuelve preferencialmente en grafito, dejando sólo una red porosa de laminillas de grafito y de herrumbre. La fundición pierde su resistencia mecánica y otras propiedades.

III.1.6.7 CORROSIÓN - EROSIÓN.

Corrosión erosión es la aceleración o incremento en la velocidad de deterioro o ataque en un metal debido al movimiento relativo entre el fluido corrosivo y el material. Generalmente este movimiento es rápido y se involucran efectos de desgaste mecánico o abrasión. El metal es removido de la superficie como iones en solución o como productos de la corrosión, los cuales son mecánicamente desprendidos de la superficie metálica. La mayoría de los metales y aleaciones son susceptibles a daños por corrosión erosión, sobre todo cuando su resistencia a la corrosión se debe a la formación de una

película protectora. Muchos tipos de medios corrosivos pueden causar corrosión erosión: gases, soluciones acuosas, sistemas orgánicos y metales líquidos. Por ejemplo, los gases calientes pueden oxidar un metal y luego arrancan la capa protectora de óxidos. Líquidos llevando sólidos en suspensión son muy destructivos en términos de corrosión erosión.

Cualquier tipo de equipo expuesto a fluidos en movimiento es susceptible a una corrosión erosión: sistemas de tubos, especialmente codos y térs, válvulas, bombas, propulsores, impulsores, agitadores, tubería de intercambiadores de calor, álabes de turbinas, toberas, etc.

III.1.6.8 CORROSIÓN BAJO TENSION.

El agrietamiento del material por efecto de corrosión bajo tensión es un fenómeno que ocurre cuando hay presencia simultánea de esfuerzos de tracción y de un medio corrosivo específico. El agrietamiento por corrosión bajo tensión, es un ataque extremadamente localizado, mientras que la superficie general del material no presenta ninguna traza de corrosión.

III.1.7 OXIDACIÓN.

La oxidación anodina consiste en la producción de un recubrimiento de óxido sobre la superficie metálica en el seno de un medio electrolítico y con la intervención de una fuente externa de corriente eléctrica. Si la fuente es de corriente continua el sistema se dispone de tal forma que la pieza esté conectada al polo positivo de la fuente. Al establecer una tensión entre los

electrodos de una célula electrolítica, se produce una película pasiva de óxido muy fina y resistente a la corriente eléctrica; la formación de esta película produce la disminución rápida de la intensidad de corriente, que alcanzaría un valor nulo si la película fuese totalmente aislante y la tensión aplicada inferior a la tensión de ruptura. Esta película se denomina película barrera. Manteniendo constante la densidad de corriente y las otras condiciones de trabajo, la película barrera alcanza un espesor límite y sobre ella se forma la película de óxido de aluminio, porosa y continua. Este carácter poroso permite que su espesor aumente con el tiempo hasta valores elevados y variables, mientras que la película barrera permanece con un espesor prácticamente constante durante todo el proceso de oxidación. Una consecuencia derivada del hecho de producirse el recubrimiento por conversión del metal en óxido, es que la naturaleza del metal imprime características fundamentales en el recubrimiento elaborado a partir de él, es decir la naturaleza del recubrimiento depende de la del metal base. Esto también diferencia a los recubrimientos anódicos de los catódicos y conviene tenerlo en cuenta en las aplicaciones de protección contra la corrosión.

III.2. FATIGA.

La fatiga es la condición por la cual un material se agrieta o falla como resultado de esfuerzos repetidos (cíclicos). Desde un punto de vista de Ingeniería, se debe definir rigurosamente a la fatiga como el cambio estructural permanente localizado y progresivo que tiene lugar en un material sujeto a deformaciones repetidas o fluctuantes. Este tipo de falla tiene tres etapas característica:

- 1) Inicio de agrietamiento.
- 2) Propagación de las grietas
- 3) Fractura rápida.

A pesar de que casi siempre se trata a estas etapas como partes separadas, en las fallas reales por fatiga se presenta una superposición.

El tema de la fatiga tiene una importancia especial en las cuestiones de diseño para calderas de centrales termoeléctricas debido a que los tubos utilizados son sometidos a presiones que tienden a expandir los mismos y esfuerzos que tienden a contraerlos. Este trabajo al que están sometidos se repite de una manera cíclica en la operación de la caldera. Las fallas debidas a este efecto tienen una naturaleza insidiosa y los resultados pueden ser potencialmente catastróficos.

III.2.1 ESFUERZOS CÍCLICOS.

Fundamentalmente este tipo de esfuerzos puede surgir de varias situaciones de cargas externas, en particular de aquellas que son de naturaleza repetitiva o

fluctuante. También se pueden producir esfuerzos debidos a los cambios de la temperatura en un material. A estos últimos se les conoce como esfuerzos térmicos y tienen lugar por la expansión y contracción que acompañan al enfriamiento y calentamiento.

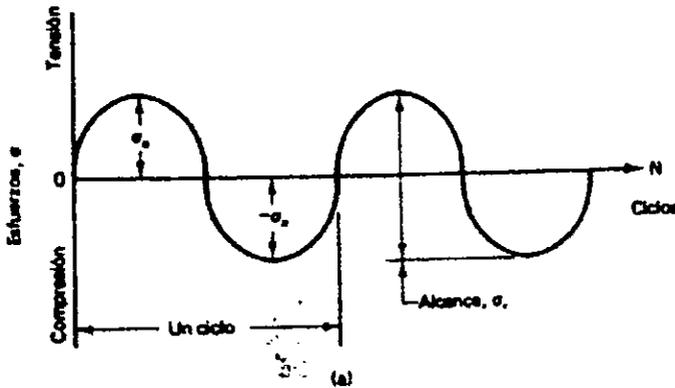


Fig. III.1 Diagrama de Esfuerzos cíclicos

Existen muchas formas de producir en la realidad esfuerzos fluctuantes tanto en el laboratorio como en las condiciones de servicio.

III.2.2 ESFUERZOS CÍCLICOS INVERSOS.

Este tipo de carga o esfuerzo se representa como una senoide, dichos esfuerzos pueden tener una variación continua o pueden ser un ciclo de esfuerzos reversibles que tienen una parte constante en el tiempo. En ambos casos el ciclo de esfuerzos inversos consiste de esfuerzos alternantes de tracción a compresión. También en este ejemplo el esfuerzo máximo de tracción es igual al esfuerzo máximo de compresión.

III.2.3 ESFUERZOS CÍCLICOS REPETIDOS.

En contraste con el tipo inverso de ciclos, los esfuerzos cíclicos consisten en esfuerzos alternantes de un mismo modo de carga como la tracción, ilustrado en la figura III.2, este tipo de esfuerzos también se puede presentar con una función senoidal, sin embargo cabe hacer mención que éstos se encuentran desfasados de la línea de origen.

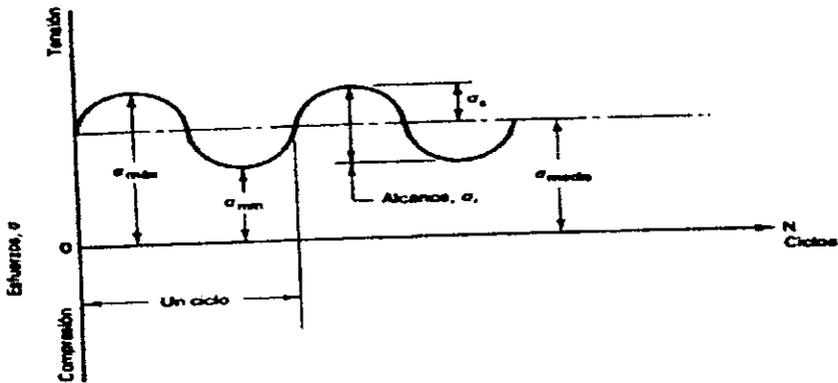


Fig. III.2 Esfuerzos cíclicos repetidos

III.2.4 VIDA DE FATIGA.

Se define la vida de fatiga de un componente o material como el número total de ciclos de esfuerzos necesarios para causar la falla (N_f). Como se mencionó con anterioridad se puede dividir esta vida en tres etapas que son: la iniciación de las grietas (N_i), la propagación de las grietas (N_p) y la fractura súbita (N_f). Por lo tanto se puede establecer que la vida de fatiga en términos de la cantidad de ciclos como:

$$N_f = N_i + N_p$$

En la que N_i es igual a la cantidad de ciclos que se requieren para iniciar una grieta discernible; que está influido principalmente por factores como el nivel de esfuerzos, concentradores mecánicos de esfuerzos, partículas de segunda fase, imperfecciones cristalinas y condiciones del medio ambiente.

N_p es igual a la cantidad de ciclos que se requieren para propagar o hacer crecer las grietas en forma estable hasta un tamaño crítico, después del cual se presenta la fractura súbita; es afectado principalmente por el nivel de esfuerzos, la orientación microestructural y el medio ambiente.

Se observará que no se incluye la etapa de fractura súbita N_f puesto que es la fase terminal en la falla de fatiga de un material:

En su inicio las grietas de fatiga se forman debido a un mecanismo de deslizamiento. Esta parte de la grieta se orienta en forma cristalográfica a lo largo del plano de deslizamiento y con frecuencia se le conoce como etapa I del crecimiento de la grieta. Con el tiempo el plano de agrietamiento se hace evidente en forma macroscópica y es perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo de tracción. Esta parte se llama etapa II del crecimiento de grietas o etapa de propagación. Observar figura III.3.

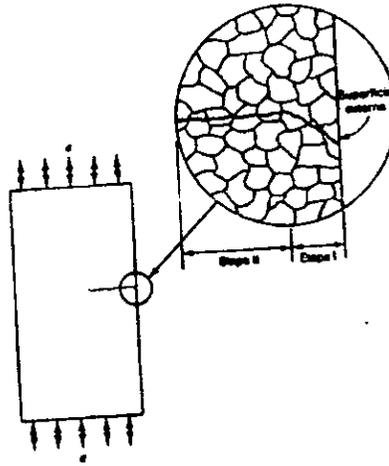


Fig. III.3 Etapas de crecimiento de la falla por fatiga

En esta figura se observan las etapas del crecimiento. Este es el modo ordinario de falla a menos que las fronteras de grano sean muy susceptibles al agrietamiento.

III.2.5 FACTORES QUE AFECTAN LA VIDA DE FATIGA.

Los factores que afectan principalmente la vida de fatiga son los mecánicos, microestructurales y del medio ambiente.

- **Factores mecánicos.** Este grupo de factores tiene que ver con los aspectos mecánicos y geométricos de la vida de fatiga en especial los esfuerzos medios, la concentración de esfuerzos y los efectos de superficie.

Esfuerzos medios. La amplitud de esfuerzos (σ - n) ejerce la influencia más grande en la vida de fatiga, sin embargo el esfuerzo medio también afecta en forma importante la vida de la fatiga. En lo fundamental el efecto de incrementar el esfuerzo medio es una reducción en la vida de fatiga.

Concentración de esfuerzos. El efecto neto de los concentradores de esfuerzos es el reducir la vida de fatiga, los aumentadores de esfuerzos pueden consistir en clavijas, listones, surcos, perforaciones o regiones roscadas. Prácticamente cualquier muesca o discontinuidad puede producir efectos de concentración de esfuerzos, aunque por lo general entre más agudo sea el cambio geométrico mayor será el efecto.

Efectos de superficie. En la mayor parte de las pruebas de fatiga y las aplicaciones de servicio los esfuerzos máximos tienden a presentarse en la superficie de un material. Los factores principales que se deben considerar son el acabado de la superficie (rugosidad), las propiedades de la superficie y los esfuerzos residuales.

- **Factores microestructurales.** Es posible que no sean tan importantes los incrementos de la vida de fatiga que se puedan obtener con cambios en la microestructura, pero de todos modos estos juegan un papel importante en el comportamiento de los materiales de ingeniería.

Tamaño de Grano. La vida de fatiga de muchos materiales de ingeniería se incrementan cuando disminuye el tamaño de grano.

Partículas de segunda fase. Se puede separar este grupo de constituyentes microestructurales en inclusiones no metálicas, y partículas precipitadas, estas se crean en algunos casos para incrementar las propiedades del material.

Orientación microestructural. La vida de fatiga es sensible a la orientación microestructural, en general es menor en un espécimen transversal a la dirección de la fibrización.

- **Factores del medio ambiente.** Existen varios factores del medio ambiente que afectan la vida de fatiga, en esencia, se pueden considerar como casos especiales de fatiga e incluyen los efectos térmicos, la fatiga de contacto y los efectos de corrosión.

Efectos térmicos se pueden considerar al efecto de la temperatura en el comportamiento de la fatiga desde 2 puntos de vista diferentes: Fatiga a una temperatura constante (elevada o baja) y fatiga producida por ciclos térmicos (también conocida como fatiga térmica)

Temperatura Constante: con frecuencia el efecto de la temperatura en la fatiga es consistente con su efecto en la resistencia de la tensión, esto es, a medida que disminuye la temperatura la resistencia aumenta. Así, cuando baja la temperatura, aumenta la resistencia de fatiga.

Ciclos térmicos: como se indico previamente existe un problema de fatiga en los componentes sujetos a ciclos térmicos, esas partes pueden o no estar sujetas a esfuerzos mecánicos importantes además de los esfuerzos térmicos.

Cuando la temperatura de un material cambia en forma importante, se pueden desarrollar esfuerzos térmicos, que pueden causar la falla por fatiga aun en ausencia de esfuerzos mecánicos adicionales.

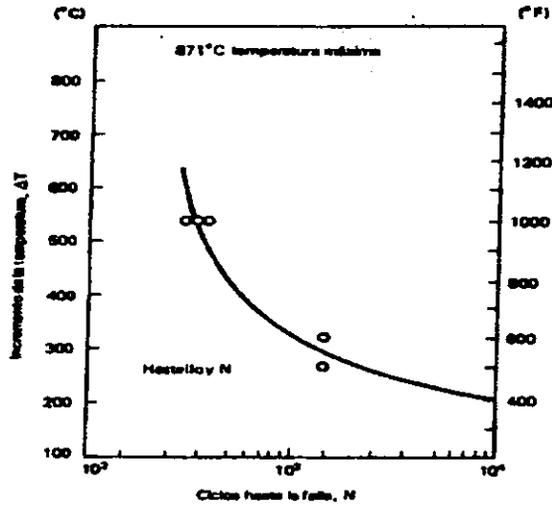


Figura 9-32 Efectos de la fatiga térmica en una aleación de alta temperatura (con base níquel). (Tomado de A. E. Carden, *Trans. ASME* 87, Series D237, 1965.)

Fig. III.4 Efectos de la temperatura sobre la resistencia a la fatiga

Fatiga de contacto. La falla que se produce por fatiga de contacto se produce por el contacto continuo de las superficies. Los esfuerzos que se desarrollan son más complejos que los de la flexión estándar o la fatiga axial. En general, la fatiga produce tres tipos de daño: picaduras de superficie, picaduras bajo la superficie y escamaduras.

Fatiga por corrosión. Esta se puede considerar como un caso especial de la fatiga general en la que hay unos efectos modificantes que resultan del medio ambiente. Pero la combinación de un medio ambiente corrosivo con esfuerzos cíclicos puede ser mucho más perjudicial que cualquiera de los dos factores actuando por separado.

III.3. DEFORMACIÓN PLÁSTICA A BAJAS Y ALTAS TEMPERATURAS.

Una de las principales fallas observadas en la tubería de las centrales termoeléctricas es la deformación plástica del metal, existen una serie de factores que dan paso a este fenómeno.

El proceso de deformación plástica consiste en someter un material a deformaciones que excedan el límite elástico propiciando que los átomos no puedan regresar a su posición original creando así una deformación permanente en la forma del material, dicha deformación es conocida como deformación plástica.

La deformación plástica no se recupera y deja a los átomos fuera de sus posiciones originales al ser retirada la fuerza. La deformación de los materiales puede ser por completo elástica o elástica mas plástica. Por lo tanto, la deformación consiste en la combinación de las porciones elástica y plástica y entonces, la remoción de la carga o fuerzas que producen la deformación ocasiona la recuperación de la parte elástica, en tanto que permanece la parte plástica.

Debido a que la deformación de los metales a temperaturas elevadas, dependen de varios factores tales como, la velocidad de deformación, la temperatura y el tamaño de grano; se hace necesario definir y establecer de que forma puede afectar el fenómeno de termofluencia, para que se fracture un metal bajo estas condiciones.

Antes de estudiar estos fenómenos, se establecerá la relación que hay entre la velocidad de deformación y la temperatura en los materiales.

III.3.1 VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN Y TEMPERATURA.

La velocidad con la que se deforma un material es sensible a la temperatura, y esta velocidad aumenta incrementarse la temperatura.

En los materiales que están sometidos a altas temperaturas, y velocidad de deformación elevada provocan que el esfuerzo para lograr la deformación disminuye. Estas variaciones se pueden apreciar en el gráfico esfuerzo deformación que se muestra en la figura III.5

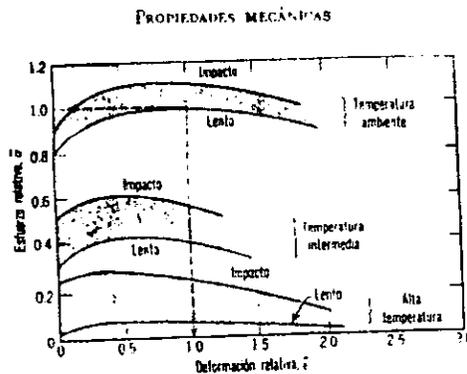


FIG. 3.3.1 VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN Y TEMPERATURA
A mayor temperatura, menor es el esfuerzo que se requiere para que se presente la deformación.

Figura III.5 Velocidad de deformación y temperatura

III.3.2 TERMOFLUENCIA.

Termofluencia es la cantidad de deformación que puede sufrir un material bajo condiciones de esfuerzo constante, en función del tiempo y la temperatura. En la figura III.6 se ilustra en la curva como se comporta la termofluencia de un metal a alta y baja temperatura. Se observa que se produce una deformación plástica inicial al aplicar la carga, la cual es seguida durante un periodo inicial a una velocidad de fluencia que disminuye rápidamente (fluencia primaria). A baja temperatura la velocidad continúa

disminuyendo con el transcurso del tiempo. Posteriormente el material se endurece y puede soportar el esfuerzo aplicado, con lo cual la velocidad de fluencia primaria es seguida por un periodo de extensión a velocidad de deformación constante; este periodo se denomina fluencia secundaria. En estas condiciones la resistencia a la fluencia que tiene la estructura, adquiere su valor máximo. La fluencia terciaria se produce debido a la formación de un cuello o la acumulación de huecos en los límites de grano. El deslizamiento de los límites de grano contribuyen a la deformación por fluencia a temperaturas elevadas. En ambos casos la fractura termina el proceso de fluencia terciaria.

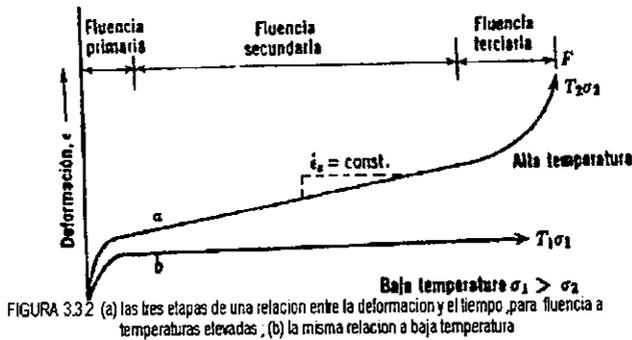


FIGURA 3.32 (a) las tres etapas de una relación entre la deformación y el tiempo, para fluencia a temperaturas elevadas, (b) la misma relación a baja temperatura

Figura III.6 Comportamiento de la termofluencia en un metal a alta y baja temperatura.

La termofluencia es la deformación plástica que sufren los materiales al estar sometida su estructura granular a temperaturas $> 0.5 \text{ }^\circ\text{K}$, y esfuerzos constantes.

Es importante considerar la termofluencia en este estudio, toda vez que los tubos de las calderas están sometidos a esfuerzos constantes (presión

hidrostática) y temperatura elevada. A través de los años pudieran las paredes de los tubos expandirse y ya no soportar las cargas, llegando a la fractura.

La siguiente Tabla proporciona las temperaturas aproximadas a las cuáles varios metales empiezan a termofluir.

Metal	Temperatura °C
Aleaciones de aluminio	200
Aleaciones de titanio	325
Aceros de baja aleación	375
Aceros de alta temperatura	550
Superalaciones de níquel y de cobalto	650
Metales refractarios (tungsteno, Molibdeno)	1000-1550

Dos hechos que conciernen al fenómeno de la termofluencia, es por un lado, el flujo plástico que puede ocurrir mientras se mantiene constante el esfuerzo y la temperatura; el otro, es que el flujo o velocidad de deformación, es un extremo sensible a la temperatura, y se representa con frecuencia por una ecuación de la forma:

$$E = Ae^{-\frac{q}{kT}}$$

Ecuación de la velocidad de deformación

donde:

- E = Velocidad de deformación [1/s]
 A = constante de deformación [%]
 q = Altura de la barrera de energía [cal/mol]
 k = Constante de Boltzman [cal / mol °K]
 T = Temperatura absoluta [°K]

III.3.3 LA CURVA DE LA TERMOFLUENCIA.

Un ensayo de termofluencia ordinaria, consiste en someter al material a fuerzas de tracción, a temperatura y carga constantes, durante el cual se mide la deformación en función del tiempo. Para determinar los mecanismos de la termofluencia, se hace necesario variar o disminuir las cargas durante la prueba, esto para mantener el esfuerzo constante. toda vez que el área va disminuyendo. En la mayoría de ensayos, para obtener datos técnicos de termofluencia, se realizan con carga estática. Este tipo de ensayos son aceptables por las siguientes 2 razones:

- 1.- En la mayoría de procesos de termofluencia implican velocidades de deformación muy lentas, por lo que dicho ensayo de termofluencia sólo ocurre en una reducción nominal en la sección transversal, de tal forma que el esfuerzo es casi constante.
- 2.- Un ensayo a carga constante está de acuerdo con la práctica visual de ingeniería de graficar los datos del ensayo a la tracción de corta duración, utilizando un esfuerzo igual a la carga instantánea dividida por el área transversal original.

Los ensayos de termofluencia, normalmente presentan curvas que contienen las 3 fases que se ilustran en la figura III.7.

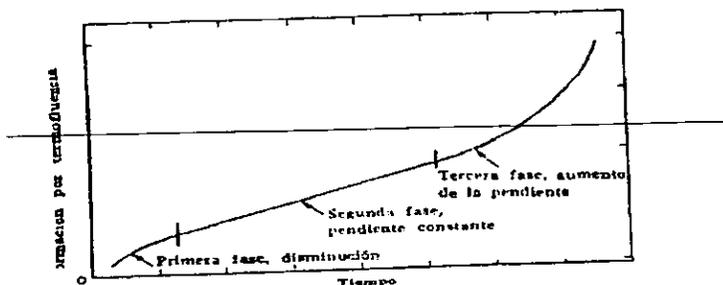


FIGURA 3.3 LAS TRES FASES DE LA CURVA DE TERMOFLUENCIA

Fig. III.7 las tres fases de la curva de Termofluencia.

Las 3 fases ocurren dentro del proceso del ensayo de termofluencia y no incluyen la deformación que aparece mientras se está aplicando la carga.

La 1ª fase es una región que consiste en una pendiente decreciente mientras la 2ª fase de la curva se caracteriza por una pendiente constante aproximadamente, la 3ª fase representa la sección final en la cual la pendiente se eleva con rapidez hasta fracturarse el material.

En cualquier experimento de termofluencia a carga constante, las 3 fases varían en importancia o magnitud de acuerdo a los factores metalúrgicos comentados. La temperatura y el esfuerzo inicial son variables que pueden alterar la forma de la curva.

III.3.4 APLICACIONES PRACTICAS DE DATOS DE TERMOFLUENCIA.

En aplicaciones de ingeniería donde los metales están sometidos a altas temperaturas, demandan materiales que se puedan utilizar a esfuerzos moderados por largos periodos de tiempo, por ejemplo, en los álabes de una

turbina de vapor sometida a temperaturas muy elevadas y con vida promedio de 11 años; el cambio admisible en la longitud no deberá exceder del 0.1%.

Como 11 años representan cien mil horas, la velocidad de termofluencia no debe exceder de 10 pulg. x hr. En la curva de termofluencia para este ejemplo, se extiende por largos periodos de tiempo y la pendiente de la 2ª fase se expresa en porcentaje de termofluencia por mil horas. Se observa una pendiente constante; en cualquier punto la deformación total por termofluencia, está dada por la siguiente ecuación:

$$E = E_0 + E' t$$

Donde E_0 se define en la figura como la intercepción en la ordenada de la prolongación de la línea de termofluencia de la 2ª fase, y t es el tiempo. Como la pendiente de la 2ª fase dura tanto como la vida probable del material, entonces se puede obtener de la ecuación anterior la deformación en un periodo determinado a temperatura y esfuerzo especificado.

En cuestión de diseño se hace necesario hacer de 5 a 8 ensayos para definir el efecto del esfuerzo sobre la velocidad de termofluencia a cierta temperatura. Otro ensayo de termofluencia que se utiliza con frecuencia para obtener datos importantes, es el ensayo de esfuerzos ruptura. En este caso se deforma la probeta hasta completar la fractura a cargas y temperaturas constantes, el principal dato obtenido será el tiempo a la ruptura. Para esto se prueban varias series de probetas a temperaturas y cargas diferentes. En la figura III.9 se

ilustran datos hipotéticos para un conjunto de probetas rotas a la misma temperatura.

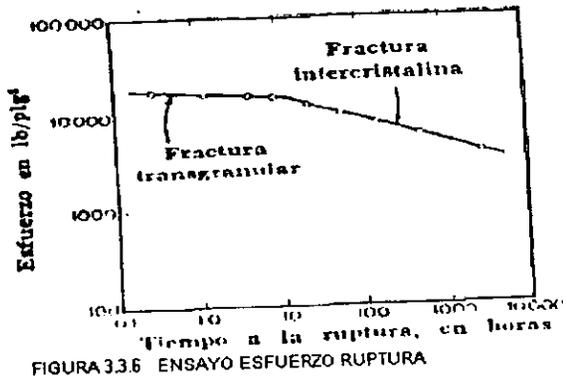


Figura III.8 Ensayo Esfuerzo Ruptura

En esta gráfica se dan dos líneas rectas que se interceptan; la línea de la derecha corresponde a probetas con cargas pequeñas y tiempos largos para que ocurra la ruptura, mientras que la recta de la izquierda corresponde a cargas mayores y tiempos cortos. Las probetas correspondientes a puntos cercanos a la desviación muestran con frecuencia fracturas mezcladas; en parte intercrystalinas y en parte transcristalinas. Obsérvese que las fracturas transcristalinas son favorecidas por ensayos de corta duración (gran velocidad de deformación).

Las fracturas transcristalinas se caracterizan por la estricción de la probeta y gran ductilidad. Las fracturas intercrystalinas muestran poca estricción y fallan a poco alargamiento total.

Los estudios de Termofluencia son útiles puesto que permiten predecir la vida útil de los materiales sometidos a dichas condiciones ahorrando tiempo, materiales y pérdidas económicas.

III.4. ANÁLISIS DE FALLA.

En los últimos años se han realizado múltiples estudios, que han resultado fundamentales para relacionar los conocimientos de resistencia de los materiales y la mecánica de la fractura. Y a menudo el papel del analista de fallas es tal, que podría ser acusado de sólo aclarar el fenómeno, o el mecanismo operativo desarrollado en el material logrado a través de métodos empíricos. El presente tema va del origen fundamental de las fallas a través de los mecanismos de fractura hasta los principales métodos de análisis de falla.

Fractura: es la separación de un cuerpo en dos o más partes. La naturaleza de una fractura es distinta dependiendo del tipo de material y se encuentra frecuentemente afectada por el origen de los esfuerzos aplicados, las características geométricas de la muestra, y las condiciones de temperatura, así como, la velocidad de deformación.

Falla: Se considera que una parte habrá fallado cuando:

- La parte llega a ser completamente inoperable.
- Las partes está aún en operación, pero no estará durante mucho tiempo funcionando satisfactoriamente.
- Serios deterioros han hecho a la parte insegura para su uso continuo.

Algunos factores que pueden generar las fallas son:

- Estado de esfuerzos: tracción, compresión, torsión y cortante.
- Condiciones de carga: estática, impacto, cíclico, constante.
- Condiciones térmicas: calentamiento rápido o enfriamiento cíclico.

- Condiciones ambientales: atmósfera oxidante o reductora, corrosiva, con presencia de organismos biológicos, etc.

III.4.1 FUENTES FUNDAMENTALES DE FALLAS.

Imperfecciones en el material.

Muchas fallas se originan debido a imperfecciones en el material. Tanto las imperfecciones internas como las superficiales podrían reducir la resistencia total del material, ya que brindan sitios o zonas preferentes para la propagación de la fractura al actuar como muescas, o al servir como lugares propicios para que se desarrollen ataques preferentes por picaduras o al brindar las condiciones para desarrollar corrosión intergranular.

Selección deficiente de materiales.

La selección de materiales como una parte de las especificaciones de todo procedimiento de diseño debe hacerse considerando las propiedades del material, y las características dimensionales y geométricas. Para cada mecanismo de fractura previsible, hay tan sólo unos cuantos criterios de importancia primaria que deben considerarse para la selección del material óptimo y evitar con esto la falla; estas son las características específicas del material a través de las cuáles se mide cuantitativamente su resistencia a las fallas para un mecanismo dado.

Diseño deficiente

Algunas fallas resultan de deficiencias en el diseño, que son muy típicas y de una misma naturaleza que revelan que fueron pocos los esfuerzos realizados, a

fin de evitar un diseño con características geométricas y/o acabados que se sabe conducirán a las fallas.

Deficiencias en la manufactura.

La susceptibilidad a fallar de los materiales, también está relacionada a los procesos de manufactura impropios, de que estos sean incompletos o ambiguos, de cambios hechos en los procedimientos sin una evaluación completa, fallas al seguir el proceso especificado, errores humanos o daños accidentales.

Fallas como resultado de la fragilización.

Hay diversas formas de fragilizar partes de hierro y acero, éstas pueden ocurrir durante los tratamientos térmicos o en servicio a altas temperaturas. Se pueden mencionar varias formas de fragilización:

- Corrosión bajo tensión
- Fragilización por hidrógeno.

Fallas resultantes de daños en servicio.

Los daños que ocurren en una pieza durante su servicio pueden causar fracturas dúctiles o frágiles en la misma. La fractura frágil - dúctil es el proceso a través del cual la separación final ocurre en partes que han sido agrietadas en el servicio por otros mecanismos como fatiga o corrosión bajo tensión. Estas fracturas también podrían provenir por efectos de temperatura, como:

- Fragilización por fase sigma.
- Pérdida de dureza en tratamientos térmicos o aleaciones endurecidas por deformación.

- En servicio trabajando a temperaturas inferiores a la temperatura de transición dúctil frágil.
- El calentamiento o enfriamientos rápidos durante el servicio.

A continuación se presentan las fallas mas comunes que se que se pueden manifestar en los elementos de una caldera así como de los principales mecanismos de falla que están involucrados en ellas.

III.5. MECANISMOS DE FALLA COMUNES EN ELEMENTOS DE CALDERA.

Las fallas en tubos de caldera son la causa principal de las salidas de operación forzadas de un generador de vapor en una central eléctrica. Aproximadamente el 40 % de las fallas del generador de vapor se presentan en lo que se conoce como paredes de agua, en los tubos del sobrecalentador se tienen alrededor del 30 % de las fallas, en los tubos del recalentador el 15 %, en el economizador el 10 % y el 5 % restante en las demás partes.

El medio ambiente tan severo que priva en el interior de la caldera durante su operación es en gran medida la razón de que se presenten estas fallas, se puede señalar que los efectos producidos por esfuerzos, temperatura, corrosión - erosión y vibración; se combinan para producir la degradación del tubo de acero. La exposición del material de los tubos a temperaturas elevadas produce cambios microestructurales en los constituyentes del acero. Por ejemplo, el acero al carbono experimentará un cambio: una esferoidización en la que las partículas de carburo de hierro cambian de una forma laminar a una esferoidal. Los aceros inoxidable austeníticos desarrollarán precipitados de carburo de cromo sobre los límites de grano y en casos extremos la formación de compuestos intermetálicos de hierro y cromo, conocidos como fase sigma. Los cambios microestructurales se presentan incluso en condiciones de diseño con largo tiempo de servicio, pero pueden ser aceleradas cuando el material es operado a condiciones ligeramente superiores a las de dicho diseño.

La erosión y vibración causada por las cenizas contenidas en el flujo de gases pueden provocar fallas en los tubos de la caldera si las condiciones de operación son diferentes a las de diseño. Los sopladores de hollín pueden acelerar este proceso dirigiendo las cenizas contra los tubos para producir

erosión abrasiva generando fallas por corrosión bajo tensión. Las altas velocidades del flujo de gases pueden originar que los tubos vibren a frecuencias elevadas y promover fallas por fatiga. Otras fallas relacionadas con fatiga se experimentan a través de expansión y contracción térmica y degradación por corrosión.

Los errores humanos son también un factor importante en las fallas de tubos de caldera. Estos errores se pueden presentar durante el diseño, fabricación, embarque, almacenamiento, construcción, operación y mantenimiento de la tubería de la caldera.

Se pueden presentar dos tipos de mecanismo de falla: primario y secundario. El primario es el causante directo de la falla en un tubo mientras que el secundario será el que dañe a otro tubo por consecuencia del primario. Como ejemplo del mecanismo de falla secundario se puede presentar el siguiente: la fuga de vapor a través de un tubo agrietado puede atrapar cenizas del flujo de gases e impulsarlas contra los tubos cercanos, produciéndoles daño por erosión, una pequeña fuga puede causar más fugas en otros tubos y provocar rupturas múltiples que pueden complicar la reparación y la duración del tiempo fuera de servicio de la unidad.

A continuación se presentan los diferentes tipos de mecanismo de falla que comúnmente ocurren en los tubos de caldera de las centrales eléctricas.

III.5.1 FALLAS POR SOBRECALENTAMIENTO (PROLONGADO).

Resultado de la operación a una temperatura ligeramente superior a la temperatura de seguridad para el material de que está hecho el tubo, implicando niveles de temperatura de 480 a 650 °C.

Localización:

- Pared de agua.
- Sobrecalentador.
- Recalentador.

Características macroscópicas:

- Abertura longitudinal.
- Leve deformación plástica (abultamiento) en la zona de falla.
- Espesor de la pared del tubo en el borde de la falla muy levemente reducido (borde grueso).
- Comúnmente la superficie del tubo se encuentra oxidada.
- Presenta grietas secundarias.
- En ocasiones el tubo presenta notables depósitos internos.

Características microscópicas:

- Grieta intergranular.
- Metalográficamente presenta los fenómenos de esferoidización y/o descarburización.
- Microcavidades intergranulares.

III.5.2 FALLAS POR SOBRECALENTAMIENTO (REPENTINO).

Resulta de la operación a una temperatura considerablemente superior a la temperatura de seguridad del material del tubo, ocurre en el rango aproximado de 650 a 870 °C.

Localización:

- Pared de agua.

- Sobrecalentador.
- Recalentador.

Características macroscópicas:

- Abertura longitudinal.
- Notable deformación plástica (abultamiento) en la zona de falla.
- Espesor del tubo en el borde de la falla completamente adelgazado y a veces afilado (borde delgado).
- Flexión lateral; si la temperatura alcanzada fue muy alta.

Características microscópicas:

- Tamaño de granos severamente elongados en el borde de la falla, lo que es indicativo que la falla ocurrió a una temperatura menor a 720 °C aproximadamente.
- Productos superiores de transformación (bainita y martensita) indicando que la temperatura alcanzada fue superior a 720 °C aproximadamente.

III.5.3 DAÑO POR HIDRÓGENO.

El hidrógeno activo producido por las reacciones de corrosión en el lado agua/vapor del tubo, puede ingresar al metal a las temperaturas y presiones normales de operación de los generadores de vapor, combinándose posteriormente con el carbono del acero para formar metano y producir la falla conocida como daño por hidrógeno.

Localización:

- Pared de agua.

Características macroscópicas:

- Fractura frágil.
- No se presenta abultamiento ni reducción del espesor de la pared del tubo en el borde de la falla.

- Usualmente presentan un desprendimiento de una sección de la pared del tubo semejando una especie de ventana.
- Síntomas de corrosión interna.
- Depósitos internos notorios.

Características microscópicas:

- Descarburización.
- Microagrietamiento intergranular.

III.5.4 GRAFITIZACIÓN.

Es un cambio en la microestructura que a veces ocurre en los aceros al carbono y de baja aleación que operan a temperaturas entre 425 y 550 °C.

Localización:

- Sobrecalentador (región de baja temperatura).
- Recalentador (región de baja temperatura).
- Tubería de vapor.

Características macroscópicas:

- Fractura frágil.
- Se localiza en la parte adyacente al límite de la zona afectada por el calor durante el proceso de soldadura.
- La trayectoria de la grieta es paralela a los cordones de soldadura.

Características microscópicas:

- Carbono libre en forma de grafito y con trayectoria lineal formando una especie de cadena.

III.5.5 CORROSIÓN CÁUSTICA.

Es producida por la concentración de sustancias cáusticas (hidróxido de sodio y fosfato de sodio) bajo los depósitos internos de los tubos, las fallas son dúctiles y resultan de la pérdida de resistencia debida al desgaste del metal.

Localización:

- Pared de agua.

Características macroscópicas:

- Superficie interna del tubo corroída con apariencia de ranuras con perforaciones grandes y profundas.
- Depósitos internos considerables.
- Desgaste corrosivo localizado con notable reducción del espesor del tubo.
- Usualmente se presentan pequeñas ampollas externas.

Características microscópicas:

- Desgaste corrosivo y microestructura sana entre las perforaciones.
- Características microscópicas de sobrecalentamiento localizado en los lugares con ampollas.

III.5.6 CORROSIÓN LADO DEL FUEGO (ALTA TEMPERATURA).

En la corrosión externa a alta temperatura, los tubos de caldera pueden sufrir ataque por efecto de las escorias constituidas por los compuestos de sodio y vanadio presentes en las cenizas producidas durante el proceso de la combustión. Dichas escorias tienen puntos de fusión bajos y potenciales de corrosión elevados.

Localización:

- Sobrecalentador.
- Recalentador.

Características macroscópicas:

- Notable acumulación de depósitos de escoria en la superficie externa.
- Desgaste característico de acuerdo a la posición del tubo dentro del generador de vapor.
- Desgaste del exterior hacia el interior del tubo.
- Puede tener síntomas de sobrecalentamiento en el área de espesor reducido.

Características microscópicas:

- Desgaste corrosivo.
- Algunas veces se ven afectados de sensibilización (precipitación de carburos en los límites de grano) en los aceros austeníticos empleados en las zonas de alta temperatura.

III.5.7 CORROSIÓN LADO DEL FUEGO (BAJA TEMPERATURA).

Las partes de baja temperatura de la caldera pueden sufrir ataque corrosivo por efecto del azufre, el cual puede formar ácido sulfúrico al alcanzarse el punto de rocío de dicho ácido.

Localización:

- Economizador.
- Precalentador de aire.

Características macroscópicas

- Desgaste corrosivo de las superficies metálicas.
- Perforaciones en las láminas de los precalentadores de aire.

Características microscópicas:

No son necesarias ya que macroscópicamente se identifica el fenómeno.

III.5.8 FALLAS POR FATIGA.

Se producen por la aparición y crecimiento de grietas, producidas por efecto de esfuerzos cíclicos cuyos valores son inferiores a la resistencia a la tensión del material. Los esfuerzos generados durante la operación son de tipo vibratorio, fluctuantes y esfuerzos ocasionados por ciclos térmicos.

Localización:

- Pared de agua.
- Sobrecalentador.
- Recalentador.
- Economizador.

Características macroscópicas:

- Fracturas de borde grueso con características de fragilidad.
- Superficie fracturada oxidada.
- Fallas iniciadas generalmente en la superficie externa (fatiga térmica) o en la superficie interna (corrosión - fatiga).
- Grietas secundarias paralelas dependiendo de condiciones de operación.
- Marcas de playa.

Características microscópicas (dependiendo del grado de oxidación y localización):

- Estriaciones.
- Estructuras afectadas por el calor durante el proceso de soldadura.

En el caso de generadores de vapor es más común que se presente la fatiga térmica o la corrosión - fatiga. En la primera normalmente se podrán observar

grietas secundarias transversales y se localizarán preferencialmente en los bordes finales de soldadura, en las uniones de los tubos con los soportes. En la corrosión - fatiga los dos fenómenos se unen para producir la falla, la cual se inicia usualmente del lado del agua.

III.5.9 FALLAS POR EROSIÓN.

Resultan del desgaste de un material, el cual es producido por pequeñas partículas chocando contra su superficie.

Localización:

- Pared de agua.
- Economizador.
- Sobrecalentador.
- Recalentador.

Características macroscópicas:

- Abertura longitudinal con borde delgado o perforación localizada.
- Superficie externa pulida.
- Desgaste de fuera hacia adentro de la pared del tubo.
- Rasgos secundarios de falla por sobrecalentamiento.

Características microscópicas:

- Desgaste uniforme de fuera hacia adentro.
- Síntomas de sobrecalentamiento secundario.

III.5.10 PICADURAS POR OXÍGENO.

Son producidas por oxígeno dentro del sistema, ya sea como oxígeno disuelto en el agua, bajo depósitos ó como humedad remanente cuando el equipo permanece fuera de servicio.

Localización:

- Pared de agua.
- Economizador.
- Sobrecalentador.
- Recalentador.

Características macroscópicas:

- Desgaste localizado en forma de cavidad en cuyo centro se localiza una picadura.
- Forma circular.
- Posiblemente los óxidos de las picaduras tengan apariencia de herrumbre.

Características microscópicas:

- Oxidación localizada.
- Estructura no afectada térmicamente ni mecánicamente.

III.5.11 AGRIETAMIENTO POR CORROSIÓN BAJO ESFUERZOS.

Estas fallas ocurren en aleaciones específicas expuestas a un medio ambiente también específico, resultan de la combinación de la corrosión con los esfuerzos estáticos tensiles.

Localización:

- Sobrecalentador (aceros inoxidable austeníticos).
- Recalentador (aceros inoxidable austeníticos).

Características macroscópicas:

- Fractura frágil.

- Borde grueso.
- Productos de corrosión en la superficie.

Características microscópicas:

- Fractura intergranular o transgranular.
- Sensibilización (aceros inoxidable austeníticos).
- Punto de inicio puede encontrarse en el exterior de la pared del tubo pero más comúnmente en el lado de vapor.

A continuación se presenta una descripción breve de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" y de la caldera de la unidad núm. 3 donde se presentó la falla que se analizará en este trabajo, así como también se muestra un resumen de la primer falla ocurrida en esta unidad.

IV

CAPÍTULO IV

IV.1. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL.

En este trabajo se analizará una falla real dentro de una caldera cuya operación resulta de alta importancia para la generación de energía eléctrica en el valle de México, por esto es necesario describir la central donde se encuentra la caldera que es motivo de análisis.

La instalación en cuestión es la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos ubicada en Tula Hidalgo, perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad, se encuentra a 83 Km al norte de la ciudad de México y a 8 Km al sur de la ciudad de Tula de allende en el estado de hidalgo a una altura de 2100 m.s.n.m.

La central está integrada por cinco unidades generadoras de 300 MW, lo que hace un total de 1500 MW de capacidad instalada. Su modo de operación es el llamado de carga base, lo cual significa que dicha central resulta de primordial importancia para el flujo de energía demandado por la ciudad de México, y se utiliza esta carga durante la demanda de energía por parte de la ciudad, esta condición se traduce en que la central debe de estar operando a su máxima carga la mayor parte del tiempo.

Dicha central forma parte de un anillo de distribución de energía que circunda a la ciudad de México, razón por la cual la misma no sólo toma un papel de generadora sino que también toma un papel como reguladora de potencia y frecuencia al anillo de 400 Kv.

IV.2. CONDICIONES OPERATIVAS DEL GENERADOR DE VAPOR UNIDAD
No. 3.

Fabricante	Babcock & Wilcox (Canadá)
Diseño	Radiante de circulación natural y hogar presurizado
Flujo de vapor	948,420 kg./hr
Presión de diseño	196.84 kg./cm ²
Presión de vapor sobrecalentado (valor de operación)	168 kg./cm ²
Presión máxima de vapor sobrecalentado (valor de diseño)	175.04 kg./cm ²
Temperatura de vapor sobrecalentado (valor de operación)	538°C
Temperatura de vapor sobrecalentado (valor de diseño)	540.55°C
Temperatura de vapor recalentado (valor de operación)	538°C
Temperatura de vapor recalentado (valor de diseño)	540.55°C
Control de temperatura de vapor	Recirculación de gases y atemperación
Tipo de combustibles usados	Aceite pesado y gas natural
Posición de quemadores	Frontales/traseros

IV.2.1 PAREDES DE AGUA.

Tipo	Membrana / Soldada
Superficie de calefacción	1,478 m ²
Diámetro de los tubos	6.35 cm

IV.2.2 DOMO SUPERIOR.

Longitud	20.12 m
Diámetro	1.676 m
Presión de operación	187 kg./cm ²
Presión de diseño	196.85 kg./cm ²

IV.2.3 COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO.

Consumo térmico unitario (CTU) al 100% de carga	1,939.4 Kcal/Kwh
Consumo específico de combustible al 100% de carga	0.725 Kg./Kwh
Régimen térmico al 100% de carga	2,208 Kcal/Kwh

IV.2.4 VENTILADORES DE TIRO FORZADO.

Marca	Buffalo Forge
Tipo	Centrífugo
Flujo	541,506 m ³ /h
Presión estática	496 mm H ₂ O
Velocidad	1,180 R.P.M

IV.2.5 VENTILADORES DE RECIRCULACIÓN DE GASES.

Marca	Buffalo Forge
Tipo	Centrífugo
Flujo	228,300 m ³ /hr
Presión estática	181.1 mm H ₂ O
Motor:	
Potencia	430 HP. (321kW)
Corriente	56 Amp
Velocidad	1,192 R.P.M

IV.2.6 PRECALENTADOR DE AIRE VAPOR.

Tipo	Superficie
Superficie de calefacción	853.8 m ²
Presión de diseño	12.0 kg/cm ²
Temperatura de diseño	320°C

IV.2.7 QUEMADORES DE COMBUSTIBLE.

Tipo	Frontales / Traseros
Número de elevaciones	2
Número de quemadores	16
Tipo de atomización	Con vapor
Presión de combustible de flujo mínimo	4 kg/cm ²
Presión de combustible de flujo máximo	4-17 kg/cm ²
Flujo máximo por quemador	5,130 kg/hr
Temperatura del combustible	140°C
Diferencia de presión de vapor de atomización	11.00 kg/cm ² constantes

IV.2.8 ECONOMIZADOR.

Tipo	Horizontal con aletas en espiral
Superficie de calefacción	2,087.8 m ²
Temperatura entrada agua	248°C
Temperatura salida agua	292°C

IV.2.9 SOBRECALENTADOR.

Tipo	Horizontal
Superficie de calefacción	6,837 m ²
Presión de diseño	178.58 kg/cm ²

IV.2.10 RECALENTADOR.

Tipo	Horizontal
Superficie de calefacción	9,852 m ²
Presión de diseño	43.59 kg./cm ²

IV.3. CARACTERÍSTICAS METALÚRGICAS.

Antes de iniciar con el tema de características metalúrgicas de la tubería de caldera de la unidad número 3, se presenta un resumen de las principales características metalúrgicas que son necesarias para la tubería de los generadores de vapor de las centrales de generación.

IV.3.1 TUBOS DE ACERO.

Durante la fabricación de un generador de vapor, suele emplearse una variedad extensa de tubería de acero, llegando en ocasiones a medir hasta 480 Km de tubería, con diámetros que van desde 1.9 mm hasta 7.6 mm. Las temperaturas en la pared del tubo pueden variar desde 170 °C en la entrada del economizador, hasta 566 °C a la salida del sobrecalentador. De aquí que se requiera una selección adecuada y económica del material del tubo para cada lugar de la caldera.

La selección del material del tubo dependerá de la temperatura que el metal va a experimentar, de acuerdo con los criterios de diseño. Los tubos de acero al Carbono fabricados bajo la especificación ASME SA-178, SA-192 y SA-210 se usan en la fabricación de tubos del economizador, paredes de agua, y tubos de entrada al sobrecalentador de baja temperatura. Los aceros al Molibdeno se emplean donde se esperan temperaturas de operación ligeramente mayores, tales como en las zonas altamente radiantes que se tienen en torno a los quemadores.

En la tabla IV.1 se listan los distintos materiales generalmente empleados en una caldera con su especificación correspondiente.

Especificación	Nombre de la especificación ASME
SA - 178	Tubos de acero al Carbono con costura para caldera
SA - 192	Tubos de acero al Carbono sin costura para caldera y servicio a presiones elevadas
SA - 209	Tubos de acero al Carbono al Molibdeno sin costura para caldera y sobrecalentador
SA - 210	Tubos de acero al medio Carbono para caldera y sobrecalentador
SA - 213	Tubos de acero aleado ferríticos y austeníticos sin costura, para caldera, sobrecalentador e intercambiadores de calor
SA - 226	Tubos de acero al Carbono para servicio a presiones elevadas en sobrecalentadores y caldera
SA - 249	Tubos de acero austenítico para caldera, sobrecalentador, intercambiador de calor y condensador
SA - 250	Tubos de acero al Carbono - Molibdeno con costura para caldera y sobrecalentadores
SA - 268	Tubos de acero inoxidable ferrítico con costura para servicio general
SA - 423	Tubos de acero al Carbono de baja aleación ferrítico sin costura
SA - 450	Requerimientos generales para tubos de acero al Carbono, aleaciones ferríticas y aleaciones austeníticas

Tabla IV.1 Tubería de acero al Carbono para Generadores de vapor

En lugares donde se espera que la temperatura del metal exceda los 427 °C, se deberá considerar la resistencia a la termofluencia en el material. A los aceros se les agrega cromo para incrementar su resistencia a la oxidación y mejorar su resistencia mecánica en altas temperaturas.

Los tubos de acero inoxidable ferríticos se fabrican de acuerdo a la especificación ASME SA-213 y SA-249 y se emplean para proveer resistencia

mecánica en altas temperaturas, resistencia a la oxidación y la ductilidad requerida del material.

Los tubos de acero se suministran en diferentes grados para permitir variaciones en sus propiedades mecánicas y composición química. En la tabla IV.2 se muestran los diversos grados de la tubería de acero comúnmente usados en los generadores de vapor.

Tipo de acero al Carbono	Especif. ASME	Grado	Esfzo. mínimo	
			Tensión	Comp. nominal
ERW ⁽¹⁾	SA - 178	A	47	0.15% C
		C	60	0.35% C máx.
Sin costura	SA - 192	--	47	0.15% C
Sin costura	SA - 210	A1	37	0.27% C máx.
ERW ⁽¹⁾	SA - 226	--	47	0.15% C
Aleaciones ferríticas				
ERW ⁽¹⁾	SA - 250	T1	55	C - 0.5 Mo
Sin costura	SA - 209	T1	55	C - 0.5 Mo
		T1a	55	C - 0.5 Mo
		T1b	55	C - 0.5 Mo
		T1	60	0.75 Cr - 0.5 Mo
Sin costura	SA - 213	T5 ⁽²⁾	60	5 Cr - 0.5 Mo
		T9 ⁽²⁾	60	9 Cr - 1 Mo
		T11	60	1.25 Cr - 0.5 Mo
		T12	60	1.00 Cr - 0.5 Mo
		T22	60	2.25 Cr - 1.0 Mo
		T91	85	9 Cr - 1.0 Mo

Tabla IV.2 Grados de acero comúnmente usados en Generadores de vapor

Continúa...

Continuación de tabla IV.2:

Tipo de acero al Carbono	Especif. ASME	Grado	Esfzo. mínimo	
			Tensión	Comp. nominal
Inoxidables austeníticos				
Sin costura	SA - 213	TP304H	75	18 Cr - 8 Ni
		TP316H	75	16 Cr - 12 Ni - 2 Mo
		TP321	75	18 Cr - 10 Ni - Ti
		TP347	75	18 Cr - 10 Ni - Cb
		TP347H	75	18 Cr - 10 Ni - Cb
⁽¹⁾ Electric Resistance Welded				
⁽²⁾ Prácticamente ya no se usa en calderas modernas				

Tabla IV.2 Grados de acero comúnmente usados en Generadores de vapor

Un factor importante en la selección de un material de tubería es su resistencia a la oxidación en alta temperatura. La tabla IV.3 muestra las temperaturas de metal máximas permisibles para algunos materiales. Estos valores de temperatura del metal se entiende que son en la superficie externa del tubo. Estos valores representan también los límites que deberán tomarse en cuenta para el análisis de transferencia de calor y las propiedades de resistencia a la oxidación de los materiales.

La temperatura se irá incrementando conforme se recorra el camino que sigue el vapor a través del sobrecalentador y el recalentador, por lo que requerirán del empleo de materiales más resistentes a la oxidación cuando la temperatura exceda estos límites.

Mientras que la temperatura en el tubo del sobrecalentador puede variar desde 427 °C a más de 566 °C, el material y su espesor de pared mínimo variarán de

acuerdo a su posición en los diferentes bancos de tubos. Los materiales varían desde acero al Carbono SA- 192 en el cabezal de entrada al sobrecalentador, hasta aceros inoxidable austeníticos exactamente antes del cabezal de salida del sobrecalentador.

De lo anterior se deduce que se requiere un registro exacto de los lugares donde ocurra un cambio de dimensiones y/o material para asegurar el remplazo con el acero adecuado, como su procedimiento de soldadura correspondiente, cada vez que se tenga que efectuar una reparación debida a una falla en el equipo.

Tipo de acero	Especif. ASME	ASME	B& W ⁽¹⁾	C - E ⁽²⁾
Al Carbono	SA - 178 Gdo. C	538	510	454
Al Carbono	SA - 192	538	510	454
Al Carbono	SA - 210 Gdo. A1	538	510	454
Al Carbono - Molibdeno	SA - 209 Gdo. T1	538	524	----
Al Carbono - Molibdeno	SA - 209 Gdo. T1	538	----	482
Al Cromo - Molibdeno	SA - 213 Gdo. T11	649	566	552
	SA - 213 Gdo. T22	649	602	580
Inoxidable	SA - 213 Gdo. 321H	816	760	----
	SA - 213 Gdo. 347 H	816	----	704
	SA - 213 Gdo. 304H	816	760	704
⁽¹⁾ = Babcock & Wilcox				
⁽²⁾ = Combustion Engineering				

Tabla IV.3 Temperaturas máximas de pared de tubo de Generadores de vapor (°C).

NOTA:

El espesor mínimo permisible para un tubo de caldera, se puede calcular a través de la ecuación:

$$t = \frac{PD}{2S + P} + 0.005 D + E$$

donde:

t = Espesor mínimo de pared (pulg.)

D = Diámetro externo del tubo (pulg.)

P = Presión de trabajo máxima permisible (lbs / pulg.²)

S = Valor de esfuerzo máximo permisible a la temperatura de la tabla PG-23.1, Sección 1, código ASME

E = Factor de espesor para abocinar el extremo del tubo, de acuerdo a PG-27, nota 6, del mismo código

IV.3.2 CARACTERÍSTICAS METALÚRGICAS DE LA TUBERÍA DE CALDERA DE LA UNIDAD NÚMERO 3.

Para efectos del presente trabajo se incluyen en la figura IV.4 solamente las características de la carta de soldadura de la tubería de paredes de agua de la caldera.

Localización de soldadura	Dimensiones		Cant. de juntas	Material Base (ASME)	Proceso de soldadura		Arco AWS
	Diam. mm	Espesor mm			TIG	AWS	
TUBO PARED LATERAL	63.5	7.2	508	SA-210A1	OXW-D65	ER70S-2	E7018
TUBO PARED POST. SUPERIOR	63.5	7.2	159	SA-210A1	OXW-D65	ER70S-2	E7018
TUBO PARED POST. INTERMED.	63.5	6.2	159	SA-213T2	RACO515G	ER80SB2L	E8018B21
TUBO PARED POST. INFERIOR	63.5	6.2	159	SA-213T2	RACO515G	ER80SB2L	E8018B21
TUBO TECHO PARED FRONTAL	63.5	6.3	159	SA-210A1	OXW-D65	ER70S-2	E7018
TUBO PARED FRONTAL SUP.	63.5	7.2	159	SA-210A1	OXW-D65	ER70S-2	E7018
TUBO PARED FRONT. INFERIOR	63.5	6.2	159	SA-213T2	RACO515G	ER8018B2L	E8018B2L
TUBO PARED DIVISORA	76.2	8.1	29	SA-210A1	OXW-D65	ER70S-2	E7018

Tabla IV. 4 Carta de soldadura caldera unidad 3 C.T. "Fco. Pérez Ríos"

IV.4. DESCRIPCIÓN DE LA PRIMER FALLA.

A continuación se describe la falla que presentó la caldera de la unidad número 3, y que fue el principio de una larga serie de pérdidas constantes de generación, por fuga interna en elementos de caldera.

El 28 de Junio de 1993 se presenta disturbio en la unidad y de acuerdo con el comportamiento de los principales parámetros operativos se trataba de una falla típica por rotura de tubos en elementos del generador de vapor por lo que se deja fuera de servicio para inspección y reparación de la tubería con falla.

Al realizar la inspección visual interna del hogar de la caldera se encontró una rotura en el tubo núm. 1 de la pared divisora del hogar de aproximadamente 60 cm de longitud, también se observaron una gran cantidad de abombamientos (deformaciones plásticas) en la tubería de las paredes de agua norte y sur, presentando grietas algunas de ellas por las que se apreciaba fuga de agua.

Debido a que la extensión del daño fue muy grande y en salidas anteriores no se había observado algo similar se decidió inspeccionar de manera exhaustiva mediante pruebas no destructivas la totalidad de las paredes de agua, así como también efectuar un análisis metalográfico de un tubo de la zona de los abombamientos, obteniéndose los siguientes resultados:

- Pared norte: 71 tubos dañados con una longitud de 15 metros
- Pared sur: 40 tubos dañados con una longitud aproximada de 8 metros
- Pared posterior: 5 tubos dañados con una longitud de 1 metro
- Pared frontal: Sin daño en tubos

- Total de tubos dañados: 116
- Total de material dañado: 1390 metros

De acuerdo con el análisis metalográfico del tubo núm. 1 de la pared divisora que presentó falla franca por rotura, se determinó que presentaba cambios en el tamaño de grano, debido al sobrecalentamiento a que se encuentra sometido durante la operación normal de la caldera, ya que, por lo menos tres de las caras de este tubo se encuentran expuestas a la radiación de la flama dentro del hogar, se hace notar que éste es el único tubo con esta característica de operación.

Asimismo, en el análisis efectuado a uno de los tubos de la zona de abombamientos se encontró que en la cara interior lado fuego se tenían depósitos de óxidos de hierro y en menor cantidad fosfatos de calcio en forma de lodos debido al arrastre que se provocó al ocurrir fuga en el tubo de la pared divisora, quedando adheridos a la pared del tubo al presentarse el sobrecalentamiento durante la falla y que en combinación con la deficiente refrigeración de la tubería, se provocaron los abombamientos y grietas en los tubos de agua restantes.

La magnitud de la falla ocurrida, provocó que la unidad estuviera fuera de servicio en mantenimiento forzado para reparación de la tubería dañada, durante un tiempo de 48 días.

A pesar de la cantidad de tubería cambiada en caldera, se continuaron presentando fallas constantes por fuga interna en tubos de agua, lo cual afectó a la disponibilidad de la unidad para generación de energía eléctrica. Dichas fallas ya no fueron tan severas en cuanto a magnitud de tubería dañada, pero

si en cuanto a repetición, ya que el número de salidas forzadas de la unidad por esta causa se incremento drásticamente en comparación con otros años, además, no se presentaba un patrón definido de modo falla ya que éste fue cambiando con el transcurso del tiempo hasta llegar al modo de falla conocido como daño por Hidrógeno, del cual no se tenían antecedentes en el historial de la unidad.

A continuación se presenta la aplicación del método específico de detección analítica de la falla.

V

CAPITULO V

V.1. MÉTODO ANALÍTICO PARA DETECTAR LA FALLA

V.1.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO ANALÍTICO.

Para determinar la causa que originó la falla, en el generador de vapor, se estudiará en este tema, el método analítico que se aplicará para determinar la causa o las causas que provocaron la falla.

El método se basa en el uso que se hace del conocimiento del equipo que compone el generador de vapor, y en general de la planta termoeléctrica.

Este método se divide en varias etapas y se tiene como objetivo detectar la causa de la falla.

V.1.2 QUE HACER PARA DETECTAR UNA FALLA.

Corregir una falla no es precisamente poner a trabajar de nuevo el equipo, es asegurar que el equipo continúe funcionando en forma normal, de otra forma se estará sólo solucionando momentáneamente el problema, y podrían estarse creando más fallas. Al eliminar por completo una falla, se debe obtener lo siguiente.

- Se corrige la falla rápida, eficiente y económicamente con el mínimo de movimientos inútiles.
- Corregir la causa de la falla, no sólo sus efectos.

- Arreglar la falla para que el equipo se mantenga en operación.
- Al reparar unos componentes, no dañar otros, creando nuevas causas de falla.
- El arreglo llevarlo hasta el terreno de la acción preventiva, siempre que el mismo problema pudiera presentarse en el futuro.

Es importante tener presente que para corregir la causa de la falla, se tiene que saber a ciencia cierta cual es la causa, es decir saber con precisión que anda mal, para no divagar sobre el problema, y no tener el mismo posteriormente.

Lo que hace que la solución de una falla sea efectiva, se resume en una frase "Hacer las cosas bien a la primera vez". La diferencia entre una buena solución del problema y una errónea, no estriba en el conocimiento que se tiene el equipo, si no en el buen uso de estos conocimientos al aplicarlos a la solución del problema.

V.1.3 PROBLEMAS CAUSAS Y ACCIONES.

Una falla es considerada desde cuando algo no trabaja con la misma eficiencia, se encuentra la causa cuando se da con la primera instancia que lo hizo fallar; En ese momento se tiene que tomar alguna acción para arreglarlo y debe de ser la que suprime la causa de falla.

La falla puede ser un tipo de desviación importante y necesaria de restablecer, Hay 2 tipos de desviaciones en la detección de fallas; relativa al desempeño y relativa a la calidad.

Desviación de desempeño, (el producto no sirve).

Desviación de calidad, (la calidad es mala porque el equipo no trabajo bien).

Las normas para el trabajo son también dos y son de desempeño y de calidad:

- De Desempeño. El equipo se hizo para trabajar en cierta forma.
- De Calidad. El equipo debe trabajar de cierta forma.

Es decir la falla se reconoce por una comparación, entre lo que está sucediendo y lo que debiera suceder.

V.1.4 IMPORTANCIA DE CONOCER EL DEBIERA.

Cuanto más se logra afinar o precisar lo que DEBIERA suceder, mas claro se podrá reconocer la falla cuando está se presente.

La detección de las fallas comienza con una noción clara de lo que debiera suceder, aprendiendo todos los detalles de lo que cada parte del equipo debería estar haciendo minuto a minuto.

V.1.5 EL CAMBIO CAUSA DE LA FALLA.

La causa de la falla es siempre un cambio en alguna parte de la maquinaria, puede estar en la materia prima con la que trabaja el equipo; ó puede ser que el cambio esté en el equipo mismo.

Algo se rompe, se desgasta, sale de operación o se desajusta. O puede ser que el cambio esté en el Combustible que se está usando, en el producto químico que se está agregando o quizás el cambio esté en el operador, que esté trabajando con especificaciones diferentes. Cualquiera que sea la causa tiene

que tratarse de algún cambio, los tipos de cambios se reconocen por el tipo de falla que se presente. Buscar la causa de la falla es preguntarse que tipo de cambio de los que se conocen, pudo haber producido los malos resultados.

La clave para detectar la falla consiste en: Observar lo que está fallando, estudiarlo y reconocer sus características.

Una descripción detallada de la falla es el analizar de la siguiente manera:

Que está mal: Para el problema del equipo, habrá que definir las características físicas del problema. Es decir, aprovechar al máximo toda la información que se tenga de lo que está fallando.

Dónde: Consiste en especificar con precisión la parte o partes donde está el mal habiéndola definido dentro del sistema y del equipo que esté afectando directamente.

Cuándo: Establecer el dato del cuándo se ve por primera vez, siendo importante especificar el minuto, la hora, el día y el año.

Magnitud del problema: Consiste en cuantificar el daño; indicando, cantidad de objetivos dañados, producción afectada; etc.

V.1.6 EL MÉTODO ANALÍTICO.

Especificar la falla es encontrar lo que causo que se descompusiera y no esté funcionando como debiera, para llegar a la causa y corregirla correctamente

Importante para especificar la falla, es el distinguir en un problema la causa y efecto. La causa de una falla es algo real, tiene dimensiones que permiten

reconocerla y describirla, podemos conocer su tamaño por el efecto que produce.

Para describir la falla se deberán usar 4 dimensiones. La IDENTIDAD, UBICACIÓN, el TIEMPO en que detecto y la MAGNITUD de que se trata. Estas cuatro dimensiones se determinan dando respuesta a 8 preguntas; antes de mencionar las ocho preguntas, se tienen que distinguir 2 elementos: Por un lado, lo que está mal, la anormalidad o bien, la desviación de la norma, llamamos a esto el defecto y por otro lado el elemento que fue afectado, lo que tiene el defecto, llamado esto el objeto.

Las 8 preguntas se deben plantear en forma organizada para desarrollar la historia en el siguiente orden.

1. - Identificación de la falla.

a) *¿Qué nombre tiene el objeto defectuoso?:* Consiste en dar el nombre a lo que tiene el defecto. Aquí se debe añadir cualquier dato que identifique al objeto y que evite que se le confunda con otros objetos o partes semejantes.

¿Qué descripción corresponde al defecto?: Se debe dar una descripción precisa y exacta de lo que es el defecto y de su apariencia, de su tamaño y forma, de su olor, etc.

2. - Ubicación de la falla.

a) *¿Dónde se ven o encuentran los objetos defectuosos?:* Significa precisar el área o lugar donde va primero los objetos defectuosos. Esto es su ubicación geográfica o en el espacio.

¿Dónde se encuentra el defecto en el objeto? : Esto significa ubicar dónde esté exactamente el defecto en el objeto.

3. - Fijar el tiempo de la falla.

¿Cuándo aparecieron por primera vez los objetos defectuosos?: fijar el tiempo en que comenzó la falla; significa decir el día y la hora en que apareció la falla por primera vez.

¿Cuándo, desde entonces, ha habido objetos defectuosos? : patrón de *Tiempo a Partir del Hecho*: Todas las fallas tienen su propio patrón del tiempo. Si los defectos empezaron hace una hora, y van en aumento, etc.

4. - Poner números a la Magnitud de la falla.

a) *¿Cuántos objetos defectuosos hay?* : Consiste en cuantificar el número de objetos con defectos y referirlos al total.

b) *¿Cuántos defectos hay en el objeto o cuan grande es el defecto?* : Aquí se cuantifica los defectos en la parte afectada.

Con la información obtenida en cada una de estas 8 preguntas, dará la imagen de la falla que se tienen que arreglar. Le dicen lo que es la falla, pero no le dicen lo que NO ES.

Las preguntas sobre que NO ES la falla ayudan a destacar la forma de lo que realmente es el problema y a entender algunas de sus peculiaridades, además indica los límites de la falla

La "hoja de trabajo para especificaciones", es una forma que ayuda a organizar toda la información.

Esta forma obliga a hacer una indagación disciplinada y precisa.

Los 3 usos principales que se obtiene de la hoja de trabajo de especificación son:

Descubrir cualquier duda que pueda haber en la información.

Dar con los cambios que han ocurrido y que hayan podido producir el efecto que se quiere explicar.

Revisar las posibles causas para ver si explican todos los datos que tiene acerca de la falla.

V.1.7 DISTINGOS Y CAMBIOS.

Localizar los distingos y cambios en la hoja de trabajo de especificación, deja frente a la causa de la falla. Para poderla determinar hay que procesar la información y hacer resaltar los datos importantes; debemos poder afirmar, en forma concreta, COMO es diferente.

Un rasgo distintivo es una condición que canaliza el cambio en tal forma que éste tenga efecto aquí y no allá. Es una conexión necesaria entre los hechos de la falla anotados en la especificación y el cambio que causo la falla.

V.1.8 DESCUBRIMIENTO DEL CAMBIO.

Algunas veces se puede ver el cambio crítico que causó la falla, en ocasiones la gente procura esconder los cambios hechos para que no se les culpe de las fallas; lo importante es lo siguiente: si ha habido una falla tuvo que haber algún cambio. Si las cosas iban muy bien y luego van mal, es porque algo que

cambió dio al traste con ellas, se debe limitar tan exactamente como pueda lo que ES y lo que NO ES; es decir estudiar la falla hasta que se descubran los cambio.

V.1.9 PRUEBA DE LA CAUSA.

Es fácil probar la causa que se haya encontrado, para ver si es la causa verdadera que se busca. Hay 3 clases de pruebas que se pueden hacer, dos de ellas se hacen antes de tomar una acción y la otra inmediatamente después; todas verifican en distintas forma si se acertó o no acertó con la causa.

1. - Verificación con los Datos. Aquí se confronta la causa que se ha descubierto con los datos anotados en la especificación, antes de tomar acción. ¿ Se han explicado TODOS los datos sobre la falla?. La verdadera causa explica todo, tanto los datos del ES como los del NO ES, porque produce todos los efectos que se especificaron.

Si la explicación se derrumba porque la causa no explica alguno de los datos de la especificación, lo más probable es que no sea la verdadera causa.

2. - Verificación con la realidad. Confrontar la causa que se ha descubierto con los hechos reales, antes de tomar acción. Verificar la idea sobre la causa, confrontándola con la realidad y haciendo a un lado la especificación de la falla. La especificación conduce a la causa que se probara, y da una base para probarla, confrontándola con el mundo real.

Se necesitan las dos clases de pruebas para la causa. La verificación de los hechos consiste en ver si la explicación de la falla es sensata.

3. - *Verificación de Resultados.* Esta última forma de revisar el análisis que se hizo de la falla, consiste en comprobar los resultados que se obtienen de la acción correctiva. Se tomará la causa que haya quedado como la más probable, y se confrontará con la realidad. Luego se decidirá por la mejor acción correctiva, verificando esta acción con los resultados para ver si es lo que se esperaba.

V.2. ESPECIFICACIÓN DE LA FALLA.

Como primer punto y de acuerdo al método de análisis planteado se procede a IDENTIFICAR la falla; posteriormente se definirá su UBICACIÓN, después se determinará el TIEMPO en que ocurrió y finalmente se medirá su MAGNITUD.

Todo lo anterior, basándose en el principio básico de este método: especificar la falla con respecto a lo que está mal y a lo que ha sido afectado.

De esta forma, se dará cumplimiento a las ocho preguntas clave del método presentado en este trabajo:

¿Qué nombre tiene el objeto defectuoso?

¿Qué descripción corresponde al defecto?

¿Dónde se ven o encuentran los objetos defectuosos?

¿Dónde se encuentra el defecto en el objeto?

¿Cuándo aparecieron por primera vez los objetos defectuosos?

¿Cuándo, desde entonces, ha habido objetos defectuosos?

¿Cuántos objetos defectuosos hay?

¿Cuántos defectos hay en el objeto o cuan grande es el defecto?

Al dar respuesta a lo anterior, se tienen todos los datos de lo que **ES** la falla, después se pasará a los datos de lo que **NO ES**, con el objeto de limitar más la falla y evitar confusiones o malas interpretaciones, principalmente en este caso particular, ya que la caldera de la unidad núm. 4 es gemela a la caldera de la unidad núm. 3 en cuanto a diseño y condiciones de operación, sin embargo, la falla analizada no se presentó en la caldera de la unidad núm. 4.

Después de la obtención de estos antecedentes, que a su vez formarán parte de la verificación con los datos que solicita el método, se procederá a vaciarlos en un formato donde además se le agregarán las columnas de **DISTINGOS/CAMBIOS** y la de **POSIBLES CAUSAS**, la información colocada en estas dos últimas columnas también deberá ser plenamente comprobados en la verificación con los datos. Se colocará un número junto al encabezado de cada sección con el propósito de identificar cada una de éstas partes en la hoja de trabajo de la especificación. Finalmente, se hará la comprobación con la realidad de la causa probable encontrada para darle validación al método aplicado, esto es, se comprobarán las causas encontradas con informes e inspecciones hechos por compañías especializadas en análisis de materiales con falla, dichos informes están referidos en los anexos A y B de este trabajo.

A continuación se presenta la tabla de trabajo la cual resume toda la información analizada en este trabajo, basándose en la cual se llega a determinar la causa de las fallas presentadas en el generador de vapor de la unidad numero 3 de la central termoeléctrica. Toda la matriz está referida por casillas conforme se vayan tratando los temas se irán definiendo los números en la matriz

QUE						
OBJETO	Tubería paredes de agua (1)	No en tubos del sobrecalentador o recalentador (9)				
DEFECTO	Constantes fugas por rotura franca en el material que forma el tubo (2)	No otro tipo de falla (10)				
DONDE						
APARECEN LOS OBJETOS	Caldera de U-3 (3)	No en caldera de U-4 (11)				
DEFECTOS EN EL OBJETO	Lado interno de tubería de paredes de agua, lado fuego (4)	No en cara externa del tubo (12)	Acumulación de depósitos en la cara lado fuego de la tubería (17)	Contaminaciones constantes en ciclo agua-vapor (21)		
CUANDO						
APARECEN LOS OBJETOS	Daño severo en tubería a partir de la falla del 93-06-28 (5)	Fallas anteriores sin el grado actual de severidad (13)	Se ha incrementado el número de contaminaciones en el Ciclo agua-vapor (18)	Tubería dañada en Condensador principal (22)		
POR PRIMERA VEZ	Constantes salidas forzadas por fuga en caldera (6)	Otras fallas en la unidad sin el impacto de las fugas en caldera (14)	Se continúan presentando contaminaciones en ciclo agua-vapor (19)	Tubería dañada en Condensador principal (23)		
DESDE ENTONCES	Número variable de tubos dañados en cada salida forzada (7)	No hay número constante de tubos dañados (15)				
CUANTOS						
OBJETOS	Número variable de fallas en cada tubo (8)	No hay número constante de fallas en los tubos (16)	Se presentó mecanismo de falla por "ataque por hidrógeno" (20)	Tubería dañada en Condensador principal (24)		

V.2.1 DATOS DEL ES.**V.2.1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA****Nombre del OBJETO (1)**

Basándose en la descripción de la falla mencionada en el capítulo IV, se aprecia que la falla presentada es en elementos del Generador de vapor.

Como este método pide que se especifique lo más posible la identificación, se dejará asentado en el formato propio de la especificación, que el OBJETO son los tubos de las paredes de agua, ya que es en ésta parte del Generador de vapor dónde se localizaron las fugas internas en tubería que provocaron constantes pérdidas de generación por reparación forzada de la tubería dañada.

Descripción del DEFECTO (2)

El DEFECTO presentado en el OBJETO, es el de rotura franca de la tubería de las paredes de agua, además de deformaciones plásticas que en ocasiones también presentaban fugas.

Se menciona solamente que el defecto es fractura del material del tubo ya que no se presentó un mecanismo de falla específico que estuviera provocando las roturas en el material de la tubería de las paredes de agua de la caldera. En análisis hechos por empresas especializadas en este ramo, se entregaron reportes a lo largo del tiempo en que se estuvieron presentando las fugas, que como causas eran diversos mecanismos de falla que iban desde sobrecalentamientos repentinos, sobrecalentamientos prolongados, rupturas bajo esfuerzos, hasta mecanismos de corrosión y otros, lo cual no permitía enmarcar las fallas en un mecanismo determinado y poder dar solución a éste con las medidas propias para ello.

V.2.1.2 UBICACIÓN DE LA FALLA**Ubicación de los OBJETOS con DEFECTOS (3)**

Dado que se especifico a la tubería de las paredes de agua como el OBJETO, se da por entendido que la ubicación del OBJETO con DEFECTO es la caldera del Generador de vapor, ya que es en ésta parte donde se localiza la tubería que tiene estas características. Por los informes de falla analizados se especifica la ubicación al mencionar que se trata de la unidad número 3. La documentación analizada forma parte del archivo de informes de disparo de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos", la cual es elaborada por el Departamento de Análisis y Resultados para las cinco unidades con que cuenta este centro de trabajo.

Ubicación del DEFECTO en el OBJETO (4)

Al ser la tubería de las paredes de agua el OBJETO a estudiar, se debe tomar en cuenta que cada tubo que forma el hogar de la caldera presenta un lado frío y un lado caliente, esto es, un 50% del tubo se encuentra sujeto a la temperatura generada por el proceso de combustión al contacto con el material del tubo y el otro 50% se encuentra del lado opuesto, esto es, alejado de la radiación. Está característica es propia para las dos caras del tubo: interna y externa. La cara interna es la que se encuentra en contacto con el agua y/o mezcla agua - vapor, la cara externa es la que se encuentra en contacto directo con la radiación producto de los gases de combustión o bien la que se encuentra en contacto con el material aislante que forma parte de la vista externa del hogar de la caldera.

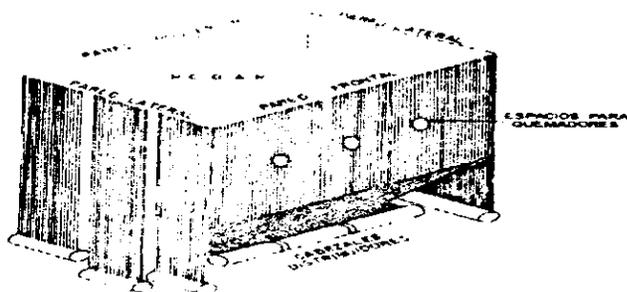


Figura V.1 Distribución de tubería en las paredes de agua de una caldera

En las inspecciones y estudios hechos a la tubería que presentó falla se observó que el daño se encontraba en la cara interna del tubo, específicamente en el lado expuesto a la radiación producida por la combustión en el hogar de la caldera.

V.2.1.3

FIJACIÓN DEL TIEMPO DE LA FALLA

¿Cuándo aparecen los OBJETOS por primera vez? (5)

Basándose en los reportes de disparos analizados de la unidad núm. 3 se aprecia que las pérdidas de generación por fuga en caldera se hicieron más frecuentes en ésta unidad a partir de la falla ocurrida el 28 de Junio de 1993.

Esta falla tuvo como principal característica el hecho de ocasionar una magnitud de daños extremadamente alta, ya que la cantidad de material deteriorado por ésta causa rebasó por mucho lo encontrado en otras ocasiones en que se manifiesta una fuga en caldera. Operativamente no puede determinarse la magnitud de la falla (en cuanto a material dañado), ya que los parámetros que se ven involucrados se comportan de manera semejante, esto es, cuando la unidad está sincronizada al sistema eléctrico y generando la

carga requerida por éste al ocurrir el rompimiento de un tubo en la caldera los parámetros de control que primero responden son el flujo de agua de alimentación a la caldera y el flujo de agua de repuesto total al ciclo de generación de vapor, de la siguiente manera:

- El flujo de agua de alimentación se incrementa considerablemente con respecto a lo manejado con anterioridad para la carga eléctrica que este generando la unidad, esto quiere decir que para producir la misma carga eléctrica se requiere más flujo de agua para que la caldera proporcione a la turbina la misma cantidad de vapor, la única referencia que se tiene con respecto a la magnitud de la falla es el tiempo de que se puede disponer para mantener el adecuado nivel de agua en la caldera sin que llegue a operar la protección de bajo nivel en el domo superior, al ser la falla de magnitud severa, el nivel de agua en el domo no se alcanza a recuperar y la unidad queda desconectada del sistema eléctrico (disparo) por protección a elementos de la caldera, pues al perderse éste nivel, los tubos quedarían expuestos a la radiación producto de la combustión en el hogar sin la refrigeración que les proporciona el flujo de agua que circula a través de ellos, lo que provocaría una cantidad enorme de fallas en tubería por sobrecalentamiento ya que se llegaría con facilidad a la temperatura máxima permisible por el material que conforma a la tubería.
- El otro parámetro que sirve de referencia es el de flujo de agua de repuesto al ciclo de generación de vapor, pues al presentarse la fuga en caldera y demandarse más cantidad de agua para el domo superior se incrementa también el flujo de agua de repuesto. Cabe recordar que este flujo de agua para repuesto del ciclo se suministra en el pozo caliente del Condensador principal, de ahí que también la única referencia que se tiene sobre la

magnitud de la falla sea el tiempo en que se pueda recuperar éste nivel en el pozo caliente, para una falla severa no se alcanza a recuperar el nivel mínimo permisible para una operación segura, por lo que se toma la decisión de desconectar la unidad del sistema eléctrico para prevenir una falla en la Bomba de condensado que se encuentre en servicio ya que su succión se alimenta de la cantidad de agua existente en el pozo caliente del Condensador principal.

Lo anterior demuestra que no hay referencia exacta de la magnitud de la falla en el ámbito operativo, esta magnitud quedará al descubierto después que la unidad ha quedado fuera de servicio y se empleó una cantidad determinada de tiempo en enfriamiento del hogar de la caldera para la inspección visual de la tubería que se encuentra en su interior.

a) Patrón de tiempo a partir de la primer falla (6)

Los reportes operativos analizados muestran una tendencia alta de indisponibilidad de la unidad núm. 3 por causa de fugas en caldera. A continuación se presentan extractos de los informes de operativos.

CENTRAL TERMoeLECTRICA FRANCISCO PEREZ RIOS
GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD

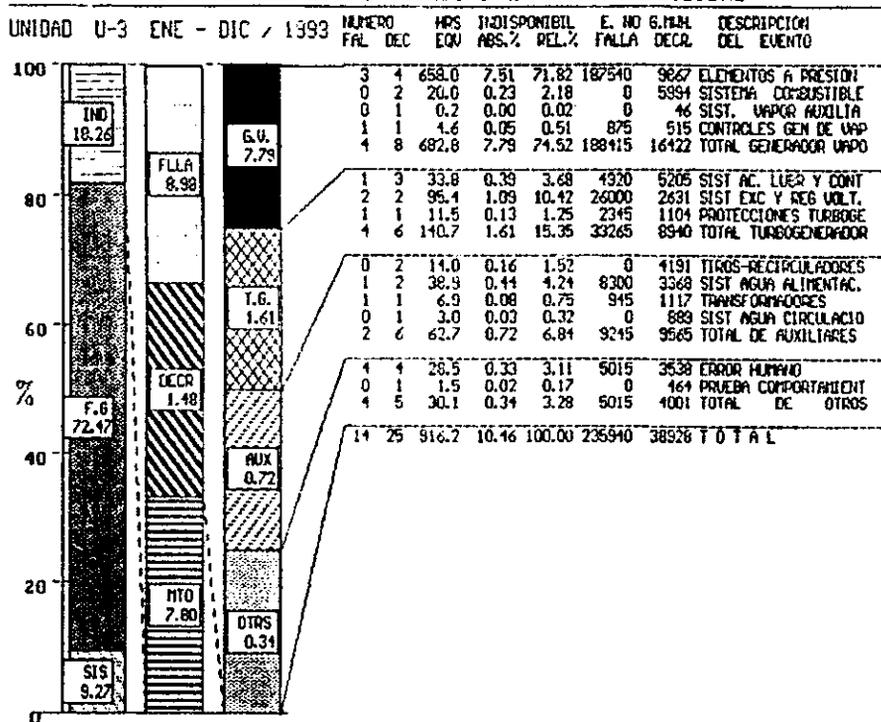


Figura V.2 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-3 en 1993

En está figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad por mantenimiento es alta debido a que por consecuencia de la falla del 28 de Junio la unidad fue sometida a un mantenimiento forzado que debido a la magnitud de la falla se realizó en un tiempo de 48 días.
- La energía no generada a consecuencia de fallas en elementos a presión de caldera representa el 79.48% del total anual de la unidad.

CENTRAL TERMoeLECTRICA FRANCISCO PEREZ RIOS
GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD

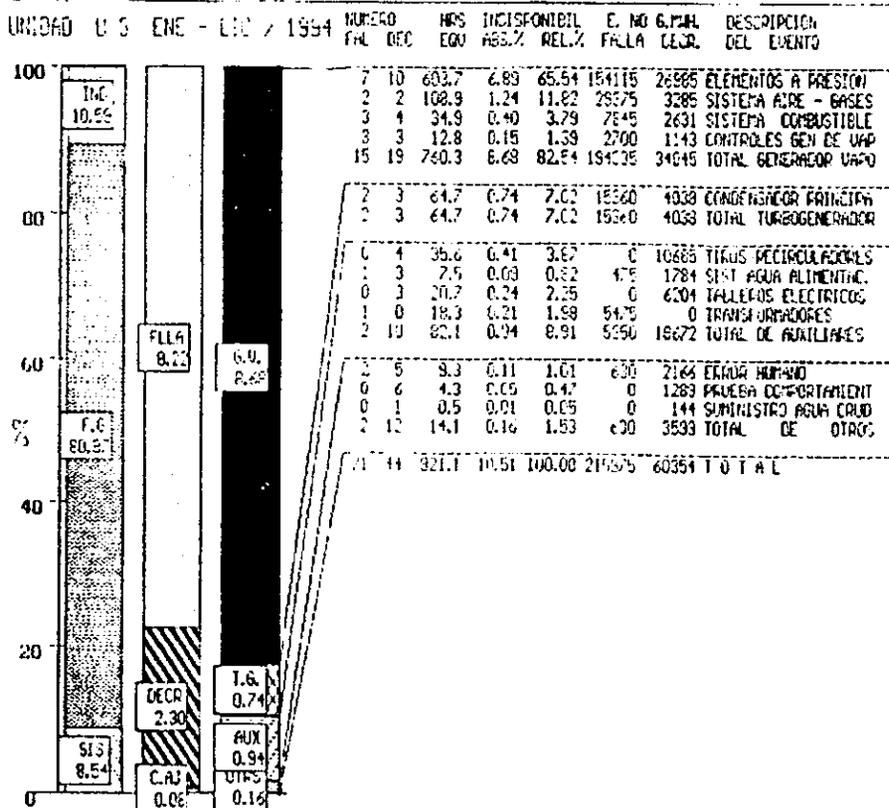


Figura V.3 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-3 en 1994

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 65.54% del total de fallas en el año.
- La energía no generada por indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 71.35% del total anual.

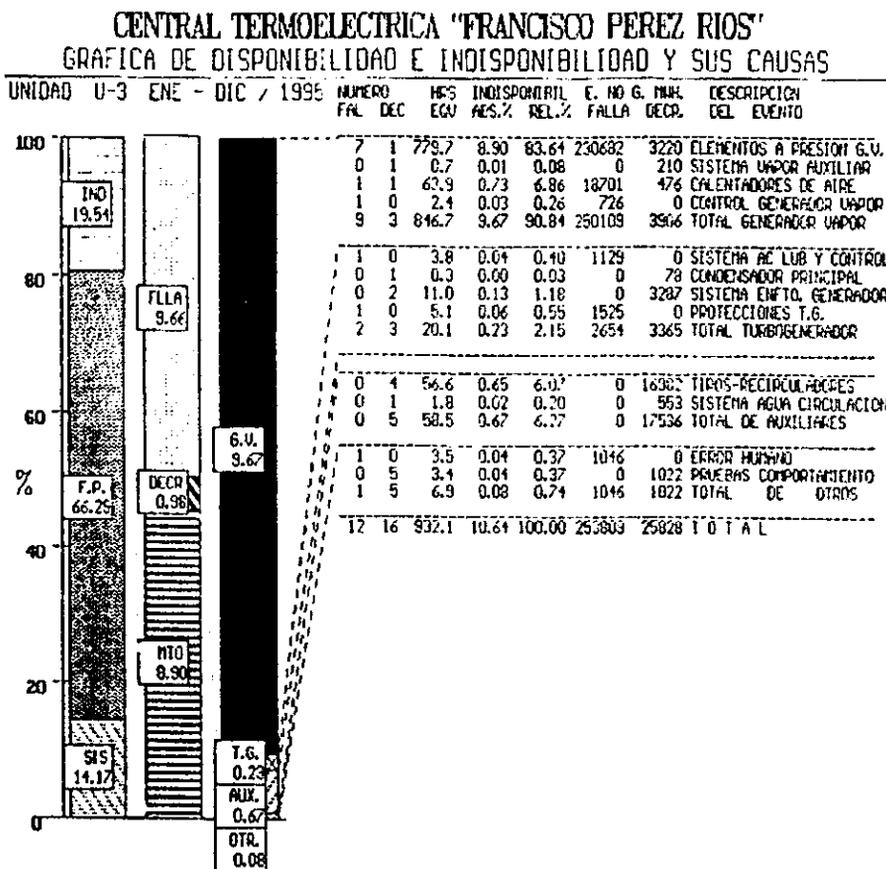


Figura V.4 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-3 en 1995

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 83.64% del total de fallas en el año.
- La energía no generada por indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 90.88% del total anual.

CENTRAL TERMOELECTRICA 'FRANCISCO PEREZ RIOS'
 GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD Y SUS CAUSAS

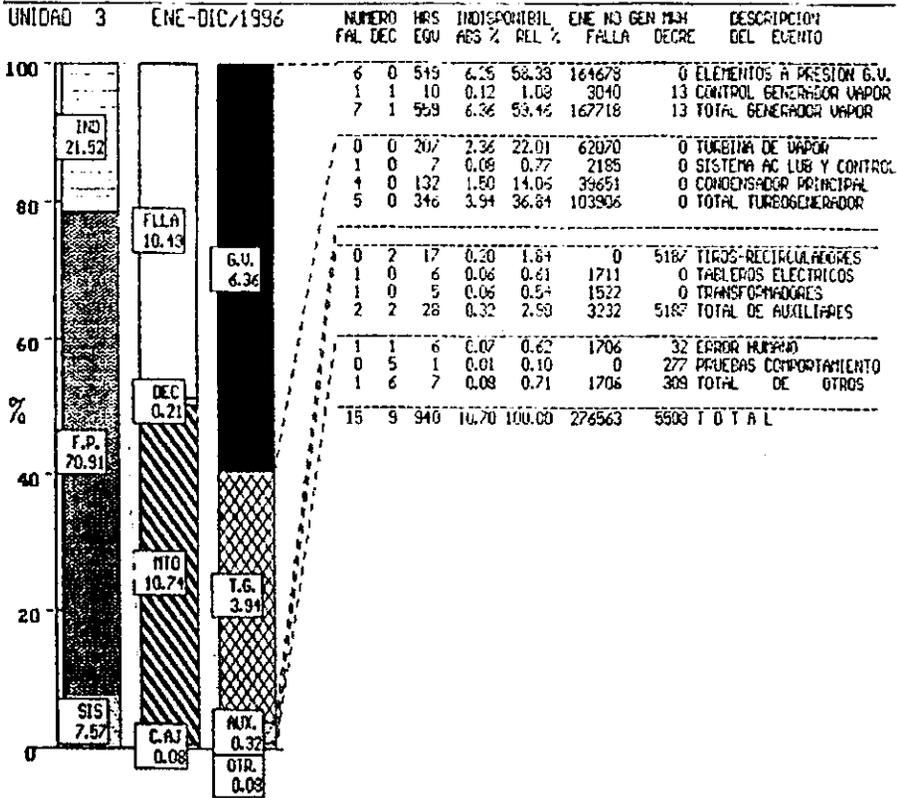


Figura V.5 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-3 en 1996

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 58.38% del total de fallas en el año.
- La energía no generada por indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 59.54% del total anual.

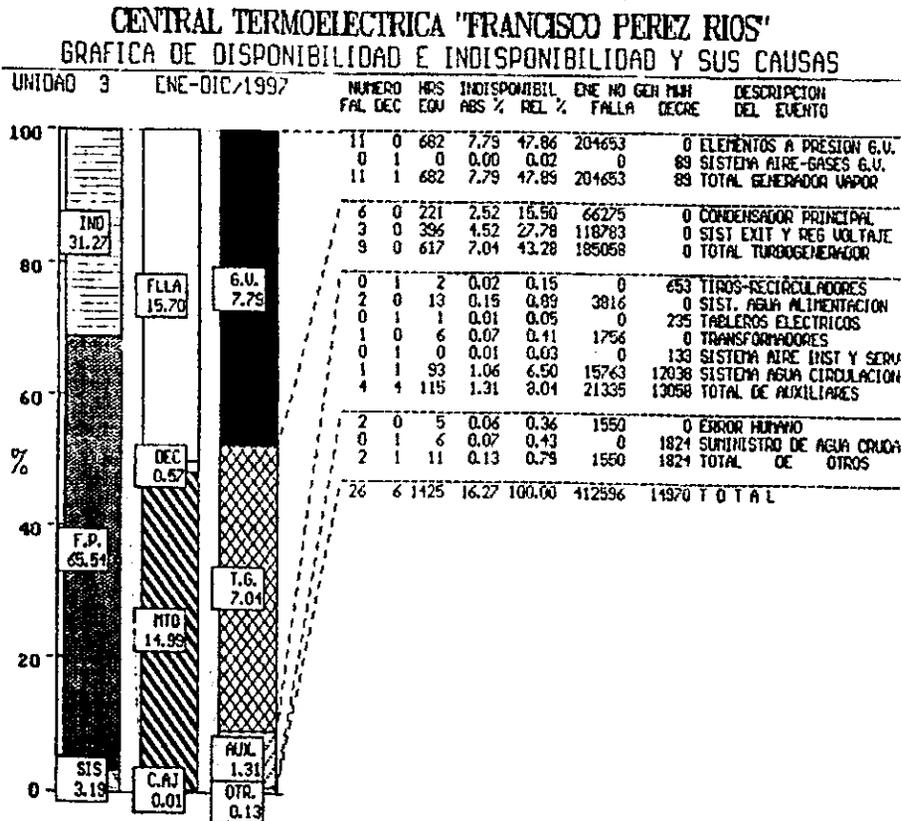


Figura V.6 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-3 en 1997

En está figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 47.86% del total de fallas en el año.
- La energía no generada por indisponibilidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 49.60% del total anual.

Todo lo anterior, comprueba el alto índice de indisponibilidad en la unidad número 3 a causa de fugas en elementos a presión de la caldera.

V.2.1.4 MAGNITUD DE LA FALLA**Número de OBJETOS con DEFECTO (7)**

La magnitud de objetos defectuosos en la falla aquí analizada fue siempre variable, por ejemplo, en la primera ocasión analizada (punto IV.6) se repararon 116 tubos y una cantidad de material equivalente a 1390 metros. En las fallas posteriores siempre fue alto el número de tubos dañados, lo que no permitía encerrar la falla en un mecanismo común de los problemas anteriores.

Número de DEFECTOS en el OBJETO (8)

Una vez más, retomando lo escrito en el punto IV.6, en la primer falla fue encontrada gran cantidad de deformaciones plásticas en el material de los tubos del hogar de la caldera, esta situación continua presentándose aunque en menor medida en las fallas posteriores a esta fecha.

V.2.2 DATOS DEL NO ES.**V.2.2.1 IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA****a) Nombre del OBJETO (9)**

En las revisiones hechas a la caldera después de una salida por fuga en tubería, se observó que las fallas se presentaban en el hogar de la caldera, esto es, en la tubería de las paredes de agua. Los elementos el sobrecalentador y recalentador no presentaban ningún mecanismo de falla.

Operativamente, como ya se mencionó, no es posible determinar la magnitud de una fuga en caldera en cuanto a material dañado, lo que sí se puede deducir

es la ubicación de ésta en cuanto al tipo de elemento se refiere (paredes de agua, sobrecalentador o recalentador) debido al comportamiento de las variables que intervienen en el proceso de generación de vapor.

A continuación se presenta un resumen del comportamiento de los parámetros operativos de una falla en elementos de paredes de agua, sobrecalentador y recalentador respectivamente, para reafirmar el punto tratado en este inciso.

Tubos de pared de agua

- Incremento en los flujos de agua de alimentación, de agua de condensado y agua de repuesto al ciclo. Como consecuencia bajará el nivel del pozo caliente del condensador principal.
- Disminución en los valores de conductividad, fosfatos o hidrazina del agua. Como consecuencia se tendrá un incremento en el consumo de productos químicos.
- Caída de presión del vapor hacia la turbina, como consecuencia se tendrá una disminución en la carga de la unidad.
- Disminución de nivel en el domo superior, si la falla en el tubo o tubos es considerable, se puede llegar al valor mínimo permitido para operar la caldera, con lo que se operaría la protección correspondiente y la unidad quedaría disparada por protección a caldera, este disparo es automático y operará a pesar de los esfuerzos que realice el Operador en turno para estabilizar estos parámetros.
- Inestabilidad de la flama, debido al contacto con la mezcla agua-vapor de la fuga.

- Incremento en el flujo de combustible para recuperar la presión del vapor que se pierde por la fuga.
- Incremento en el flujo de aire como respuesta del control de combustión por el aumento de combustible.
- Incremento en la presión del hogar, si la falla es de gran magnitud, el vapor que escaparía hacia el hogar de la caldera aumentaría la presión interna ya que se mezcla con los gases de combustión, al incrementar esta presión es posible que se llegue al valor máximo permitido para una operación segura y se operaría la protección de disparo por alta presión en el hogar, al dispararse la caldera, toda la unidad también se dispara y queda desconectada del sistema eléctrico.

La falla puede ser de tal magnitud, que llegue a apagar los fuegos de la caldera, ocasionando una condición peligrosa, ya que podría provocar una explosión en el hogar por combustión secundaria ya que el combustible continuaría pasando por el quemador y en cualquier momento podría nuevamente encenderse y al tener una cantidad acumulada considerable de combustible, se originaría la explosión.

Tubos de sobrecalentador

- Incremento en los flujos de agua de alimentación, de agua de condensado y agua de repuesto al ciclo.
- Inestabilidad en el nivel del domo.
- Incremento en el flujo de combustible.
- Incremento en el flujo de aire.
- Disminución en la presión del vapor dependiendo de la magnitud de la falla. Como consecuencia se tendrá una pérdida de carga en la unidad.

- Incremento en la temperatura de vapor sobrecalentado ocasionado por la reducción de flujo a través del sobrecalentador. Como consecuencia se incrementará el flujo de agua de atemperación.
- Si la fuga fuera muy grande, el flujo de agua de condensado se incrementará de tal manera que bajará el nivel del pozo caliente del condensador.

Tubos de recalentador

- Incremento en los flujos de agua de alimentación, de agua de condensado y agua de repuesto al ciclo.
- Inestabilidad en el nivel del domo.
- Incremento en el flujo de combustible.
- Incremento en el flujo de aire.
- Disminución en la presión del vapor dependiendo de la magnitud de la falla. Como consecuencia se tendrá una pérdida de carga en la unidad.
- Incremento en la temperatura de vapor recalentado ocasionado por la reducción de flujo a través del recalentador. Como consecuencia se incrementará el flujo de agua de atemperación.

Si la fuga fuera muy grande, el flujo de agua de condensado se incrementará de tal manera que bajará el nivel del pozo caliente del condensador.

Como puede apreciarse en estos comportamientos, en las fallas por rotura de tubos en el sobrecalentador y recalentador las variaciones en el nivel del domo son solamente inestabilidades, las cuáles son corregidas con el control correspondiente y la caldera puede seguir funcionando, no de manera normal, pero sí manteniendo las condiciones del vapor requeridas por la turbina, al trabajar con valores de operación por arriba de lo especificado para la carga que esté generando la unidad, se estará perdiendo eficiencia en el ciclo.

En las fallas por rotura de tubos en las paredes de agua, las variaciones en los parámetros pueden llegar a ser tales que la caldera deja de funcionar (disparo)

en forma automática o es necesario dejarla fuera de servicio en forma manual cuando éstos no se pueden estabilizar con el objetivo de no provocar más daños en la caldera o en los equipos auxiliares que intervienen en la generación de vapor.

En los informes de disparo de la unidad núm. 3 que fueron analizados, se comprueba que en todas las salidas de la unidad el nivel del domo fue parte importante de las causas de disparo ya que no era posible mantener el nivel con el flujo de agua proporcionado por las bombas de agua de alimentación, llegando en ocasiones a operar el disparo en forma automática y sin dar tiempo a intentar realizar maniobras operativas para no perder éste nivel. También se observó que en gran cantidad de estos disparos se incrementó la presión del hogar de la caldera como consecuencia de la falla.

b) Descripción del DEFECTO (10)

Debido a las condiciones de operación que privan en el interior del hogar de la caldera, los mecanismos de falla que presentan las tuberías derivan siempre en una fractura del material, por lo que este punto se comprueba al verificar que las salidas de la unidad núm. 3 por falla en elementos a presión del generador de vapor fueron siempre por rotura del material provocado por los mecanismos de falla que se presentaba en cada ocasión.

V.2.2.2 UBICACIÓN DE LA FALLA

Ubicación de los OBJETOS con DEFECTOS (11)

Las fallas presentadas en la caldera de la unidad núm. 3 no se manifestaron en la caldera de la unidad núm. 4 a pesar de ser gemelas en cuanto a diseño y

condiciones de operación lo cual permite descartar la falla por diseño ya que incluso ambas unidades iniciaron su operación comercial en fechas no muy lejanas, Septiembre de 1977 la unidad 3 y Abril de 1978 la unidad 4. A continuación se presenta un seguimiento al comportamiento operativo de la unidad 4 en el mismo periodo que el de la unidad 3.

CENTRAL TERMoeLECTRICA FRANCISCO PEREZ RIOS GRÁFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD

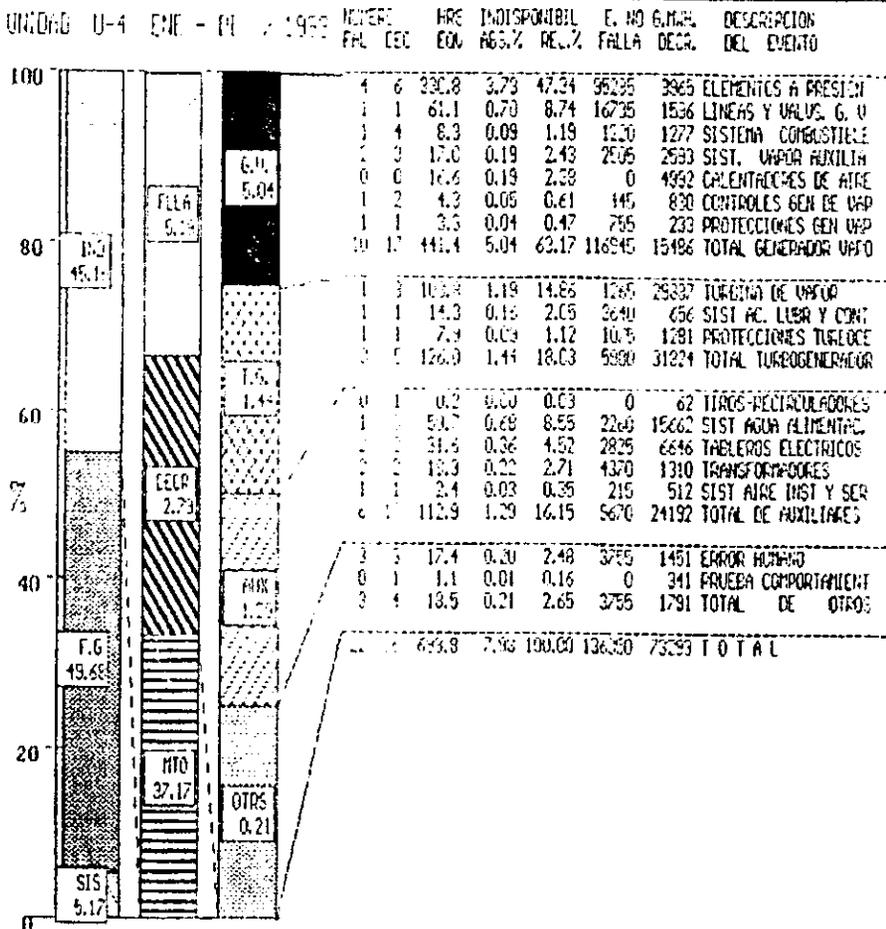


Figura V.7 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-4 en 1993

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad de la unidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 47.34% del total de fallas en el año, lo que a su vez también representa el 69.88% de la energía no generada.

CENTRAL TERMoeLECTRICA FRANCISCO PEREZ RIOS
 GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD

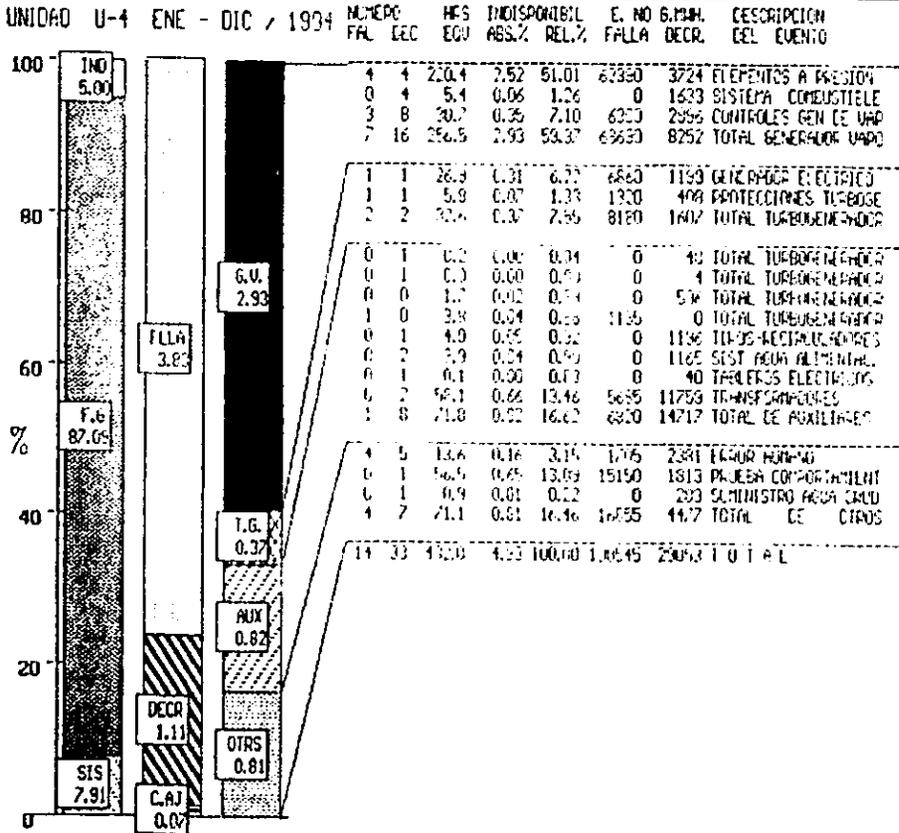


Figura V.8 Disponibilidad e Indisponibilidad de U-4 en 1994

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad de la unidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 51.01% del total de fallas en el año, lo que a su vez también representa el 62.05% de la energía no generada.

CENTRAL TERMoeLECTRICA "FRANCISCO PEREZ RIOS"
 GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD Y SUS CAUSAS

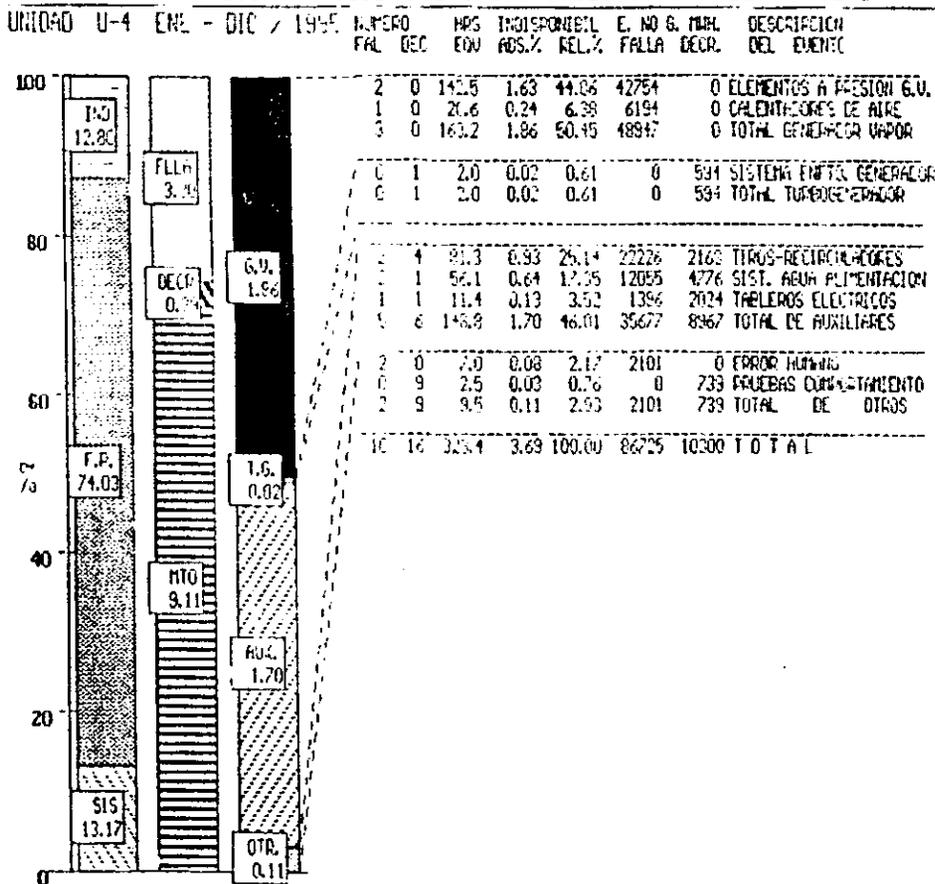


Figura V.2-9 Disponibilidad e indisponibilidad de U-4 en 1995

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad de la unidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 44.06% del total de fallas en el año, lo que a su vez también representa el 49.29% de la energía no generada.

CENTRAL TERMoeLECTRICA "FRANCISCO PEREZ RIOS"
GRAFICA DE DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD Y SUS CAUSAS

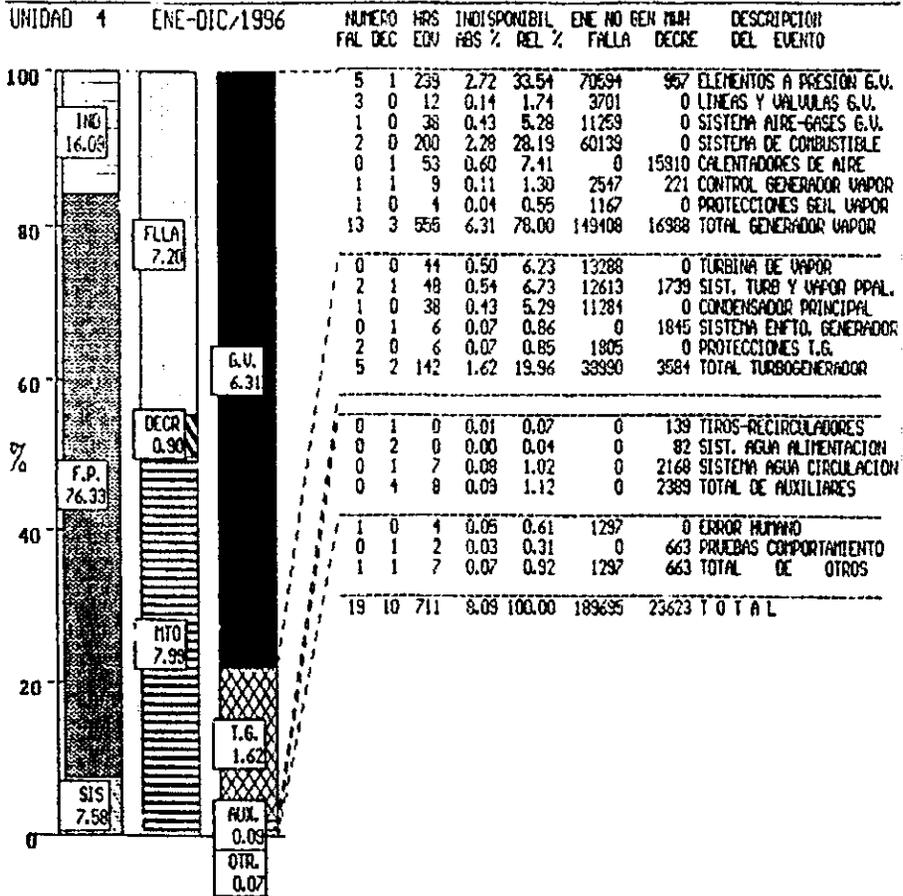


Figura V.10 Disponibilidad e indisponibilidad de U-4 en 1996

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad de la unidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 33.54% del total de fallas en el año, lo que a su vez también representa el 37.21% de la energía no generada.

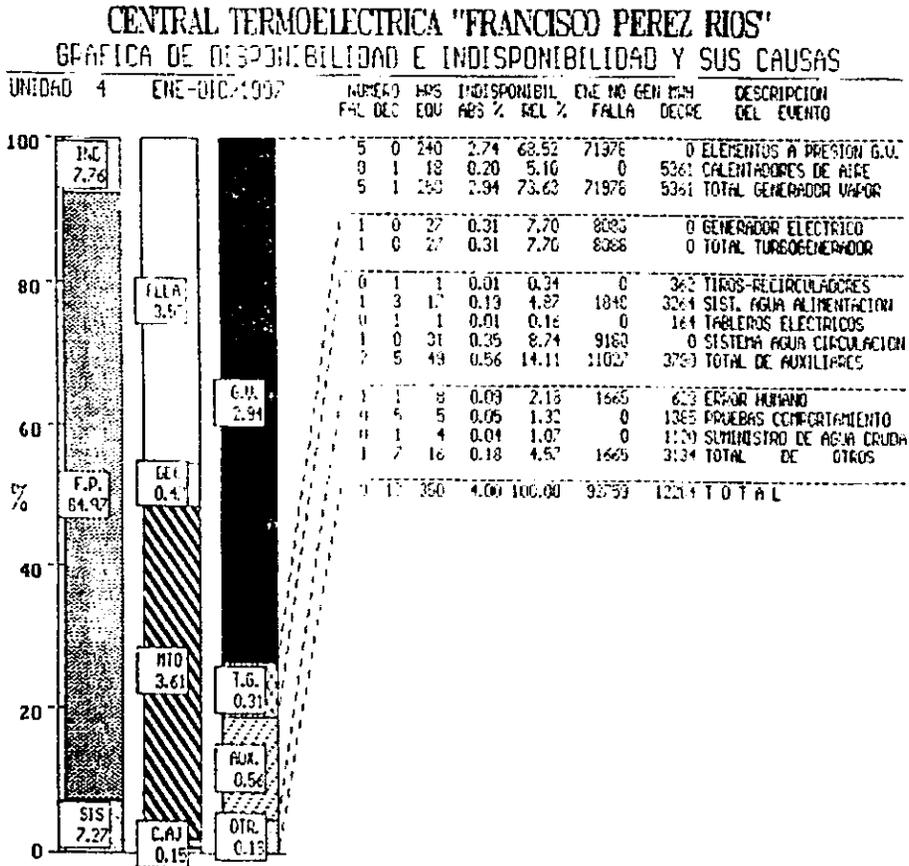


Figura V.11 Disponibilidad e indisponibilidad de U-4 en 1997

En esta figura se observa lo siguiente:

- La indisponibilidad de la unidad por falla en elementos a presión de la caldera representa el 68.52% del total de fallas en el año, lo que a su vez también representa el 77.59% de la energía no generada.

Con los datos de las figuras V.2-2 a la V.2-11 se puede construir la siguiente tabla:

Comportamiento operativo de U-3 y U-4:

AÑO	Número de salidas por fuga U-3	Energía no generada (MWH)	Número de salidas por fuga U-4	Energía no generada (MWH)
1993	3	187,540	4	95,285
1994	7	154,115	4	62,390
1995	7	230,682	2	42,754
1996	6	164,678	5	70,594
1997	11	204,653	5	71,978
TOTAL	34	941,668	20	343,001

Con lo anterior, se comprueba que el comportamiento de la unidad núm.4 es más estable que el presentado por la unidad núm.3 en el mismo periodo de tiempo analizado, ya que el número de salidas por fuga en la unidad 3 fue de 34 y de la unidad 4 de 20, lo que da un promedio de 6.8 y 4.0 salidas respectivamente en este lapso de tiempo.

Con respecto a la energía no generada por causa de falla en elementos a presión de caldera se observa que la cantidad en la unidad 3 prácticamente triplica a la cantidad de la unidad 4.

Ubicación del DEFECTO en el OBJETO (12)

En las inspecciones y estudios realizados a la tubería que presentó falla en la caldera de la unidad núm.3 no se encontró evidencia de daño por mecanismos

de falla que actuarán sobre la cara externa del tubo, esto es, la parte del material que está expuesta a la radiación y al contacto con las partículas que son desprendidas por el proceso de combustión (sodio y vanadio principalmente) que actúan como catalizadores en el proceso de corrosión.

V.2.2.3 FIJACIÓN DEL TIEMPO DE LA FALLA

¿Cuándo aparecen los OBJETOS por primera vez? (13)

En la revisión hecha al historial de la unidad núm.3 se observó que en las fallas anteriores al 28 de Junio de 1993 las reparaciones se efectuaban en el tiempo promedio destinado para esta actividad, que normalmente oscila en las 72 horas, ya que una vez fuera de servicio la unidad es necesario dejar pasar un período de tiempo de 16 a 20 horas de enfriamiento del hogar de la caldera, posteriormente se destinan de 2 a 3 horas para inspección de la caldera y el tiempo restante es absorbido por la reparación y el proceso de arranque de la unidad hasta dejarla conectada al sistema eléctrico.

Después de la fecha mencionada, las fallas fueron aumentando en número y en magnitud como se describe en el punto V.2.1.3 inciso b.

Patrón de tiempo a partir de la primer falla (14)

Con los datos de las tablas V.2-2 a V.2-6 se comprueba que las otras fallas que provocaron salidas en la unidad número 3 no tienen el impacto que presentó la falla por fuga en elementos a presión de la caldera, para muestra se presenta la siguiente tabla:

AÑO	ENERGIA NO GENERADA TOTAL POR FALLA (MWH)	ENERGIA NO GENERADA POR FALLA EN CALDERA (MWH)	% FALLA EN CALDERA
1993	235,940	187,540	79.48
1994	215,975	154,115	71.35
1995	253,809	230,682	90.88
1996	276,563	164,678	59.54
1997	412,596	204,653	49.60

Como se puede observar en la tabla anterior, el porcentaje provocado por las fallas en elementos a presión de la caldera es extremadamente alto con respecto a la otras causas de salida de la unidad.

V.2.2.4 MAGNITUD DE LA FALLA

Número de OBJETOS con DEFECTO (15)

En fallas anteriores al 28 de Junio de 1993 normalmente se encontraba un sólo tubo causante de la fuga, ocasionalmente se encontraba también otro tubo fallado pero a consecuencia del primero. Después de esta fecha, la cantidad de tubos que presentaban daño era variable, pero ya no llegando a ser sólo uno el que presentaba falla franca sino una cantidad mayor que aunque no eran causantes de la salida de la unidad por fuga en caldera, si presentaban muestras de deformaciones plásticas y en muchas ocasiones de incipientes fugas en los extremos de éstas deformaciones, esto indica que de no haber sido en ese momento otro tubo el que presentó la falla franca, cualquiera de éstos que se encontraron provocarían la salida de la unidad.

Por lo tanto, no se tenía un número constante de OBJETOS con falla.

Número de DEFECTOS en el OBJETO (16)

Relacionado con el punto anterior, también se encontró que cada tubo presentaba no solamente una falla, sino que a lo largo de una distancia considerable tenía otros puntos de posible falla en corto tiempo, esto ocasionó que las reparaciones se tuvieran que realizar en tiempos mayores a lo normalmente utilizado en fallas anteriores y por ende mayor cantidad de material cambiado en las paredes de agua de la caldera.

Por lo tanto, no se tenía un número constante de DEFECTOS en el OBJETO.

V.2.3 DISTINGOS Y/O CAMBIOS.

Con el propósito de identificar características distintas de la falla analizada, se presenta la siguiente columna en la hoja de trabajo de la especificación.

Cabe hacer mención que solamente se anotarán comentarios en los apartados de las columnas de datos del ES y del NO ES que corresponda. Para efectos de identificación rápida, se anotará el apartado al cual corresponde este DISTINGO Y/O CAMBIO.

V.2.3.1 UBICACIÓN DE LA FALLA

Ubicación del DEFECTO en el OBJETO (17)

En la cara interna de las paredes de agua, por el lado del fuego, se presenta una acumulación de depósitos e incrustaciones en la zona de la falla y también en zonas diferentes.

Esta acumulación de depósitos se forma al introducirse sales corrosivas en el sistema agua - vapor, tales como cloruros, sulfatos, carbonatos, silicatos, etc., estas sustancias al mezclarse con el agua de alimentación, que no las contiene, forman ácidos altamente corrosivos y algunas de estas sales se precipitan en la tubería de la caldera formando fuertes incrustaciones, estos mecanismos de corrosión y de incrustación son acelerados y favorecidos por las altas temperaturas que se tienen en el hogar de la caldera, por tal razón la afectación del tubo sólo se presentó en la cara lado fuego.

Dicha acumulación de depósitos no se manifestó en la tubería de paredes de agua de la unidad núm. 4, que como ya se mencionó anteriormente, es gemela a la unidad núm. 3 en cuanto a diseño y condiciones operativas, estas condiciones incluyen el suministro de sustancias químicas para mantener los parámetros del agua que circula por el interior de los tubos dentro de los valores recomendados por el fabricante, el valor de los principales parámetros operativos manejados en caldera se presenta en la siguiente tabla:

Variable	Rango de operación	Unidad
pH	9.0 a 9.3	----
Conductividad	Menor a 30	Micromhos
Sílice	Menor a 0.3	Partes por millón (ppm)

Cabe mencionar que el control de estas variables es muy estricto y el personal químico encargado de controlarlas toma muestras cada 3 horas durante las 24 horas del día, además, no se ha hecho ninguna variación en cuanto al control y rango de operación de éstas variables para las calderas de la unidad 3 y 4 que llegará a indicar algún otro factor relacionado con los mecanismos de falla presentados en la tubería de paredes de agua de la caldera de la unidad núm. 3.

V.2.3.2 FIJACIÓN DEL TIEMPO DE LA FALLA

¿Cuándo aparecen los objetos por primera vez? (18)

Basándose en los datos del historial operativo de la unidad núm. 3 tomando como referencia la fecha del 28 de Junio de 1993, se comprobó que en el período de Enero de 1990 a Junio de 1993 la unidad presentó el siguiente comportamiento:

- 51 disparos por diferentes causas.
- 20 contaminaciones del ciclo agua - vapor,

De dichas contaminaciones, en 7 de ellas fue necesario poner fuera de servicio la unidad al quedar fuera de rango los principales parámetros de control químico para el agua que circula por el interior de los tubos de las paredes de agua de la caldera. Este valor es alto y por lo tanto es indicativo de alguna falla ya que en años anteriores la unidad no manifestaba tanta contaminación en el ciclo agua - vapor.

Patrón de tiempo a partir de la primer falla (19)

Al revisar el comportamiento operativo de la unidad núm. 3 con respecto a contaminaciones del ciclo agua - vapor a partir de 1993 y que ocasionaron una salida forzada de la unidad por ésta causa, se observó lo siguiente:

1993 =	0 disparos
1994 =	2 disparos
1995 =	0 disparos
1996 =	4 disparos
1997 =	6 disparos

Lo anterior, comprueba que la unidad continua presentando contaminaciones en el ciclo agua - vapor después de la primer falla analizada, es importante mencionar que este número de salidas es en cierta forma relativo para mostrar el número de contaminaciones que se tuvieron en esta unidad, ya que a partir de 1996 durante la operación normal de la unidad se manifestaban contaminaciones en el ciclo agua - vapor, pero debido al tratamiento químico y a maniobras operativas era posible mantener la unidad trabajando con los parámetros de control dentro de rango, esto quiere decir que, el número de contaminaciones en la unidad es superior. A continuación se presenta un resumen de la forma en que operativamente se detecta una contaminación en el ciclo agua - vapor:

Aumenta la conductividad del agua en caldera.

Baja el valor de pH en el agua de caldera.

Aumenta concentración de Sílice en el agua de caldera

El aumento en la conductividad del agua de caldera es debido a la variación en la concentración de minerales, este cambio es nocivo para la operación de la caldera debido a que un exceso en esta cantidad de minerales actúa como catalizador en la corrosión galvánica dado que fomenta la deformación de cristales sobre la superficie metálica de la tubería.

V.2.3.3 MAGNITUD DE LA FALLA.**Número de DEFECTOS en el OBJETO (20)**

Debido al cambio de material dañado en las paredes de agua de la caldera por fuga franca o por deformaciones plásticas, la cantidad de defectos en el objeto empezó a disminuir, esto es, cada vez se reparaba menos material dañado en cada salida de la unidad. Sin embargo, a partir de 1996 cambió el mecanismo de falla en la tubería, ya que anteriormente se le encontraba con los bordes de falla adelgazados, pero a partir del año antes mencionado, se empezó a encontrar tubos dañados pero con los bordes de la falla sin adelgazar, este mecanismo de falla es el conocido como el de "ataque por hidrógeno" situación que no se había manifestado anteriormente en la unidad, se hace notar que este mecanismo de falla no se encontró tampoco en la unidad núm. 4. A continuación se describen las principales causas que pueden provocar esté mecanismo de falla:

Deficiente control químico del agua en la caldera.

Superficies internas de los tubos sucias.

Contaminaciones del ciclo agua - vapor.

Incidencia localizada en la flama de los quemadores.

V.2.4 POSIBLES CAUSAS.

En esta sección se darán las posibles causas que originen la falla analizada, para esto, se parte de la columna de DISTINGOS y/o CAMBIOS, al igual que en la sección anterior y para efectos de identificación rápida en la hoja de

trabajo para especificación se anotará la sección a la que pertenece la posible causa encontrada.

V.2.4.1 UBICACIÓN DE LA FALLA.

Ubicación del DEFECTO en el OBJETO (21)

La causa de acumulación de depósitos en la cara lado fuego de la tubería de las paredes de agua de la caldera de la unidad núm.3 pueden ser las siguientes:

- Mala dosificación de productos químicos para el control de los parámetros operativos en el agua de la caldera.
- Contaminaciones constantes en el ciclo agua - vapor.

La primer causa se descarta por el hecho de que el control de la dosificación es muy estricto, a pesar de que se depende del factor humano para este control se tienen registros que avalan el adecuado suministro de sustancias químicas al ciclo agua - vapor de la caldera y a los diferentes puntos donde es requerido. Lo anterior, fue verificado al analizar los libros relatorios del personal operativo del área química y los registros donde es asentado el valor que resulta de las muestras tomadas en los diferentes turnos de este mismo personal. Por lo tanto, la causa de acumulación de depósitos en el lado interno de la tubería de las paredes de agua de la caldera es por contaminaciones constantes en el ciclo agua - vapor. La acción que se realiza para el control de estas contaminaciones, es la dosificación de productos químicos alcalinos a la caldera (fosfato trisódico y disódico), con el objeto de normalizar el pH (ya que con la contaminación baja) y de evitar la incrustación ya que estos productos químicos dosificados reaccionan con las sales incrustadas

precipitándolas en forma de lodos no adherentes. Cuando se presentan contaminaciones fuertes, prolongadas ó frecuentes, como es el caso de esta unidad, la dosificación de productos químicos alcalinos llega a ser también en forma frecuente, lo que puede ocasionar acumulación de los mismos en un punto y originar con el tiempo corrosión cáustica en la superficie interna de los tubos de la caldera.

V.2.4.2**FIJACIÓN DEL TIEMPO DE LA FALLA.****¿Cuándo aparecen los objetos por primera vez? (22)**

La contaminación en el ciclo agua - vapor es producida en el Condensador principal, ya que es en éste punto donde se tiene funcionando un sistema de agua de enfriamiento para la condensación del vapor que ya trabajo en la turbina y que se reincorporará al ciclo de generación de vapor como agua de alimentación. Este sistema de enfriamiento utiliza agua de pozo, la cual no lleva ninguna desmineralización a diferencia del vapor que se está condensando y que previamente en su estado líquido tiene un tratamiento especial para evitar acumulación de depósitos a través de los intercambiadores de calor por los que circula, como ya se mencionó en el capítulo I, el agua de enfriamiento pasa en el condensador a través de tubos, por tal motivo, al romperse uno de estos tubos quedan en contacto directo los dos sistemas de agua que operan en el Condensador principal, razón por la cual se incrementa el valor de conductividad en el agua de alimentación provocando los efectos descritos anteriormente de depósitos en la tubería de las paredes de agua de la caldera y debido a las condiciones extremas de temperatura a que se encuentra sujeta esta tubería se ven favorecidos los mecanismos de corrosión en el

material del que están formados. Además al iniciarse la contaminación del ciclo agua - vapor se tiene la referencia de los parámetros operativos en el agua del Condensador principal, debido a que los valores se salen del rango permitido de operación confiable; dichos parámetros y valores se muestran en la tabla siguiente:

Variable	Rango de operación	Unidad
pH	9.0 a 9.2	----
Conductividad	Menor a 7	Micromhos
Sílice	Menor a 0.020 (normal: 0.002)	Partes por millón (ppm)

Cabe hacer notar que en todos los casos donde se presentó contaminación en el ciclo agua - vapor, los parámetros operativos en el Condensador principal tuvieron alteración, llegando a ser de magnitud tal que se tuvo que disparar la unidad para evitar daños en los equipos principales del ciclo de generación de energía eléctrica como son la caldera y la turbina.

Por lo tanto, se comprueba que las contaminaciones del ciclo agua - vapor proceden del Condensador principal y específicamente de rotura de los tubos que sirven para el intercambio de calor.

Patrón de tiempo a partir de la primer falla (23)

A partir de 1996 se tomó como estrategia al salir la unidad por cualquier causa el revisar la tubería del Condensador principal, en todas las ocasiones se encontró al menos un tubo con fuga el cual se cancelaba y dependiendo de la magnitud de está fuga se cancelaban una serie de tubos alrededor de éste con el objetivo de prevenir futuras fugas, a pesar de esta estrategia se continuaron

presentando contaminaciones en el sistema agua - vapor con las respectivas consecuencias que esto implicaba. Por lo tanto, se comprueba que las contaminaciones del ciclo agua - vapor proceden del Condensador principal y específicamente de rotura de los tubos que sirven para el intercambio de calor.

V.2.4.3 MAGNITUD DE LA FALLA.

Número de DEFECTOS en el OBJETO (24)

En este punto se hará la comprobación de las causas del mecanismo de falla por "ataque por hidrógeno" descrito en el punto V.2.3.4

Deficiente control químico

Esta causa queda descartada de acuerdo lo asentado en el punto V.2.4.2

Superficies internas de los tubos sucias

La suciedad es provocada por la acumulación de depósitos minerales en el interior del tubo, lo cual a su vez es producto de las contaminaciones en el ciclo agua - vapor.

Incidencia localizada de flama de los quemadores

Esta causa queda descartada ya que en las inspecciones realizadas a la caldera para la detección de las fugas cuando se presentaban, no se encontró evidencia de incidencia de la flama de los quemadores sobre las paredes de agua.

Contaminaciones del ciclo agua - vapor

Al quedar descartadas las causas anteriores, nuevamente aparece como causa la contaminación del ciclo agua - vapor, la cual a su vez es producida por la rotura de tubos en el condensador principal.

V.2.5 VERIFICACIÓN CON LA REALIDAD.

Debido a la forma en que fue presentado el análisis de la falla en la hoja de trabajo para la especificación, en todos los casos se mostraron datos reales basados en informes operativos de la unidad núm.3 y de la unidad núm. 4, además de mencionar también el resultado de las inspecciones visuales a la tubería fallada de las paredes de agua de la caldera, por tal motivo, se cumplió también con este requisito solicitado por el método de análisis para dar validez a la causa encontrada.

Sin embargo, para dar mayor soporte al método aplicado, se presentan 2 anexos con extractos de los informes de estudios metalúrgicos realizados por una empresa especializada en este ramo y que fue contratada por la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos". En primer termino se presenta el reporte sobre las deformaciones plásticas encontradas en la tubería y posteriormente el reporte de una tubería con falla por ataque por hidrógeno".

Con estos informes se confirmará con datos reales los DISTINGOS encontrados y la CAUSA potencial de falla.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES.

• **USO DEL METODO ANALITICO COMO HERRAMIENTA AUXILIAR**

La aplicación de está herramienta permitió llegar hasta las ultimas causas que estaban generando el problema. El llegar hasta las ultimas causas de un problema permite resolverlo evitando que este se vuelva a presentar.

Esta herramienta auxiliar permitió llegar a los resultados deseados sin la necesidad de invertir una gran cantidad de recursos, lo cual es el objetivo de este trabajo aplicar una herramienta que permita llegar de manera satisfactoria hasta las causas que originaron un problema y eliminarlas.

Esto permitió dar a conocer la existencia de mas herramientas para la solución de los problemas lo cual le permite al ingeniero tomar ventaja de las mismas y aplicarlas dentro de su vida profesional.

La utilización de una herramienta auxiliar no fue motivo para dejar de aplicar los conocimientos adquiridos durante la etapa formativa.

Es recomendable la aplicación del método como herramienta auxiliar para la solución de problemas ya que brinda otras opciones para el estudio, análisis y solución de problemas.

- **APLICABLE EN CUALQUIER ÁREA SIN REQUERIR ALTO GRADO DE ESPECIALIZACIÓN**

El uso de esta herramienta permitió aplicar los conocimientos relativos al área de ingeniería, de esta forma la herramienta puede ser aplicada en otras áreas por sus profesionales, esto debido a su sencillez de uso y a la solidez de sus principios. En la solución de la problemática los conocimientos requeridos no fueron de alta especialización, en caso de utilizar otra herramienta hubiese sido necesario quizá un mayor conocimiento del tema.

- **COMPARACIÓN ENTRE EL MÉTODO ANALÍTICO Y OTROS MÉTODOS**

En ciertas etapas en cada investigación, la evidencia que se revela en los análisis, puede no involucrar evidencias claras y/o serias; ya que inicialmente la investigación de la falla se orienta a la obtención de la mayor cantidad de datos y detalles relativos a la falla; esto debido a que los procedimientos de análisis pueden variar en función de la naturaleza de la falla y de las características de ésta.

Un método de análisis de falla tradicional, conduce al mecanismo de falla (micro - causa), dando sólo la pista que nos lleve a la solución real del daño, lo que el método analítico para detección de fallas planteado en el capítulo IV nos lleva a la causa real (macro - causa), es decir:

Análisis de falla >> Mecanismo de falla >> Varias posibles causas y/o soluciones.

Método analítico >> Causa de falla >> Solución real del problema.

Lo que se traduce en la solución global del problema, de ahí que el buen funcionamiento del equipo, depende en gran medida, del método de análisis empleado en la detección de fallas, de esto la importancia de aplicar este método a problemas reales.

- **CAPACIDAD PARA DELIMITAR PROBLEMAS**

La gran ventaja de este método es que con 8 preguntas básicas, encierra el problema, dando una solución rápida, esto debido a que muchas veces el investigador en un afán de encontrar rápidamente respuestas pensando que así evitará mayores daños, toma resultados que en nada arrojan luz al problema en cuestión, retrasando con esto la solución del problema.

Al plantear preguntas tales como: ¿Qué?, ¿Dónde?, ¿Cuándo?, ¿Magnitud?, tanto para el objeto como para el defecto; se minimiza cualquier posible error en el análisis de los datos, ya que sólo se utilizan los datos importantes que nos conduzcan a la causa del defecto, delimitando por ende el problema. Por lo tanto se eliminan costos por tiempo mal empleado, dando una alta disponibilidad y buen funcionamiento del equipo.

- **MÉTODO COMPROBABLE CON LA REALIDAD**

La aplicación de esta metodología obliga a comprobar todos los datos que se colocan en la hoja de trabajo para la especificación, esto es una característica que lo hace bastante práctico al utilizarlo en el problema presentado en la caldera de la unidad núm. 3 de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos", ya que permitió eliminar las causas que pudieran causar confusión al

tratar de encontrar la causa raíz de las fallas mediante el razonamiento lógico obligado al contestar las ocho preguntas claves que plantea el método.

La facilidad encontrada al aplicarlo en este Centro de trabajo fue que la mayoría de los puntos asentados en la hoja de la especificación se comprobaban simultáneamente con datos y hechos reales debido a que en las inspecciones hechas a la caldera se podía observar la magnitud de la falla y al analizar las estadísticas de comportamiento operativo de la unidad se obtenían datos basados en situaciones reales, esto redituó en disminución del tiempo de análisis y en consecuencia se acorta el tiempo para encontrar la causa que origina las fallas.

• RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO

Utilizando una metodología como la expuesta en este trabajo en la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" o en cualquier otra Central Generadora de energía eléctrica permitirá el planteamiento de soluciones adecuadas y bien soportadas por las comprobaciones que se realizan durante su desarrollo, esto implicará que las unidades puedan manejar índices altos de disponibilidad para generación y poder satisfacer la creciente demanda que requiere el desarrollo de nuestro país en todas sus facetas y campos de aplicación, además se podrá dar cumplimiento al principio fundamental que rige a cualquier Central: Producir en forma constante administrando los medios de Generación con Calidad, Seguridad, Oportunidad y Costo mínimo.

ANEXO A

ANEXO A

En este anexo se presenta copia fiel del documento entregado por la Compañía CIMEX acerca de análisis realizado a la tubería de la caldera de la unidad núm. 3 de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" respecto a las deformaciones plásticas presentadas en el material que la forma.

4. DESARROLLO Y RESULTADOS DEL ESTUDIO

A efecto de alcanzar el objetivo planteado en el presente estudio, se procedió a aplicar las siguientes técnicas de inspección, análisis y ensayos mecánicos en la muestra recibida.

4.1 INSPECCIÓN VISUAL

A simple vista y mediante el empleo de lupas y lentes macro se inspeccionaron las superficies externa e interna de la tubería; a fin de conocer las características generales de su falla, así como su estado superficial. Las observaciones así realizadas se describen a continuación:

- Los "abombamientos" se localizan en la cara fuego, pero no están exactamente sobre la parte central de ella.
- En los ápices o crestas de los "abombamientos" ha tomado lugar el desarrollo de pequeñas fisuras longitudinales.
- Por la superficie interna se aprecia una acumulación heterogénea de depósitos.
- La acumulación de depósitos únicamente se verifica en la media circunferencial correspondiente a la cara fuego, y de manera más acusada en una franja longitudinal que coincide con el desarrollo de los "abombamientos".
- En las zonas de "abombamientos", los depósitos se han desprendido notablemente.
- Los depósitos se constituyen en dos capas principales. La primera de ellas, que es la adyacente a la superficie metálica del tubo, presenta una coloración gris-oscuro; mientras que la restante es de un color café-rojizo.
- Entre ambas capas, se detecta la presencia de un depósito blanquecino de aspecto cristalino. Esto se visualiza, en aquellas zonas con desprendimiento parcial de los depósitos.
- Los depósitos de forma general son duros y frágiles, siendo su distribución irregular y heterogénea. En algunas zonas los depósitos se encuentran fuertemente adheridos a la superficie metálica del tubo, pero en otras zonas, no se observa este comportamiento.
- En las zonas de "abombamiento", de manera localizada y puntual se aprecia una pérdida notable de espesor; así como la generación de



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Alemán
11580 México, D.F.

TELÉFONOS:
256-1822 , 256-1824
256-1777 , 256-2042
FAX: 256-1875 Y 203-1030
MODEM: 253-1188

una capa gruesa de "magnetita" (Fe_3O_4).

- Por último cabe señalar que no obstante la presencia de depósitos en el interior de la tubería, no se detecta el desarrollo de procesos corrosivos internos de tipo localizados que se manifiestan por la generación de cavidades y/o picaduras.

Los aspectos antes citados se presentan en las fotografías Nos 2 a 6.

4.2 ANALISIS METALOGRAFICO

4.2.1 Observación Macroscópica

Mediante cortes mecánicos se extrajeron secciones transversales correspondientes a un "abombamiento" (falla) y a una zona próxima a él (aprox. 5 cm). Dichas probetas fueron desbastadas, pulidas y atacadas convenientemente para ser observadas macroscópicamente; detectándose con ello los siguientes aspectos:

- Se visualiza con mayor definición que el "abombamiento" no se localiza exactamente en la parte central de la cara fuego.
- En la probeta de la zona "sana" se detecta un pequeño arco circunferencial con una ligera pérdida de espesor que toma lugar desde la superficie externa.
- Dicho arco circunferencial coincide con el eje del desarrollo de los "abombamientos" de la tubería y con la franja longitudinal, donde por la superficie interna se tiene una mayor acumulación de depósitos.
- A consecuencia del flujo plástico ("abombamiento"), el tubo en los bordes de la fisura ha experimentado un fuerte adelgazamiento en el espesor de pared, pero sin que éstos lleguen a tener un aspecto filoso.
- La capa interna de magnetita en los bordes de rotura es de un espesor considerable.
- Finalmente, cabe indicar que en torno a los bordes de rotura no se aprecia generación de grietas secundarias.



DOMICILIO:
Ave. 19-Cdo Nacional No. 80
Col. Anáhuac
Deleg. Miguel Alemán
11000 México, D.F.

TELEFONOS:
259-1822 , 259-1824
259-1777 , 259-2042
FAX: 259-1678 Y 209-1030
MODEM: 209-1128

4.2.2 Observación Microscópica

Las mismas probetas descritas en el apartado anterior fueron pulidas y atacadas adecuadamente por las técnicas de metalografía en blanco y negro, y en color, para ser analizadas al microscopio metalográfico; a fin de determinar las características microestructurales presentes en ellas. Los aspectos así determinados se describen a continuación.

a) Zona con Abombamiento

- Sobre los labios de rotura se aprecia una microestructura constituida por una matriz ferrítica de granos aciculares con áreas de agregados perlíticos y bainíticos.
- Aproximadamente a 5 mm de los labios de rotura se tiene una microestructura a base de granos de ferrita ligeramente deformados e islas de perlita fina. Cabe indicar que en este caso el agregado perlítico se encuentra rodeando los granos ferríticos, y que en dicho agregado es probable que se tenga la presencia de pequeñas áreas de bainita.
- A 8 cm de los labios de rotura, la microestructura observada se constituye de una matriz ferrítica de granos equiaxiales y carburos precipitados en el interior y límites de grano.
- A 10 mm de los labios de rotura se observa una microestructura formada por granos equiaxiales de ferrita, agrupaciones de carburos en los sitios originales de las islas de perlita y pequeños carburos dispersos hacia el interior y límites de grano ferríticos.
- A 12 mm de los labios de rotura y en el resto de la probeta, la microestructura se constituye a base de granos equiaxiales de ferrita e islas de perlita que manifiestan una incipiente globulización de sus laminillas de cementita (Fe₃C).

b) Zona "Sena"

- En esta probeta se aprecia una microestructura homogénea que se constituye de granos equiaxiales de ferrita e islas de perlita que sólo exhiben una incipiente globulización de sus laminillas de cementita.

cinex
CONSTRUCIONES Y SERVICIOS S.A. DE C.V.

DONCELLO
 Ave. Ejército Nacional No. 80
 Col. ANAHUAC
 Deleg. Miguel Alemán
 11500 Mérida, D.F.

TELEFONOS:
 294-1822 • 294-1804
 294-7777 • 294-3040
 FAX: 265-1575 Y 208-1000
 MODEM: 202-1158

5.4 ENSAYO DE DUREZA

Los valores de dureza detectados en las probetas ensayadas reflejan que el material de la tubería fuera del área sobrecalentada del abombamiento y en una probeta considerada como "sanas"; no ha sufrido una pérdida relevante de esta propiedad; lo cual es acorde al tipo de microestructura detectada en ellas.

5.5 ENSAYO DE MICRODUREZA

Este ensayo revela altos valores de dureza en los "tablos" de rotura como consecuencia de la transformación bainítica que ha tomado lugar en ellos, y bajos valores en aquellas zonas que por efecto de sobrecalentamiento han sufrido una evolución microestructural acelerada.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos en el presente estudio se establece que los "abombamientos" y consecuentes fisuras longitudinales que manifiesta la muestra de tubería analizada, perteneciente a la pared derecha (sur), se deben al desarrollo del mecanismo de falla conocido como sobrecalentamiento a mediano plazo.

De igual forma, se establece que las características morfológicas, mecánicas y microestructurales detectadas en las zonas de falla y en general de esta muestra de tubería, presentan una fuerte similitud con las detectadas en la muestra de tubería de la pared izquierda (norte) de esta misma unidad generadora de vapor, estudiada por el laboratorio de CIMEX, S.A. en julio de 1993 (ver *Informe No. CFE-CTT-003-DM/93*).

Al igual que en el año de 1993, en esta ocasión también el mecanismo de falla antes referido ha provocado múltiples "abombamientos" y fisuras longitudinales en las paredes norte y sur (ver *reporte de Inspección No. CFE-CTT-004/DIS/98*). En base a lo anterior y de acuerdo a las características de falla detectadas, se considera de nueva cuenta que la causa raíz de los abombamientos y consecuentes fisuras se deben a una insuficiente y/o inadecuada refrigeración de los tubos por su fluido interno, cuya causa más probable se atribuye a una deficiente distribución del agua



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Hidalgo
11500 México, D.F.

TELEFONOS
255-1977 , 255-1924
255-1777 , 255-2042
FAX: 255-1873 Y 203-1000
MODEM: 203-1128

de alimentación a las paredes norte y sur, en combinación con el efecto aislante al calor que produce la presencia de depósitos en el interior de la tubería, siendo los sitios más susceptibles de fallar aquellos que manifiesten una mayor acumulación de depósitos y pérdida de espesor de la pared metálica de la tubería por un proceso de oxidación interna, cíclico y localizado.

Por lo antes expuesto y a fin de minimizar el máximo que se sigan suscitando fallas de naturaleza en las paredes de agua norte y sur, se recomienda verificar y corregir todas aquellas circunstancias que estén dando origen a una deficiente distribución del agua de alimentación de dichas paredes, de igual forma, se recomienda realizar las actividades indicadas en el punto 6 de nuestro informe No. CFE-CTT-003-DM/93 para evitar tener una insuficiente y/o inadecuada refrigeración de las paredes metálicas de la tubería por su fluido interno, teniendo especial énfasis en mantener los parámetros químicos del agua de alimentación a la caldera dentro de los rangos establecidos en diseño, a efecto de prevenir la depositación de materia aislante en el interior de la tubería.



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Alemán
11090 México, D.F.

TELÉFONOS:
253-1822 , 253-1824
253-1777 , 253-2042
FAX: 256-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1129

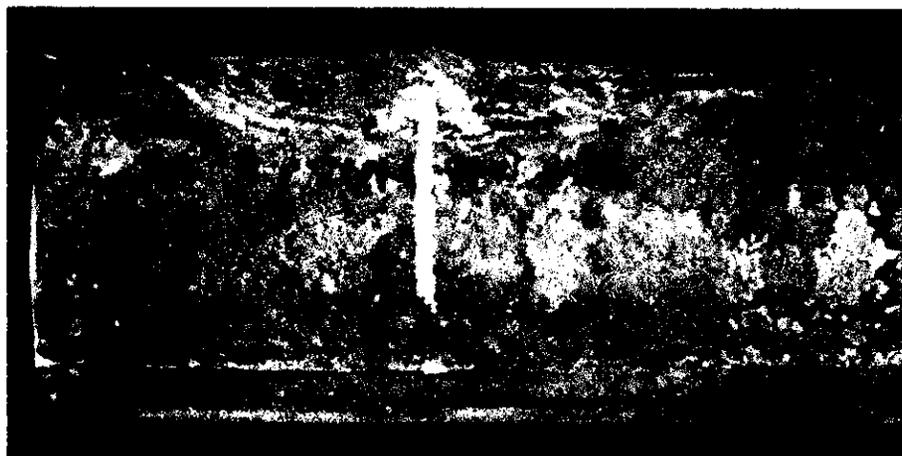


Figura I Acercamientos que muestran con mayor detalle los abombamientos que presenta la muestra de tubería analizada.

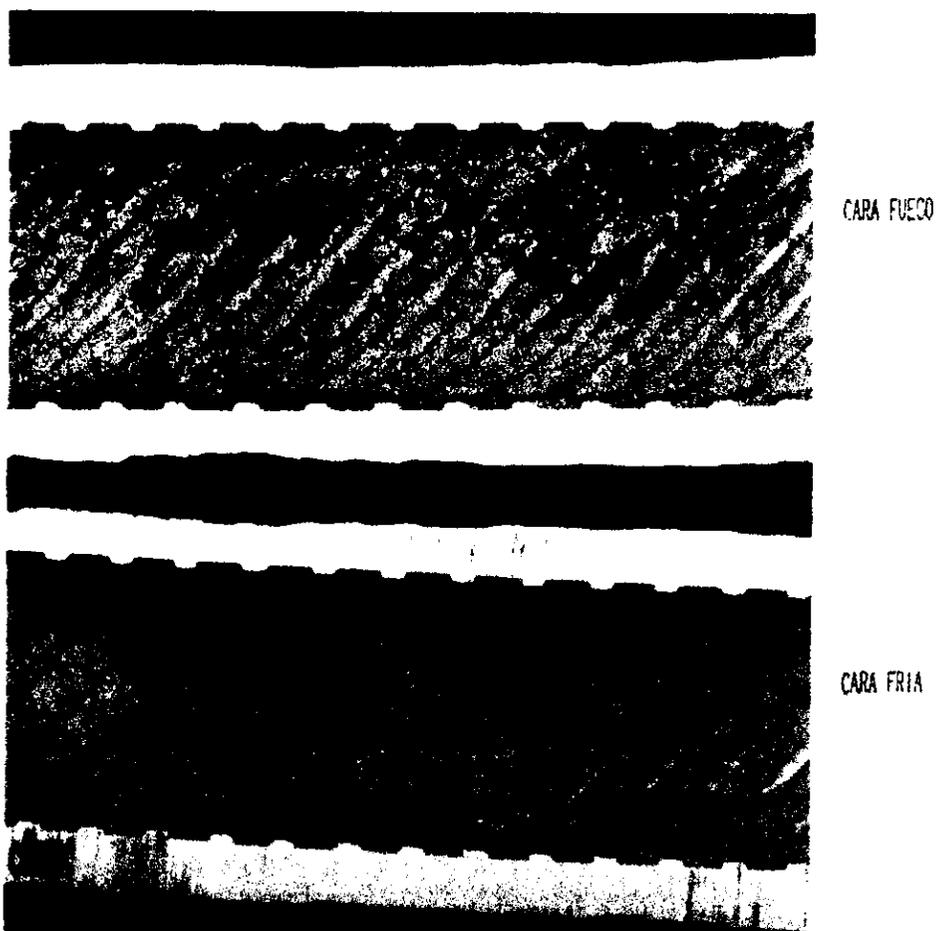


Figura II Acercamiento a la cara interna de la muestra de tubería analizada donde se pueden apreciar los depósitos en la cara lado fuego, contrastando con la limpieza de la cara lado frío.

ANEXO B

ANEXO B

En este anexo se presenta copia fiel del documento entregado por la Compañía CIMEX acerca de análisis realizado a la tubería de la caldera de la unidad núm. 3 de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" respecto a las fallas presentadas por "Ataque por Hidrógeno"

4. DESARROLLO Y RESULTADOS DEL ESTUDIO

A efecto de alcanzar el objetivo planteado en este estudio se procedió a la ejecución de las siguientes técnicas de inspección, análisis y ensayos mecánicos en la muestra recibida.

4.1 INSPECCION VISUAL

A simple vista y mediante el empleo de lupas y lentes macro se inspeccionó la superficie externa e interna de la tubería, a fin de conocer las características generales de su falla y su condición superficial. Las observaciones así realizadas se describen a continuación:

- * La abertura de la tubería no ha involucrado una deformación plástica aparente de la tubería y su morfología es similar a la conocida como "ventana abierta"
- * Los bordes de rotura son irregulares, se encuentran oxidados y no presentan adelgazamiento en el espesor de pared de la tubería como consecuencia del desarrollo de su rotura.
- * La falla se localiza en la media circunferencial correspondiente a la cara fuego y en una zona próxima a una soldadura circunferencial.
- * La superficie externa de la tubería se encuentra cubierta por capas delgadas y heterogéneas de productos formados a partir de los residuos de combustión de tonalidades amarillo-verdosas, principalmente.
- * Por el interior de la tubería se aprecia una película delgada de un óxido de color gris oscuro ("magnetita") fuertemente adherida a la superficie metálica y sobre de ella de manera aleatoria se detecta depositación de óxidos de color café-rojizo y óxidos hidratados de color amarillo-naranja. En ningún caso, se observa generación de cavidades y/o picaduras distinguibles a simple vista.
- * Finalmente, cabe mencionar que intamamente en las zonas adyacentes a los bordes de rotura, a diferencia del resto de la tubería, se detecta la generación de capas gruesas de "magnetita" (Fe_3O_4).



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Hidalgo
11590 México, D.F.

TELEFONOS:
255-1822 . 255-1824
255-1777 . 255-2642
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

4.2 ANÁLISIS METALOGRAFICO

4.2.1 Observación Macroscópica

Mediante cortes mecánicos se obtuvieron cuatro secciones transversales, dos correspondientes a la zona de falla y las dos restantes a zonas alejadas a ella y consideradas como "sanas" Dichas probetas fueron desbastadas, pulidas y atacadas convenientemente para ser observadas macroscópicamente.

El macroataque realizado con una solución de ácido clorhídrico en agua al 50% y a una temperatura de 70-80 °C, reveló en las probetas obtenidas de las zonas de falla la existencia de áreas porosas y mayormente oscurecidas en las regiones adyacentes a los bordes de rotura. En las probetas de las zonas "sanas" no se manifiesta este fenómeno y en ellas se observa de nueva cuenta que la tubería, fuera de la zona de falla, no presenta daños corrosivos y/o erosivos revelantes por su superficie externa e interna.

4.2.2 Observación Microscópica

Las mismas probetas descritas en el apartado anterior fueron preparadas bajo las técnicas de metalografía en blanco y negro, y en color, para ser analizadas a través de un microscopio metalográfico. El propósito de este análisis, entre otros, fue el determinar las características microestructurales de la falla y del material de la tubería.

Zona de falla

- * En las áreas porosas y mayormente oscurecidas por el macroataque químico se observa una descarburación de la microestructura y la formación de un gran número de grietas y microfisuras intergranulares.
- * La mayoría de las grietas presentan óxidos de hierro ("magnetita") en su interior.



DOMICILIO:
Ave Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Hidalgo
11590 México, D.F.

TELÉFONOS:
255-1922 - 255-1824
255-1777 - 255-2042
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 269-1128

- * Las grietas tienden a bordear por completo a los granos ferríticos formando redes que han provocado descohesión intergranular, siendo ésto mas acusado en los bordes de rotura.
- * Fuera de las zonas mayormente obscurecidas, la microestructura se constituye de bandas alternadas de granos ferríticos e islas de perlita que manifiestan un carácter predominantemente laminar.

Zonas "Sanas"

- * En ambas probetas, se aprecia una microestructura homogénea que se encuentra formada por granos ferríticos e islas de perlita laminar, siendo su disposición en forma de bandas alternadas.
- * En la superficie interna de las dos probetas, se observa una capa de "magnetita" de bajo espesor que exhibe de forma aleatoria agrietamiento y desprendimientos.
- * Por métodos metalográficos se determinó que la capa interna de "magnetita" presenta un espesor promedio de 0.0996 mm.
- * Considerando una densidad de "magnetita" de 5.1 g/cm³, la cantidad de depósitos internos por unidad de área es de 50.8 mg /cm².
- * Finalmente, es importante señalar que microscópicamente en la superficie interna se detecta una generación acusada de diminutas picaduras de formas irregulares.

4.3 ANÁLISIS QUÍMICO

Una muestra representativa del material del tubo fallado fue sometida a análisis químico cuantitativo por medio de las técnicas de combustión y absorción atómica, a fin de determinar si su composición se ajusta a lo indicado en su normativa de diseño (SA-213 T2).

cimex
Sociedad por Acciones Cerrada S.A. de C.V.

DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Alemán
11590 México, D.F.

TELÉFONOS:
255-1922 , 255-1924
255-1777 , 255-2042
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

4.4 ENSAYO DE DUREZA

Sobre las mismas probetas utilizadas para el análisis metalográfico se realizaron diversas mediciones de dureza por el método ROCKWELL en su escala "B", con objeto de establecer la magnitud y comportamiento de esta propiedad a través de ellas.

5. COMENTARIOS A LOS RESULTADOS

5.1 INSPECCION VISUAL

Esta técnica de inspección pone de manifiesto que la rotura "rectangular" que ha tomado lugar en la muestra bajo estudio es de características frágiles; ya que no involucra deformación plástica aparente de la tubería, ni adelgazamiento en el espesor de la pared metálica en los bordes de rotura.

Dicha rotura presenta una morfología similar a la conocida como "ventana abierta", la cual es característica del mecanismo de falla denominado daño por hidrógeno; referido también como fragilización por formación de metano.

Fuera de la zona de falla, la tubería no manifiesta por su superficie externa e interna daños apreciables de procesos corrosivos y/o erosivos.

5.2 ANALISIS METALOGRAFICO

5.2.1 Observación Macroscópica

En las probetas obtenidas de las zonas de falla, esta técnica de observación reveló por la superficie interna la existencia de regiones oscuras y porosas, adyacentes a los bordes de rotura. Dichas características son distintivas del mecanismo de daño por hidrógeno.

Este mecanismo de falla se genera a partir de una condición ácida (bajo pH) en el agua de alimentación a la caldera. Esta condición ácida provoca una corrosión acelerada de la super-



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Arzules
Deleg. Miguel Hidalgo
11580 México, D.F.

TELEFONOS:
255-1922 - 255-1924
255-1777 - 255-2042
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

ficie interna de la tubería, según la siguiente reacción:



El hidrógeno así producido puede seguir tres rutas o caminos:

- (1) Combinarse con otro átomo para formar hidrógeno molecular y dispersarse en el fluido de trabajo;
- (2) Disolverse en forma iónica en el fluido; o
- (3) Ingresar al metal en forma atómica de alta movilidad.

Al suscitarse el último caso, los átomos de hidrógeno reaccionan con el carburo de hierro, Fe_3C (cementita), presente en la microestructura del material de la tubería (acero al carbono o baja aleación) para formar metano, según lo establece la siguiente reacción:



De esta forma las moléculas de metano por su gran tamaño son incapaces de atravesar la pared metálica de la tubería, quedando atrapadas en los límites de grano, provocando así tensiones internas que conducen a una descohesión intergranular. Las grietas y/o fisuras generadas por dicho mecanismo paulatinamente se unen para crecer en tamaño y propiciar una ruptura frágil y súbita de la tubería.

5.2.2 Observación Microscópica

El análisis realizado bajo el microscopio metalográfico pone de manifiesto la existencia de descarbonación de la microestructura y la generación de múltiples grietas y microfisuras intergranulares en las regiones porosas y mayormente oscurecidas por el macroataque químico de las probetas obtenidas de la zona de falla. Las características microscópicas antes descritas, son típicas y distintivas del mecanismo de daño por hidrógeno.



DOMICILIO:
Ave. Espinosa Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Alemán
11390 México, D.F.

TELÉFONOS:
255-1822 - 255-1824
255-1777 - 255-3042
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

En las probetas obtenidas de zonas "sanas" y fuera de las áreas porosas y oscuras de las extraídas de la zona de falla, el material de la tubería presenta una microestructura que no ha sufrido una evolución o degradación relevante como consecuencia de las condiciones de operación (temperatura, principalmente) a las que ha estado sometida a lo largo de su etapa operativa.

Microscópicamente, se detecta por la superficie interna la existencia de una cantidad acusada de diminutas picaduras de morfología irregular, que se considera han sido generadas por un mecanismo de "PITTING" por oxígeno provocado por la condición de bajo pH mostrada por el agua de alimentación a la caldera durante alguna o algunas de sus etapas operativas. Es importante señalar, que no obstante que la cantidad de estas picaduras es notoria, hasta el momento su tamaño y consecuente reducción del espesor, no es relevante para afectar la confiabilidad operativa del sistema por esta condición.

5.3 ANÁLISIS QUÍMICO

Los resultados obtenidos del análisis químico ponen en evidencia que el material de la tubería fallada presenta una composición que no se ajusta a la requerida por la especificación ASME SA-213 T2; ya que los contenidos de cromo y molibdeno detectados en este material son muy inferiores a los mínimos requeridos por dicha especificación.

Con respecto a lo antes señalado, cabe comentar que la adición de cromo y molibdeno en los aceros al carbono mejora las propiedades de resistencia mecánica y de oxidación a alta temperatura; por lo que se tiene un incremento en su resistencia al fenómeno de termofluencia. Por tanto, el material de la tubería fallada prácticamente al no presentar contenidos de cromo y molibdeno, mostrará una menor resistencia al fenómeno termofluencia que un material ASME SA-213 T2, y en consecuencia tendrá una vida útil inferior a la esperada por diseño.

No obstante lo anterior, es importante aclarar que la falla de la tubería aquí ocurrida no es imputable a deficiencias químicas en su composición, ya que la misma es consecuencia de una operación con bajo pH en el agua de alimentación de la caldera y ésta se hubiese presentado de igual forma si el material de la tubería hubiese tenido una composición acorde a la indicada por la normativa ASME SA-213 T 2.



DOMICILIO:
Ave. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Deleg. Miguel Alemán
11500 México, D.F.

TELEFONOS:
255-1922 , 255-1924
255-1777 , 253-2042
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

5.4 ENSAYO DE DUREZA

Los valores de dureza obtenidos en cada zona de estudio son homogéneos y se consideran acordes al tipo de microestructura detectada fuera de las zonas de daño por hidrógeno.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos en el presente estudio se establece que la falla ocurrida en la muestra de tubería analizada, perteneciente al elemento 33 de la pared de agua norte de la U-3, es consecuencia del desarrollo del mecanismo de daño por hidrógeno, también conocido como fragilización por formación de metano.

Así mismo, se establece que aún cuando la tubería analizada presenta propiedades químicas inferiores a las requeridas para un material ASME SA-213 T2, que reducen su resistencia frente al fenómeno de termofluencia, y por tanto disminuyen su vida útil estimada en diseño, esta condición no debe considerarse como causa principal de la falla ocurrida en ella.

El daño por hidrógeno se produce principalmente en el circuito agua de la caldera (paredes y economizador) y se genera por cualesquiera de las siguientes condiciones:

- a) Operación de la caldera con agua de bajo pH, debida a ingreso de sales ácidas producto de fallas (contaminaciones) en el condensador, contaminación por los productos utilizados en la limpieza química de la caldera; o bien a un control inadecuado de las características químicas del agua alimentada a la caldera.
- b) Acumulación de depósitos internos que propician celdas de concentración que promueven una corrosión acelerada de la tubería y difusión de hidrógeno atómico al material de la misma.

De acuerdo a lo observado en este estudio, se considera que la falla del tubo analizado se debe a que durante alguna etapa o etapas operativas, la caldera operó con un bajo pH en su agua de alimentación.

Dada la naturaleza de este mecanismo, el cual no se verifica de forma puntual; es decir, no afecta a un sólo elemento y considerando que las características químicas del agua de alimentación a la caldera deben ser similares para las cuatro paredes del hogar, es posible señalar que este



DOMICILIO:
Ave Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Distrito Miguel Alemán
11580 México, D.F.

TELEFONOS:
256-1922 , 256-1924
255-1777 , 255-2042
FAX: 255-1875 Y 263-1000
MODEM: 203-1128

mecanismo de daño, muy probablemente se encuentre de forma aleatoria en otras zonas de las cuatro paredes de agua.

A efecto de prevenir o minimizar el desarrollo de futuras fallas similares a la aquí estudiada, es necesario evitar la presencia de todas las fuentes posibles de hidrógeno, para lo cual se recomienda lo siguiente:

- Realizar mediante un monitoreo adecuado un control preciso de las características químicas del agua de la caldera, manteniendo el pH y nivel de oxígeno disuelto de los límites marcados en diseño. Lo anterior también ayudara a minimizar el desarrollo de las diminutas picaduras detectadas a nivel microscópico en la superficie interna de la tubería.
- Detectar y contrarrestar con oportunidad las contaminaciones por fallas en el condensador.
- En caso de que el pH en el agua de la caldera sea menor a 7 durante una hora de operación, se aconseja realizar un lavado químico inmediato de la caldera, a fin de eliminar la generación y acumulación de depósitos producidos por esta condición anormal de operación.

El mecanismo de daño por hidrógeno se genera por el interior de la tubería y se puede presentar en cualquier parte de las paredes de agua y economizador, aunque principalmente ocurre en las zonas con mayor input térmico (a nivel de quemadores y por arriba de ellos). A la vista de lo anterior, resulta difícil detectar de manera confiable y práctica las zonas dañadas por el desarrollo de dicho mecanismo; sin embargo, las siguientes recomendaciones pueden ayudar a su detección y así poder definir su magnitud.

- Mediante la técnica no-destructiva de ultrasonido determinar todos aquellos elementos que presenten pérdida de espesor acusada y de forma localizada, enviando una muestra de tubería a laboratorio, de donde se sospeche que la pérdida de espesor se deba a un proceso de corrosión interno, a fin de realizar un estudio metalúrgico que determine la existencia o no de daños por hidrógeno.
- Extraer de forma aleatoria pequeñas secciones de tubería de las distintas paredes de agua, principalmente al nivel de la falla aquí estudiada, con objeto de verificar en ellas, mediante pruebas destructivas como las realizadas en este estudio, la presencia de daños por hidrógeno.



DOMICILIO:
Av. Ejército Nacional No. 80
Col. Anzures
Dist. Miguel Alemán
11590 México, D.F.

TELEFONOS:
255-1822 , 255-1924
255-1777 , 255-2942
FAX: 255-1875 Y 203-1030
MODEM: 203-1128

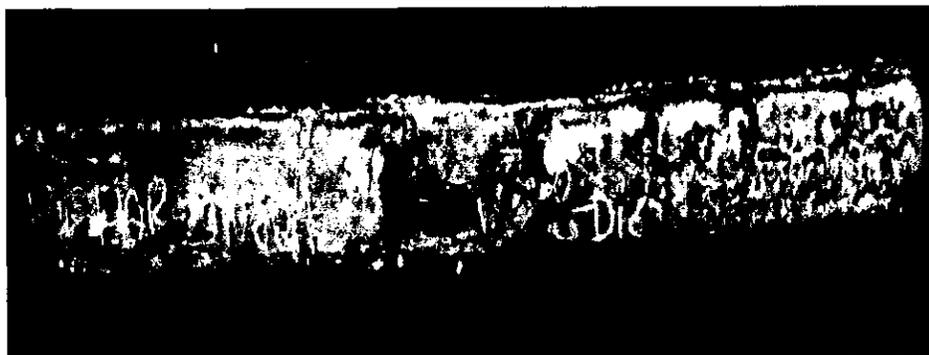


Figura III Aspecto general de la muestra del tubo analizado, la falla es una abertura rectangular de 13 x 3.5 cm, localizada sobre la cara lado fuego.



Figura IV Superficie interna del tubo donde se aprecia en la parte inferior el lado frío libre de depósitos.



Figura V Acercamientos de la cara interna de la tubería analizada donde se muestra con mayor definición la presencia de capas gruesas de magnetita (Fe_3O_4) en regiones adyacentes a los bordes de rotura.

BIBLIOGRAFÍA.

- “INTRODUCCION TO FRACTURE MECHANICS”; Kare Hellan; Mc Graw Hill Book Company; U.S.A.; 1985.
- “METALS HANDBOOK”; 10th edition, volume 9; FRACTOGRAPHY AND ATLAS OF FRACTOGRAPHICS”; American Society for Metals; U.S.A. 1986.
- “MECHANICAL METALLURGY”; George E. Dieter; Mc Graw Hill Book Company; U.S.A. 1988.
- “ENGINEERING DESIGN: A MATERIALS AND PROCESSING APPROACH”; George E. Dieter; Mc Graw Hill Book Company; U.S.A. 1987.
- “FAILURE ANALYSIS: THE BRITISH ENGINE TECHNICAL REPORTS”; Hutchings F.R. and P.M. Unterweiser; American Society for Metals; U.S.A. 1981.
- “METALS HANDBOOK”; 10th Edition, Volume 10, “FAILURE ANALYSIS AND PREVENTION”; American Society for Metals; U.S.A. 1986.
- “CORROSION ENGINEERING”; Mars G. Fontana and Norbert D. Greene; Mc Graw Hill Book Company; U.S.A. 1978.
- “TECNOLOGIA DE MATERIALES”; Donald Askeland; Mc Graw Hill Book Company; Mexico. 1993.
- “MANUAL DEL INGENIERO MECANICO”; octava edición, volumen
- “GENERACION DE POTENCIA”: Theodore Baumeister, Eugene A. Avallone, Theodore Baumeister III; México 1989.

BIBLIOGRAFÍA

- “ENERGIA MEDIANTE VAPOR, AIRE O GAS”; W. H. Severns, H. E. Degler, J.C. Miles; editorial Reverté, México 1976.
- “FUNDAMENTOS DE TERMODINAMICA”; Gordon J. Van Wylen, Richard E. Sonntag; editorial Noriega Limusa; México 1990.
- “TERMODINAMICA”; Wark ; editorial Limusa; México 1993.
- “INTRODUCCION A CENTRALES TERMOELECTRICAS”; Central Escuela Celaya, C.F.E.; México 1989.
- “DESCRIPCION DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO”; Central Escuela Celaya, C.F.E.; México 1985.
- “TEORIA Y PRUEBAS DE COMBUSTION”; Central Escuela Celaya, México 1991.
- “PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARTICULAR”; Central Termoeléctrica Tula, C.F.E.; México.
- “PRONTUARIO DE DATOS TECNICOS”; Central Termoeléctrica Tula, C.F.E.; México 1991.
- “PLANTAS TERMOELECTRICAS” Raúl González, México 1990.
- “CENTRALES Y REDES ELECTRICAS” Ing. H. Happoldt, México 1993.
- “CENTRALES ELECTRICAS” E. Santo Potess, México 1980.
- “CENTRALES ELECTRICAS” Dr. José Ramírez Vázquez, México 1986.
- “ANALISIS TERMODINAMICO DE PLANTAS ELECTRICAS” R. W. Haywood, México 1992.
- “ELEMENTOS DE CENTRALES ELECTRICAS” Enríquez Harper.
- “MANUAL DEL INGENIERO” CONAE (internet)