



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ZARAGOZA

TRATAMIENTO INTERNO DEL AGUA
PARA GENERACION DE ENERGIA
ELECTRICA EN UNA PLANTA
TERMoeLECTRICA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

HERNANDEZ GARCIA JOSE FRANCISCO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

México, D. F.

1991



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

I N D I C E

CAPITULO		PAG.
I	INTRODUCCION.	1
II	CONOCIMIENTOS GENERALES DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA.	4
	1- Ubicación y función del equipo principal.	5
	2- Ubicación y función del equipo auxiliar.	6
III	ORIGEN y CARACTERISTICAS DEL AGUA.	14
	1- Fuentes de Abastecimiento.	15
	1.1- Abastecimientos subterráneos.	16
	1.2- Abastecimientos superficiales.	17
	2- Estructura química del agua.	18
	3- Impurezas del agua.	20
	3.1- Sustancias en suspensión.	21
	3.2- Sustancias disueltas.	21
	4- Analisis químico del agua.	23
IV	IMPUREZAS DEL AGUA DE CALDERA EN UNA C. T. y DAÑOS QUE CAUSAN.	27
	1- Impurezas del agua de caldera.	28
	2- Daños por mala calidad del agua.	29
	2.1- Corrosión.	29
	2.2- Depósitos.	31
	2.3- Arrastres.	32
	3- Daños causados a partes específicas del ciclo agua-vapor por las impurezas contenidas en el agua.	33
V	DOSIFICACION QUIMICA PARA EL CONTROL DEL CICLO AGUA-VAPOR.	40
	1- Tratamiento químico del agua de caldera.	41
	1.1- Control por fosfatos.	41
	1.2- Tratamiento volátil.	45
	1.3- Control por quelatos.	45
	2- Tratamiento químico del agua de alimentación.	46
VI	PARAMETROS DE CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA DE CALDERA y AGUA DE ALIMENTACION.	50
	1- pH.	54
	2- Dureza.	56
	3- Aceite.	57
	4- O ídeno disuelto.	58

	5-Hierro y cobre en agua de alimentación.	81
	6-Sulfato.	82
	7-Oxígeno.	83
	8-Conductividad.	87
	9-Células disecadas.	89
	10-Fosfatos.	90
VII	DEAERACIÓN MECÁNICA Y QUÍMICA.	89
	1- Procedimientos de deaeración.	90
	2- Ley de Henry.	91
	3- Mecanismo de la deaeración.	91
	4- Equipo de deaeración.	94
	5- Aplicaciones.	94
	6- Limitaciones.	95
VIII	PUREZA DE VAPOR.	99
	1- Contaminación del vapor.	100
	2- Causas de la contaminación del vapor.	101
	3- Determinación de la pureza del vapor.	104
	3.1- Toma de una muestra representativa de vapor.	104
	3.2- Precauciones requeridas para eliminar la contaminación durante el muestreo.	108
	4- Calorimetría del vapor.	109
	5- Análisis de vapor condensado en el laboratorio.	110
	5.1- Determinación de la calidad del vapor por métodos de conductividad eléctrica.	111
	5.1.1- Corrección de los errores en las mediciones de conductividad debido a gases disueltos.	114
IX	CONTROL DE PROBLEMAS DE CONTAMINACIÓN DEL CICLO POR FUGAS EN EL CONDENSADOR PRINCIPAL.	121
	1- Procedimiento a seguir en caso de contaminación por fuga del condensador principal.	123
X	PROBLEMAS DE CORROSIÓN EN CALDERA PRINCIPAL Y SUBCALDERA.	125
	1- Fallas en tubos de caldera.	126
	1.1- Formación de depósitos.	127
	1.2- Transferencia de calor.	128
	1.3- Manchas tibitas en tubos de pared de agua.	129
	1.4- Causa de las fallas y su prevención.	130
	1.5- Estadística de fallas.	131
	1.6- Prevención de fallas.	133

2-Fallas en sistema precaldera.	134
2.1-Fallas en condensador.	134
2.2-Fallas en calentadores de agua de alimentacion.	138
3-Fallas en sistema postcaldera.	175
COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES.	141
CONCLUSIONES.	145
BIBLIOGRAFIA.	147

I.-INTRODUCCION.

En cualquier Planta Industrial uno de los productos que más se utiliza, gracias a sus características químicas, no tóxica ni de manejo peligroso, ya sea como materia prima, como un servicio o como ambos, es el agua.

Dado el problema de abastecimiento que se ha tenido en los últimos años en las Centrales Termoeléctricas, y debido a la gran cantidad que se utiliza para la generación de vapor (de 200 a 1500 ton/día/unidad) y similares para el Sistema de enfriamiento, etc, es necesario establecer un control químico que permita aprovecharla al máximo, evitando daños al equipo y favoreciendo el ahorro de agua, para de esta manera elevar la productividad de Energía Eléctrica.

El objetivo de este trabajo es presentar los diferentes tipos de tratamiento químico aplicables dadas las características particulares de las diferentes Unidades Generadoras, que repercutirán directamente en el mencionado ahorro de agua.

Puesto que es imprescindible que las Unidades de una Planta generen energía continuamente para satisfacer las necesidades de la comunidad, es muy difícil llevar a cabo experimentos aislados. Pero se cuenta con información teórica y experimental proporcionada por los fabricantes de dichos equipos, y por la experiencia acumulada de la Institución a cargo de las Plantas. Puesto que las características del agua vienen dadas por su entorno natural, y siendo éste muy particular en cada región del territorio nacional, es indispensable que en cada zona, se elija el tratamiento adecuado para las Unidades.

En general, los problemas más comunes por mala calidad del agua

dentro de una Central, independientemente de su ubicación son:

1-Corrosión.

2-Arrastres.

3-Depósitos e incrustaciones.

Así mismo, los respectivos métodos para eliminar o disminuir estos problemas son:

1-Deaeración mecánica y química.

Mecánica: Por medio de deaeradores.

Química: Por reacción con compuestos como hidrazina, sulfito de sodio y aminas filínicas y neutralizantes.

2-Igual que el anterior, va que al evitar la corrosión, no existe material de arrastre.

3-Controlando la dureza del agua por medio de productos químicos y purgas de vapor.

La correcta organización y cumplimiento de estos métodos, así como el control de los parámetros dentro de los límites establecidos, garantizan el ahorro de agua y favorecen la productividad de la Planta.

II.-CONOCIMIENTOS GENERALES DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA.

El término Termoeléctrica se deriva del griego *Thermos* que significa Calor y de *Electron*, que significa Ambar y que se refiere a la Electricidad; consecuentemente, una Planta Termoeléctrica a Vapor tiene por objeto transformar, en forma escalonada, el Calor en Electricidad, utilizando al vapor de agua y el siguiente equipo principal para tal fin.

- a) Generador de Vapor (CALDERA).
- b) Turbina de Vapor. (TURBINA).
- c) Generador de Corriente Alterna (ALTERNADOR).

Además de lo anterior, se debe contar con el Equipo Auxiliar necesario para hacer posible el funcionamiento del Equipo Principal.

1-UBICACION Y FUNCION DEL EQUIPO PRINCIPAL.

La transformación de la Energía Térmica en Energía Eléctrica, se efectúa en las cuatro etapas siguientes.

Primer Etapa.

La Energía Química del combustible se transforma en Energía Térmica, esto se logra al quemar el combustible que, en algunas Centrales es Gas Natural y/o Aceite combustible (COMBUSTIBLE). La combustión se efectúa en el Hogar del Generador de vapor (1). Ver figura II.1.

Segunda Etapa.

En esta etapa se transforma la Energía Térmica en Energía

Potencial, la cual se encuentra contenida en el vapor: consiste en calentar el agua hasta vaporizarla a una temperatura y presión suficientes para poder aprovechar esa Energía. Esta acción se lleva a cabo en las Paredes de Agua del Generador de Vapor (2).

Tercer Etapa.

La transformación de la Energía Potencial del vapor, en Energía Mecánica consiste en hacer girar el Rotor de la Turbina al chocar el vapor contra los Alabes Móviles de dicha Turbina (3)

Cuarta Etapa.

En esta última etapa se transforma la Energía Mecánica adquirida por la Turbina, en Energía Eléctrica, lográndose esto al hacer girar el Rotor del Generador (4), produciéndose la Energía Eléctrica, que es enviada a un transformador de Unidad por medio del cual se eleva la tensión eléctrica a un nivel suficientemente alto, lo que la permite llegar hasta los centros más lejanos de consumo.

2-UBICACION Y FUNCION DEL EQUIPO AUXILIAR.

A continuación se describe la figura 11.2 que muestra de manera muy simplificada el Equipo Principal y Auxiliar de una Central Termoeléctrica.

Para llevar a cabo la combustión en el Generador de vapor es

necesaria la presencia de tres elementos: calor, combustible y oxígeno.

El combustible, cuando es combustóleo, se almacena en Tanques (10) dentro de las Centrales, y cuando es gas natural, que se recibe generalmente de alguna Refinería cercana a las Plantas, se quema conforme se recibe. El combustible que se vaya a utilizar es llevado hasta los quemadores en el Hogar de la Caldera. El oxígeno es el comburente necesario para la combustión, y como fuente inagotable se cuenta con el aire que es suministrado por Ventiladores de tiro forzado pasando a través del Precaalentador de aire regenerativo para hacer llegar el aire precaentado al Hogar de la Caldera lo cual facilita la combustión y la mejora.

Aún cuando ya exista la mezcla adecuada de combustible y oxígeno, no habrá combustión por falta de calor que la inicie. Ese calor se obtiene de la flama de los pilotos instalados cerca de los quemadores de la caldera.

Con la participación de estos elementos, la combustión se inicia, ocurriendo la transformación de la Energía Química del combustible en Energía Térmica.

El calor producto de la combustión en el Hogar se transmite al agua contenida en los tubos que forman las Paredes de Agua de la Caldera, elevando su temperatura hasta vaporizarla. El vapor generado en estas Paredes llega al Domo Superior (6), donde es separado del agua que pueda contener, para después hacerlo pasar por el Sobrecalentador de la Caldera (1), donde se incrementa su temperatura. El vapor sobrecalentado sale de

la caldera con una temperatura por encima de 500°C y una presión superior a 150 kg/cm^2 , en estas condiciones es conducido hasta la Turbina (2) en cuyo interior se encuentran los Alabes. Al chocar el vapor contra estos Alabes móviles, hace girar el Rotor de la Turbina, transformándose la Energía Potencial del vapor en Energía Mecánica. En el diagrama se puede observar cómo el vapor sobrecalentado solamente trabaja en la Turbina de alta presión y regresa a la Caldera como vapor recalentado frío, para recuperar en el Recalentador su temperatura, y salir nuevamente de la Caldera hacia la Turbina de Intermedia como vapor recalentado caliente a la misma temperatura pero menor presión: 45 kg/cm^2 , para trabajar en los Alabes del resto de la Turbina de baja presión.

El movimiento de la Turbina se transmite al Rotor del Alternador (3), en algunas Plantas también hace girar el Rotor del Excitador. De esta manera se lleva a cabo la transformación de la Energía Mecánica a Eléctrica.

Esta última se hace pasar por el Transformador (4) que eleva la Tensión Eléctrica de 15,000 ó 20,000 volts hasta 230,000 volts en algunas Unidades y hasta 400,000 volts en otras. Estas altas tensiones permiten hacer que llegue a su destino con bajas pérdidas a través de las líneas de transmisión. En los centros de consumo se reduce la Tensión hasta los valores adecuados para su uso en la industriaa, el hogar, etc.

El vapor recalentado caliente, después de impulsar a los Alabes de la Turbina de intermedia y baja presión, es enviado al Condensador Fincipal, en donde el agua de circulación lo

enfria y lo condensa. Esta agua, al condensar al vapor, se calienta, por lo que es necesario que retorne a la Torre de enfriamiento (13) para reducirle la temperatura adquirida. Las Bombas de Circulación (14) envían el agua fría una vez más al Condensador para iniciar el ciclo de enfriamiento nuevamente. El agua producto de la condensación del vapor, se llama agua de condensado y es succionada por las Bombas denominadas de Extracción de Condensado (11) para descargarla a través de los Calentadores de baja presión (19), uno de los cuales está en el cuello de la Turbina de baja presión; en los Calentadores el agua de Condensado se va calentando gradualmente desde 45°C para que en el desgasificador alcance hasta 140°C y sea más fácil eliminar el O₂ y gases que puedan dañar la tubería del Generador de Vapor.

Las Bombas de agua de alimentación a la Caldera (12) succionan el agua del Desgasificador o Tanque de Oscilación (9) y la descargan ahora como agua de alimentación a través de los Calentadores de alta presión (8) el Economizador del Domo Superior, del Domo Inferior y de las Paredes de agua, para generar así nuevamente el vapor que se volverá a calentar en el Sobrecalentador y después hará girar la Turbina para iniciar una vez más el ciclo térmico.

Las extracciones de vapor de la Turbina, alimentan a los Calentadores de baja presión, al Desgasificador y a los Calentadores de alta presión para elevar la temperatura del agua desde el orden de 45°C que tiene al salir del Condensador (POZO CALIENTE), hasta 250°C que alcanza al llegar al

Generador de Vapor.

Como en el ciclo térmico hay pérdidas de vapor y de agua, los Pozos Profundos (15) alimentan el agua cruda del subsuelo al Tanque de agua cruda (16) y de ahí pasa a una Planta Desmineralizadora, que cuenta con tanques catiónicos, aniónicos, desgasificadores y lechos mixtos para tratarla y posteriormente poder alimentarla en los Tanques de agua de repuesto de condensado, no representado. De estos últimos Tanques se alimenta al Condensador para compensar las pérdidas de vapor y agua que se sufre en el Ciclo Agua-Vapor.

En algunas Centrales el agua que se utiliza para enfriar el vapor en el Condensador no es agua de pozo, sino agua de mar o agua negra, por lo que cuentan con equipo especial para tratarla.

El acondicionamiento que se le da al agua de circulación para reducir el efecto de sus impurezas (Corrosión e Incrustación) se conoce como Tratamiento Externo. El equipo más empleado para este tipo de acondicionamiento se puede clasificar de acuerdo con las reacciones que tienen lugar en ellos:

a) De Precipitación

- Tratamiento de Cal-Coagulante en frío.
- Tratamiento de Cal-Coagulante en caliente.

Con estos equipos se consigue eliminar la turbidez y las materias en suspensión del agua, por lo que también se les denomina Floculadores y Clarificadores. La concentración de sales solubles de Calcio y Magnesio, que constituyen la

dureza, se logran reducir convirtiéndolas del estado soluble a un producto insoluble. formando un precipitado que se separa por asentamiento.

b) De Intercambio de Iones

-Suavizadores de Zeolitas.

-Desmineralizadores.

Este tipo de equipos aprovechan la propiedad de algunas sustancias naturales y sintéticas de cambiar los cationes y aniones de las sales contenidas en el agua, por radicales Hidrógeno (H^+) y Oxhidrilo (OH^-), purificando de esta manera los efluentes.

c) De Membrana.

-Osmosis Inversa.

Es un proceso de membrana que actúa como un filtro molecular para eliminar del agua minerales disueltos, compuestos orgánicos disueltos, materia coloidal y bacterias.

En este proceso, el agua es introducida a presión a través de la membrana separando la solución en dos partes, una diluida (filtrado o permeado) y otra concentrada (rechazo).

d) Destilación.

Los equipos de Destilación han sido empleados durante muchos años para suministrar agua pura de repuesto. De acuerdo al tipo de agua que procesan se dividen en: Evaporadores (evaporación de agua dulce) y Desaladores (evaporación de agua de mar).

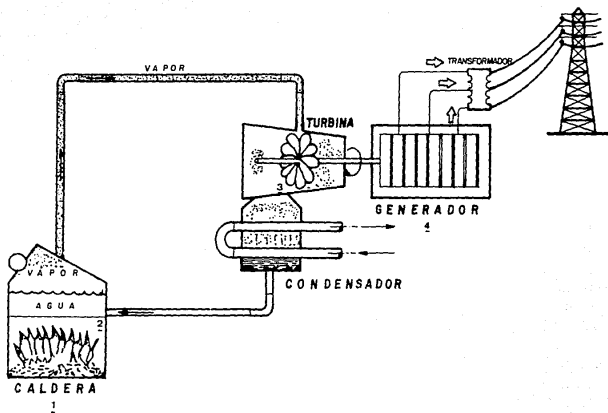


Figura II.1.- EQUIPO PRINCIPAL DE UNA TERMoeLECTRICA

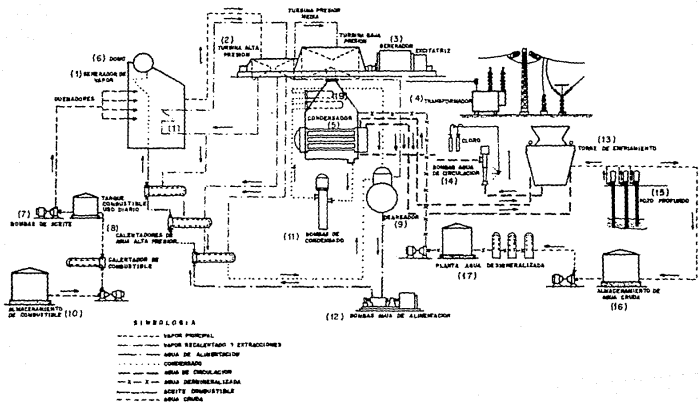


Figura II. 2.- EQUIPO PRINCIPAL Y AUXILIAR DE UNA CENTRAL TERMOELECTRICA

III.-ORIGEN Y CARACTERISTICAS DEL AGUA.

1-FUENTES DE ABASTECIMIENTO.

El agua que se encuentra en la naturaleza, que no es totalmente pura, circula continuamente a través del llamado Ciclo Hidrológico: Precipitación (lluvia), Escurrimiento, Infiltración, Retención (almacenamiento), Evaporación, Reprecipitación y así sucesivamente. Por lo que el agua puede provenir de cuatro fuentes principales.

Lluvia

Manantiales y ríos.

Fozos y perforaciones.

Mar.

El agua de las fuentes antes mencionadas que no han recibido ningún tratamiento se le conoce con el nombre de Agua Cruda.

El hombre, al hacer uso del agua interfiere el ciclo hidrológico, el punto o fase del ciclo en el cual el hombre la desvía o aparta para utilizarla se conoce como fuente de abastecimiento. En algunos lugares geográficos esta acción, ha causado importantes disminuciones en los recursos del agua al regresarla contaminada a sus fuentes naturales.

Los factores que intervienen para la explotación de las fuentes de abastecimiento del agua son diversas, a saber: calidad, cantidad disponible, regularidad del abastecimiento, uso a que se destinará, costo de construcción, operación y mantenimiento de las obras.

Para el abastecimiento del agua se utilizan comúnmente tanto los recursos subterráneos como los superficiales. Las industrias que utilizan gran cantidad de agua usualmente

desarrollan sus propias fuentes de abastecimiento, ya que generalmente es mucho más barato bombear el agua que comprarla a los municipios.

Las impurezas de éstas pueden variar de acuerdo al tipo y cantidad que contengan. La composición del agua varía en diferentes periodos y sobre un rango más o menos amplio. Este es, especialmente, el caso de las corrientes superficiales que pueden mostrar, no únicamente cambios debidos a las estaciones del año, sino también, debido a lluvias, y a menudo presentan variaciones de hora en hora.

1.1-ABASTECIMIENTOS SUBTERRANEOS.

Las principales fuentes de agua son los pozos y los manantiales.

a) Pozos.

Son hoyos abiertos en la tierra que se hacen para llegar a la capa acuífera procedente de manantiales subterráneos, y de acuerdo a su profundidad se les conoce como poco profundos y profundos, menos de 30 metros y más de 30 metros respectivamente.

Dependiendo de las características minerales de las áreas circundantes, las aguas pueden ser duras o suaves.

Estos pozos se deben proteger contra contaminación superficial, deben perforarse, va sea, dentro de las rocas para extraer el agua de las grietas, o a través de ellas

nasta alcanzar los estratos acuíferos más profundos. El agua es clara e incolora debido a la filtración a través de las capas de arena, que tienen el inconveniente de proporcionar, por lo general, aguas excesivamente duras debido a la disolución paulatina de los diferentes estratos minerales circundantes.

b) Manantiales.

Aparecen donde un estrato que lleva agua alcanza la superficie, o bien, donde las fisuras de la roca afloran a la superficie en condiciones tales, que el agua subterránea es forzada a través de las grietas.

1.2-ABASTECIMIENTOS SUPERFICIALES.

Las principales fuentes de abastecimiento superficial son los ríos, lagos, embalses, presas y océanos. Regularmente se encuentran sujetos a una mayor contaminación con respecto a los subterráneos. Las contaminaciones más comúnmente sufridas son por materia orgánica, arcilla, lodo, arrastres de agua de desecho, etc.

El agua que se toma de los ríos requiere por lo general un mayor control, ya que la turbiedad, el contenido mineral, el grado de contaminación y la temperatura pueden presentar grandes variaciones de un día a otro. Por otra parte, las aguas superficiales tomadas de lagos, lagunas, presas y embalses son similares a las aguas de ríos; sin embargo,

dentro de estas masas de agua tiene lugar una autopurificación, de manera que su calidad puede cambiar considerablemente respecto a la calidad de la fuente original.

Actualmente, se utilizan grandes cantidades de agua de mar en las Centrales Termoeléctricas situadas en las costas, tanto para enfriamiento como para la producción de agua destinada a la generación de vapor, utilizando para este fin el método de desalación.

2-ESTRUCTURA QUIMICA DEL AGUA.

Dentro de las características del agua podríamos enumerar las siguientes.

- a) Entre las sustancias inorgánicas comunes tiene la más alta capacidad para absorber calor sin cambiar de temperatura.
- b) No sufre alteraciones químicas con calentamiento dentro del rango de temperatura comúnmente encontradas en la industria.
- c) A la temperatura ambiente puede controlarse y hacerse fluir fácilmente.
- d) Su manejo no representa riesgos.

Estas características tan útiles tienen su origen en una estructura fuera de lo común para una molécula que tiene un peso molecular tan pequeño.

Las cargas positivas y negativas asociadas con el hidrógeno y oxígeno respectivamente, dan lugar a una unión débil, pero efectiva, entre el oxígeno de una molécula y el hidrógeno de

otra, llamados puentes de hidrógeno, y son característicos cuando este elemento está unido a elementos fuertemente electronegativos tales como el flúor, oxígeno, cloro y nitrógeno. Esta unión hace que se formen moléculas asociadas o polímeros. un dipolo de una molécula de agua tiende a unirse a otra análoga a través de sus polos formando el compuesto llamado dihidróxi.

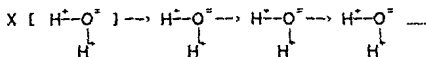


FIG 1.1-EL VALOR X VARIA CON LA TEMPERATURA Y LA PRESENCIA DE OTRAS MOLÉCULAS; DE 4 A 8.

Estas moléculas poliméricas tienen un peso efectivo de 22 a 144, a esto se debe que su punto de ebullición y su calor de vaporización sean relativamente elevados. La atracción de Van Der Waals es proporcional al peso molecular, por lo que, sustancias con elevado peso molecular tendrán por lo general elevados puntos de ebullición. El agua con un peso molecular de 18 debería tener una temperatura de ebullición considerablemente inferior a los 100°C. Este carácter polar hace que sea uno de los mejores disolventes de sustancias minerales, electrolitos, y de algunas sustancias orgánicas, también polares.

Las características de la molécula de agua de unirse fuertemente debido al enlace de hidrógeno, le hace poseer también una elevada tensión superficial que ocasiona que el

agua se eleve en un tubo capilar, o que se forme el menisco cóncavo en su superficie, así como su tendencia a mojar o a penetrar otras sustancias.

3-IMPUREZAS DEL AGUA.

Para propósitos industriales, las impurezas que generalmente se encuentran en el agua se pueden clasificar en:

a) Sustancias en suspensión.

- Inorgánicas Limo (0.05 - 0.002 mm)
 Arena (2.0-0.05)
- Orgánicas Materia vegetal y animal

b) Sustancias disueltas.

- Sales Inorgánicas OH^- , $\text{CO}_3^{=}$, HCO_3^- , $\text{SO}_4^{=}$, Cl^- , NO_2^- , NO_3^- ,
 H_2SiO_3 , Na^+ , K^+ , NH_4^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++} .
- Sales Orgánicas
- Gases CO_2 , O_2 , N_2 .

c) Impurezas coloidales.

Arcilla y sílice muy finamente dividida (0.002mm),
Hidróxidos de hierro y aluminio, productos orgánicos
residuales, ácidos húmicos y sustancias colorantes.

3.1-SUSTANCIAS EN SUSPENSION.

Cualquier impureza insoluble finamente dividida que pueda ser suspendida en el agua y disminuir su claridad, se la conoce como turbidez. Estas pueden ser de origen organico tales como materia vegetal, microorganismos, grasas, aceites, etc; o de naturaleza inorganica, tales como las arcillas, limos, carbonato de calcio, silice, hidróxido férrico, azufre, etc. La turbidez puede deberse a una sustancia simple o, más comúnmente, a una mezcla de sustancias.

En cuanto al tamaño, pueden variar desde las formas coloidales a las muy gruesas, como las arenas que pueden mantenerse en suspensión gracias únicamente, a flujos muy rápidos y turbulentos. Al material que debido a su tamaño se asienta rápidamente se le llama sedimento.

La turbidez no es una determinación exacta de la masa de partículas suspendidas, más bien, es la medida de la opacidad del agua comparada con ciertos estándares arbitrarios.

3.2-SUSTANCIAS DISUELTAS.

Los minerales que el agua disuelve de las rocas consisten principalmente de CaCO_3 (piedra caliza), MgCO_3 (dolomita), CaSO_4 (gypsum), MgSO_4 (sal de epton), SiO_2 (silice), NaCl (sal común), Na_2SO_4 (sal de glauber) y pequeñas cantidades de hierro, aluminio, manganeso, flúor y otras sustancias.

Los problemas de corrosión y depósitos debidos al agua y sus impurezas se deben a cuatro factores:

- a) La solubilidad de las impurezas en particular.
- b) El efecto de la temperatura.
- c) La alcalinidad o acidez del agua.
- d) Las condiciones de oxidación o reducción presentes.

En los procesos en los que el agua se evapora, las impurezas se concentran y el depósito se presenta cuando se excede el límite de solubilidad debido a cambios en temperatura, acidez o alcalinidad.

Los minerales comunes presentes en las aguas naturales pueden clasificarse en cuatro categorías basados en consideraciones de solubilidad.

- a) Compuestos de calcio y magnesio.
- b) Compuestos de sodio.
- c) Sílice
- d) Compuestos de hierro y manganeso

La variación de la temperatura, alcalinidad y acidez del agua, afecta la solubilidad de las sales disueltas en ella; dentro de los cambios más importantes se encuentran los siguientes: la de las sales de sodio, calcio y magnesio disminuyen al aumentar la temperatura, aunque cabe aclarar que la de sodio en un principio aumenta, los depósitos que contengan grandes cantidades de sodio se deben a extrema concentración o evaporación hasta sequedad muy común en las torres de enfriamiento.

La solubilidad de la sílice se incrementa conforme aumenta

la alcalinidad, mientras que la de hierro y magnesio disminuyen. Por lo general las aguas naturales contienen menos de una ppm de hierro soluble ya que al estar expuesto al aire se precipita como óxido férrico.

Los gases que pueden estar en el agua son oxígeno, dióxido de carbono y el amoníaco. La dilución de un gas en el agua tiene relación con tres factores.

a) Su reacción química con ella o su presencia como gas libre.

b) Su presión parcial en el agua y en la atmósfera que lo rodea.

c) La temperatura del agua.

El oxígeno no se ioniza al disolverse en el agua permaneciendo como oxígeno libre y en esto difiere del dióxido de carbono y del amoníaco, ya que estos, hasta cierto punto están ionizados, dependiendo de las condiciones químicas del agua.

El oxígeno puede removerse por deaeración mecánica y el CO_2 y el amoníaco lo serán únicamente en su parte presente como gas libre.

4-ANÁLISIS QUÍMICO DEL AGUA.

Debido a los efectos indeseables de las impurezas del agua, es necesario evaluar la calidad de ésta con vistas a su posible utilización. Las principales impurezas las constituyen los sólidos disueltos disociados en partículas con cargas

positivas (cationes) y negativas (aniones).

Los cationes que comúnmente se encuentran en el agua son el calcio, magnesio y sodio; otros menos frecuentes o que pueden existir en menor proporción son el fierro y el manganeso.

Los aniones presentes regularmente son los bicarbonatos, carbonatos, cloruros, sulfatos, nitratos y, en aguas contaminadas, nitritos. La sílice es otro anión que se encuentra siempre presente en forma de silicatos solubles y muy frecuentemente en estado coloidal. Otras impurezas importantes son los gases disueltos como el bióxido de carbono, oxígeno, ácido sulfhídrico, metano y amoníaco.

El resultado de los análisis de agua realizados se expresan comúnmente en partes por millón o en partes por billón, cuando la sustancia se encuentra solubilizada en pequeñas cantidades. Para facilitar las operaciones aritméticas de los resultados, estos se transportan a una base común, por facilidad se adopta el carbonato de calcio (CaCO_3) con peso molecular de cien.

Cuando los constituyentes se reportan de esta manera, se pueden sumar o restar directamente, sin necesidad de hacer conversiones a las equivalencias. La tendencia actual es de expresar los resultados en equivalentes por millón (epm), que se obtienen dividiendo la concentración expresada en partes por millón, entre su peso equivalente (peso molecular entre su equivalencia). Por ejemplo, si está expresada en partes por millón de CaCO_3 , se divide entre 50, que es el peso equivalente del CaCO_3 .

En el cuadro III.1 se muestra un reporte de resultados del

agua de pozo realizado en una Central Termoeléctrica. Conviene destacar algunas de las determinaciones.

-La dureza total representa el contenido total de calcio y magnesio del agua.

-El contenido de magnesio se obtiene restando el contenido de calcio, de la dureza total.

-Las alcalinidades a la fenolftaleína (F) y al anaranjado de metilo (M) representan la cantidad de carbonatos y bicarbonatos presentes. En aguas crudas generalmente la alcalinidad a la F es igual a cero y toda la alcalinidad presente se debe a bicarbonatos.

-La conductividad específica es una medida de conducción de la corriente eléctrica del agua y tiene relación directa con la cantidad de sólidos disueltos.

-El pH determina el grado de acidez o alcalinidad, se expresa en unidades adimensionales del 1 al 14. Valores menores de 7 denotan acidez, valores arriba de 7 indican alcalinidad, y un valor de 7 significa neutralidad.

CATIONES		PPm COMO	POZO	POZO	POZO	POZO	POZO
CALCIO	Ca	Ca CO ₃					
MAGNECIO	Mg	Ca CO ₃					
SODIO	Na	Ca CO ₃					
TOTAL DE CATIONES		Ca CO ₃					
ANIONES							
BICARBONATOS	HCO ₃	Ca CO ₃					
CARBONATOS	CO ₃	Ca CO ₃					
HIDROXIDOS	OH	Ca CO ₃					
CLORUROS	Cl	Ca CO ₃					
SULFATOS	SO ₄	Ca CO ₃					
NITRATOS	NO ₃	Ca CO ₃					
TOTAL DE ANIONES		Ca CO ₃					
DUREZA TOTAL	D.T.	Ca CO ₃					
ALC. "M"	"M"	Ca CO ₃					
ALC. "F"	"F"	Ca CO ₃					
BIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	CO ₂					
FOSFATOS	PO ₄	PO ₄					
SILICE	SiO ₂	SiO ₂					
CONDUCTIVIDAD	MMHOS	MICROMHOS					
SOL. TOT. DISUELTOS	S.T.D.	Ca CO ₃					
P.H.	P.H.	—					
TEMPERATURA	°C	°C					
TURBIDEZ	U.D.E.T.	U.D.E.T.					
COLOR							
OBSERVACIONES _____							

ANALIZO _____		REVISO _____		Vc. De _____			
INFORME MENSUAL DEL AREA QUIMICA							
Cuadro III 1 DATOS DE CONTROL DE POZOS							

IV.-IMPUREZAS DEL AGUA DE CALDERA EN UNA C. T. Y DAÑOS QUE CAUSAN.

El incremento en la capacidad de las Centrales Generadoras trae implícito el aumento en las condiciones de operación (Fresión-Temperatura, Flujo de vapor) para su funcionamiento. Esto provoca que los mecanismos de corrosión e incrustación se vean acelerados, de tal manera que se pueden provocar grandes fallas, tanto en el Generador de Vapor, como en los sistemas Pre y Post Caldera.

Lo anterior ha llevado a la necesidad de contar con un control cada vez más estricto en el ciclo, con la finalidad de eliminar al máximo las impurezas que generan dichos problemas.

El agua del interior de las Calderas debe reunir ciertas características químicas para prevenir los problemas de incrustación, corrosión, contaminación del vapor y fragilización caústica.

Al tener un buen control del agua de alimentación y de caldera se protege a la Unidad de estos problemas, obteniéndose así, un comportamiento seguro y confiable en su operación al mantener una eficiencia térmica adecuada.

1-IMPUREZAS DEL AGUA DE CALDERA.

Para llevar a cabo un adecuado control del agua de caldera en una C. T. es necesario conocer las impurezas que contiene, así como los daños y problemas que causan, y así evitarlos por medio de un buen tratamiento químico. Ver tabla IV.1.

2-DAÑOS CAUSADOS POR MALA CALIDAD DEL AGUA.

Los daños causados por mala calidad del agua en el Ciclo de Agua-Vapor pueden dividirse en: Corrosión, Depósitos y Arrastres.

2.1-CORROSION.

La corrosión se define como la destrucción del metal por productos químicos o reacciones electroquímicas con su medio ambiente. En los sistemas de intercambio de calor, esta destrucción crea serios problemas; la acumulación de productos de corrosión puede reducir la transferencia de calor en los equipos, reduce el diámetro de las tuberías, aumenta la fricción, se presentan fugas, etc.

La razón básica por la cual ocurre este fenómeno, es porque los metales en su forma refinada, son inestables y tienden a revertirse a su estado natural a través de este proceso, por ejemplo: El hierro en presencia de humedad y aire se transforma en óxido de hierro (un análisis del mineral natural lo muestra como tal).

La corrosión puede presentarse en las siguientes formas:

a) Adelgazamiento del metal o corrosión general.

Es el resultado de una corrosión continua sobre un área grande del metal. El adelgazamiento puede progresar a un punto en el cual el material no puede contener la presión interna, lo que causará que se hinche y reviente.

b) Pitting.

Ocurre cuando una área pequeña del metal es corroída y resulta un hueco profundo llamado "pit". Si no se controla este tipo de ataque, algunos poros o huecos logran atravesar el metal causando fugas. Cuando hay muchos poros juntos, estos pueden conectarse y provocar una fuga de mayor dimensión.

c) Corrosión Cracking.

El "cracking" ocurre a lo largo de una estrecha banda del metal, y puede afectar ciertos materiales. En general las aleaciones, que son una mezcla de metales, son más susceptibles a "cracking". El acero inoxidable y los latones como el "admiralty" son particularmente afectados bajo ciertas condiciones.

d) Exfoliación o desaleación.

Ambos tipos de corrosión están asociados con una reacción selectiva de uno solo de los metales en una aleación. La exfoliación generalmente ocurre en los calentadores de agua. El níquel es oxidado de los tubos de aleación cobre-níquel, dejando capas de cobre metálico y óxido de níquel.

Cuando la separación de aleaciones ocurre en el latón, el zinc es removido del metal dejando una masa esponjosa detrás del cobre. esto es comúnmente referido como deszincificación.

e)Fragilización.

Es un efecto que cambia las propiedades físicas de un metal. Algunas reacciones de corrosión causan que los metales pierdan su conductibilidad y fuerza normal volviéndose débiles.

La fragilización no puede verse por inspección a un tubo de una Caldera que no ha fallado, sin embargo, un tubo que ha sufrido este fenómeno, tendrá una apariencia cristalizada en el borde del punto de falla, y usualmente no habrá evidencia de pandeo.

2.2-DEPOSITOS.

Los depósitos que suelen ocurrir en los equipos de transferencia de calor son los siguientes: por productos de corrosión y por dureza. Debido a que ambos pueden provocar sobrecalentamiento y problemas de corrosión, es necesario lavar las Calderas internamente con productos químicos.

a)Depósitos de productos de corrosión.

En los Sistemas Frecaldera, estos depósitos pueden ser acarreados como sólidos suspendidos por el condensado y agua de alimentación, llegando usualmente a la Caldera.

Casi todos los productos de corrosión son insolubles en agua, y estos pueden a menudo, encontrarse en el fondo del Domo y cabezales; también pueden ocurrir en las superficies de los tubos de Calderas, donde actúan como

aislamiento térmico, retardando la transferencia de calor y causando recalentamiento en los tubos.

Este tipo de depósitos ayudan a la formación de sitios en donde se favorece la corrosión por ataques cáusticos o ácidos.

b) Depósitos de dureza.

El calcio y el magnesio pueden formar depósitos cuando el agua de repuesto no es lo suficientemente pura, o cuando se desarrollan fugas en los tubos del Condensador y se contamina el agua de alimentación con dureza. Todos los contaminantes presentes en el agua de alimentación entran a la Caldera, donde, si el tratamiento no es adecuado, las elevadas temperaturas causan que la dureza se precipite y se incruste.

2.3-ARRASTRES.

Si el vapor contiene gotas de agua cuando sale de Domo, se pueden provocar serios problemas. Las sales disueltas contenidas en las gotas pueden dejar depósitos en los Sobrecalentadores, en donde estas últimas son evaporadas por completo.

Algunas impurezas en el vapor pueden ser arrastradas a la Turbina y depositarse en ella causando pérdida en su eficiencia. También pueden causar corrosión en sus componentes los sólidos disueltos del agua de caldera.

3-DAROS CAUSADOS A PARTES ESPECIFICAS DEL CICLO AGUA-VAPOR POR LAS IMPUREZAS CONTENIDAS EN EL AGUA.

La tabla IV.2 describe las distintas impurezas que contiene el agua y las partes especificas del ciclo Agua-Vapor que pueden ser dañadas, así como el tipo de problemas que causan.

IMPUREZAS	FORMULA QUIMICA	DIFICULTADES Y PROBLEMAS	GUÍA DE TRATAMIENTO
TURBEDAD	COMPUESTOS VARIOS SE EXPRESA EN UNIDADES	IMPORTE APARENCIA INDESEABLE, CAUSA DEPOSITOS EN LINEAS, EQUIPO PROCESO DE INTERCAMBIO DE CALOR	COAGULACION, ASENTAMIENTO FILTRACION.
COLOR	COMPUESTOS VARIOS SE EXPRESA EN UNIDADES.	CAUSA ESPUMA EN CALDERAS, INTERFIERE EN ANALISIS COLORIMETRICOS Y EN SISTEMAS DE PRECIPITACION DEL HIERRO PUEDE TENER O COLOR PEAR EL PRODUCTO EN ALGUNOS PROCESOS	COAGULACION Y FILTRACION CLORACION. ADSORCION POR CARBON ACTIVADO.
DUREZA	SALES DE CALCIO Y MAGNESIO, EXPRESADA COMO $CaCO_3$	PRINCIPAL FUENTE DE INCRUSTACIONES EN EQUIPO DE INTERCAMBIO DE CALOR, CALDERAS, LINEAS Y TUBERIAS. FORMA DE GRUMOS CON EL JABON	SUAVIZACION, DESMINERALIZACION, DESTILACION, TRATAMIENTO INTERNO, DISPERSION
ALCALINIDAD	BICARBONATOS (HCO_3^-) CARBONATOS (CO_3^{2-}) E HIDROXIDO (OH) EXPRESADOS COMO $CaCO_3$	ESPUMA Y ARRASTRES DE SOLIDOS EN LA PRODUCCION DE VAPOR. FRAGILIZACION DEL ACEPO EN CALDERAS. LOS CARBONATOS Y BICARBONATOS PRODUCEN CO_2 AL CALENTARSE Y ESTE GASES CORROSIIVOS.	SUAVIZACION POR CAL-SODA TRATAMIENTO ACIDO. DESALCALINIZACION POR INTERCAMBIO ANIONICO, DESTILACION.
ACIDEZ MINERAL LIBRE	ACIDOS LIBRES H_2SO_4 HCL EXPRESAMOS COMO $CaCO_3$	CORROSION GENERAL	NEUTRALIZACION CON ALCALIS

Tabla IV.1.- IMPUREZAS DEL AGUA

IMPUREZAS	FORMULA QUIMICA	DIFFICULTADES Y PROBLEMAS	GUIA DE TRATAMIENTO
PH	CONCENTRACION DE IONES HIDROGENO DEFINIDO POR $PH = \text{LOG} \frac{1}{H^+}$	EL PH VARIA DE ACUERDO A LA ACIDEZ O ALCALINIDAD EN EL AGUA AGUAS NATURALES OSCILAN DE 6.0 a 8.0	PH DEBE SER REGULADO CON ALCALIS O ACIDOS (SUBIRLO BAJARLO).
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	CORROSION EN LINEAS DE AGUA Y PARTICULARMENTE EN LINEAS DE VAPOR Y CONDENSADO.	DEAERACION, NEUTRALIZACION CON ALCALIS, USO DE AMI- NAS FILMICAS Y NEUTRALIZAN TES.
SULFATOS	SO ₄	INCREMENTO DE SOLIDOS EN AGUA CARACTER CORROSIVO DE SALES. INCREMENTANTE COMBINADO CON EL CALCIO.	DESMINERALIZACION, DESTILACION OSMOSIS INVERSA.
CLORUROS	CL ⁻	INCREMENTA SU CARACTER CORROSIVO INCREMENTA SOLIDOS EN EL AGUA	DESMINERALIZACION, DESTILA- CION Y OSMOSIS INVERSA.
NITRATOS	NO ₃	INCREMENTA SOLIDOS EN EL AGUA PERO ALTAS CONCENTRACIONES SON RARAS. UTIL PARA CONTROLAR LA FRAGILIZACION EN CALDERAS.	DESMINERALIZACION, DESTILA- CION Y OSMOSIS INVERSA.
SILICE	SiO ₂	INCORUSTACION Y DEPOSITOS EN EL AGUA DE ENFRIAMIENTO Y DE CAL- DERAS. VAPORIZACION EN LAS CAL- DERAS Y DEPOSITOS EN ALABES DE TURBINAS.	PROCESO DE REMOCION EN CALIENTE CON SALES DE MAG- NESIO ADSORCION POR RESINAS DE INTERCAMBIO IONICO FUER- TEMENTE BASICAS.
FIERRO	Fe ⁺⁺ (FERROSO)	COLORACION Y PRECIPITACION EN EL AGUA. DEPOSITOS EN LINEAS, CALDE- RAS, ETC.	AERACION, COAGULACION Y FILTRACION. SUAVIZACION CON CAL. INTERCAMBIO CATIONICO.

IMPUREZA	FORMULA QUIMICA	DIFICULTADES Y PROBLEMAS	BUJA DE TRATAMIENTO
FIERRO	Fe^{++} (FERRICO)	INTERFIERE EN ALGUNOS PROCESOS	FILTRACION POR CONTACTO
MANGANEBO	Mn^{++}	MISMOS QUE EL FIERRO	MISMOS QUE PARA EL FIERRO
ACEITES Y GRASAS	EXPRESADO COMO MATERIA - LES EXTRACTABLES POR CLOROFORMO.	DEPOSITOS, Lodos Y ESPUMADO EN CALDERAS.- IMPIDE LA TRANSMISION DE CALOR.- INDESEABLE EN LA MA- YOR PARTE DE PROCESOS.	SEPARACION MECANICA - COA - LACION Y FILTRACION. FILTRACION A TRAVES DE TIERRA DIATOMACEA.
OXIGENO	O_2	CORROSION EN LINEAS DE AGUA EQUIPO DE INTERCAMBIO DE CALOR, CALDERAS, RETORNO DE CONDENSADO ETC.	DEREACION, ELIMINADORES DE OXIGENO, HIDRAZINA, SULFITO DE SODIO, INHIBIDORES DE CORROSION
SULFURO DE HIDROGENO	H_2S	CAUSA OLOR A HUEVOS PODRIDOS. CORROSION GENERAL VENENOSO.	AREACION, CLORACION, INTER- CAMBIO IONICO CON RESINAS FUERTEMENTE BASICAS.
AMONIACO	NH_3	CORROSION DEL COBRE, ZINC Y SUS ALEACIONES, FORMACION DE IONES SOLUBLES COMPLEJOS.	INTERCAMBIO CATIONICO, CLORA- CION DEAREACION.
CONDUCTIVIDAD	EXPRESADA EN $mmhos/cm$	RESULTADO DE SOLIDOS IONIZABLES EN SOLUCION. ALTA CONDUCTIVIDAD INCREMENTA CARACTERISTICAS CO- RROSIVAS DEL AGUA.	CUALQUIER PROCESO QUE DIS- MINUYA EL CONTENIDO DE SALES DISUeltas, DESMINERA- LIZACION, DESTILACION, OSMO- SIS INVERSA.

IMPUREZA	FORMULA QUIMICA	DIFICULTADES Y PROBLEMAS	GUIA DE TRATAMIENTO
SOLIDOS SUSPENDIDOS	VARIOS COMPUESTOS	SOLIDOS SUSPENDIDOS EN LA CANTIDAD DE MATERIA EN SUSPENSION DETERMINADA POR GRAVIMETRIA, TAPAN LINEAS, CAUSAN DEPOSITOS EN EQUIPO DE TRANSFERENCIA DE CALOR CALDERAS, CONDENSADORES ETC.	DECANTACION, FILTRACION PRECEDIDA DE COAGULACION
SOLIDOS TOTALES	VARIOS COMPUESTOS	SUMA DE SOLIDOS DISUELTOS E INSOLUBLES. SE DETERMINA POR GRAVIMETRIA.	COMBINACION DE METODOS ARRIBA MENCIONADOS.

IMPUREZAS	DADOS			OBSERVACIONES
	PARTE DANADA	PRIMERA ETAPA DE DAÑO	SEGUNDA ETAPA DE DAÑO	
DUREZA (Ca, Mg)	1	SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACION	INCRUSTACION	LA INCrustACION ESTA EXPUESTA A FIJARSE POR MAL TRATAMIENTO QUIMICO Y LA ALTA TEMP
	2	TUBOS DE PARED DE AGUA	INCRUSTACION	RETARDA LA TRANSFERENCIA DE CALOR SOBRECALENTAMIENTO LOCAL.
	3	FONDO DEL DOMO	ACUMULACION DE LODOS	CORROSION
	4	AGUA DE ALIMENTACION	REDUCCION DEL P.H.	CORROSION
HIERRO (Fe)			IGUAL AL 2	ES ARRASTRADO DEL SISTEMA PRECALDERA. P.H. BAJO CAUSADO POR ALTO CONTENIDO DE O ₂
			IGUAL AL 3	
SULFATOS (SO ₄)			IGUAL AL 2	
			IGUAL AL 3	
SILICE (SiO ₂)	5	CALDERA	ADHERENCIA DE INCRUSTACION	IGUAL AL 2
	6	TUBOS DEL SO - BRECALENTADOR	ARRASTRE	ADHERENCIA DE INCRUSTACION, SOBRECALENTAMIENTO LOCAL, RUPTURA.
	7	TURBINA	ARRASTRE	ADHERENCIA DE INCRUSTACION, REDUCCION DE EFIC. Y PAST. DE SALIDA
SOLIDOS TOTALES			IGUAL AL 6	
			IGUAL AL 7	
	8	CALDERA	CORROSION	

TABLA IV.2.- DADOS DEBIDOS A IMPUREZAS DEL AGUA

ALCALINIDAD	9	CALDERA	CORROSION		
		IGUAL AL 6	6 + CORROSION		
		IGUAL AL 7	7 + CORROSION		
MATERIA ORGANICA		IGUAL AL 6 (AYUDA AL ARRASTRE)			
		IGUAL AL 7 (AYUDA AL ARRASTRE)			
	10	INTERCAMBIADOR IONICO	ENSUCIAMIENTO Y DETE - RIORO DE LAS RESINAS	REDUCCION DE LA EFI - CIENCIA DE LAS RESINAS	
OXIGENO DISUELTTO (O ₂)		CADA SISTEMA	CORROSION	CAUSA PRINCIPAL DE PITTING	FUERA DE SERVICIO
	11	CONDENSADOR CALENTADORES B.P.	ACELERA LA CO - RROSION.	FORMACION DE INCRUS - TACION EN CALDERA	EN SERVICIO
ACIDO CARBONICO LIBRE	12	CADA SISTEMA ESPECIALMENTE CONDENSADOR Y SIST. DE A. DE A.	CORROSION	CAUSA PRINCIPAL DE CORROSION	
CLORO LI - BRE (Cl ₂)	13	SISTEMA DE AGUA DE ALIM.	CORROSION	CAUSA PRINCIPAL DE PITTING	
	14	INTERCAMBIADOR IONICO	OXIDACION DE RESINAS	REDUCCION DE EFI - CIENCIA	
ION CLORO (Cl ⁻)		CADA SISTEMA	CORROSION	PROMOTOR DE CORROSION ESPECIALMENTE POR STRESS DE LOS ACEROS INOX. ANSTEMITICOS.	

63

V.-DOSIFICACION QUIMICA PARA EL CONTROL DEL CICLO AGUA VAPOR.

Para evitar que se presenten daños en los equipos, por las impurezas en el agua del ciclo Agua-Vapor, es necesario llevar un control por medio de dosificación de productos químicos y análisis en Laboratorio que nos permita mantener las concentraciones de éstas dentro de los límites requeridos para cada Unidad Generadora, dependiendo de sus condiciones de operación.

El tratamiento químico del ciclo Agua-Vapor se puede dividir en dos: de agua de caldera y el de agua de alimentación.

1-TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE CALDERA.

Existen varios tipos de tratamiento para el agua de caldera.

1.1-CONTROL POR FOSFATOS.

Para evitar que las sales de calcio y magnesio formen una incrustación en la Caldera, el tratamiento interno deberá precipitarlos como lodo, manteniéndose éste en forma fluida para eliminarlo mediante purgados continuos.

La eliminación del calcio se considera más problemática que la del magnesio ya que éste es precipitado rápidamente por la alcalinidad del agua de caldera formando hidróxido de magnesio. La sustancia química utilizada más regularmente para precipitar las sales solubles de calcio son los fosfatos, éstos reaccionan con el calcio para formar fosfato tricálcico, que es un lodo no adherente. Para que tenga

lugar esta reacción, deberá existir en el agua un pH mayor de 9.5, que mantendrá una alcalinidad suficiente para precipitar al producto de la reacción, los fosfatos mono y dicálcico son precipitados adherentes, por lo que son difíciles de eliminar con la purga.

La dosificación del fosfato, se debe efectuar directamente al Domo superior de la Caldera, ya que si se dosifica en la línea de agua de alimentación puede ocasionar precipitados y depósitos en tuberías y válvulas, debido a la reacción tan rápida que se lleva a efecto con el calcio, y se puede obstruir tanto el flujo como la operación de los equipos de control, por lo que debe hacerse de una manera tal que siempre se mantenga en el agua un residual del producto, dentro de los límites de operación de la unidad, y esto se logra mediante choques.

a) Tratamiento Caústico.

Se controla el pH para prevenir la formación de incrustación mediante la inyección de hidróxido de sodio y fosfato trisódico. Este tratamiento se utiliza en Calderas de baja presión ya que la sosa puede causar severos problemas de corrosión cáustica en Calderas de alta presión.

b) Control Coordinado pH-Fosfatos.

Utilizado en unidades que operan a presiones de 40 kg/cm² o mayores, con el objeto de reducir al máximo la corrosión cáustica en la caldera.

Se ajustan las características del agua de tal manera que se tenga una relación fosfato-Alcali aproximado a la hidrólisis estequiométrica del fosfato trisódico. Se selecciona el fosfato a dosificar de tal manera que al adicionarlo el pH se mantenga abajo de la curva de hidrólisis. (gráfica V.1 pH-Fosfato). De esta manera no existirá hidróxido de sodio libre, entendiéndose por éste la cantidad de NaOH en solución en exceso derivado de la hidrólisis del fosfato trisódico de acuerdo con la siguiente reacción.



c) Control Congruente.

La corrosión cáustica se ha llegado a presentar aún cuando se lleve estrictamente el control coordinado de pH-fosfatos en el ciclo agua-vapor.

Se han propuesto varias explicaciones a ello y lo más aceptable establece que, al precipitar el fosfato de una solución sobresaturada, no lo hace exclusivamente como fosfato trisódico, sino también como fosfato disódico, con el resultado de que el agua de caldera contendrá un exceso de hidróxido de sodio libre.

Las composiciones congruentes, aquellas en las cuales la fase sólida es igual a la fase líquida, corresponden a las relaciones molares de sodio-fosfato de 2.65 a 265°C y 2.65 a 300°C. Se prefiere mantener la relación Na/PO₄ debajo de 2.6.

Dependiendo de los contaminantes que entran a la Caldera se puede mantener el control entre estos límites por adición adecuada de los diferentes tipos de fosfatos.

La relación entre la razón de mezcla de fosfato disódico y fosfato trisódico y la razón molar Na/PO_4 se muestra en la siguiente tabla.

No	RAZON DE MEZCLA		RAZON MOLAR
	Na_2PO_4	Na_2HPO_4	Na/PO_4
1	1.0	0.0	3/1
2	0.9	0.1	2.9/1
3	0.8	0.2	2.8/1
4	0.7	0.3	2.7/1
5	0.6	0.4	2.6/1
6	0.5	0.5	2.5/1
7	0.4	0.6	2.4/1

TABLA V.1.-RELACION MOLAR Na/PO_4

En la gráfica V.2 se muestra la curva de control congruente pH/PO_4 . En ella se tienen los valores de pH en función de la concentración de fosfato para diferentes relaciones molares de Na/PO_4 .

Este tipo de control es utilizado en Calderas que operan a presiones superiores a $100 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

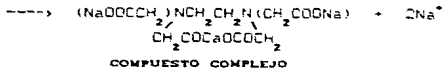
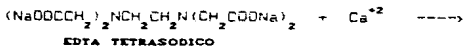
1.2-TRATAMIENTO VOLATIL.

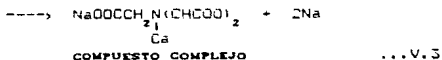
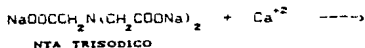
Es el control de pH del agua de caldera mediante productos volátiles, tales como la hidracina, amoniaco, morfolina y ciclohexilamina.

Estos tipos de tratamientos son recomendados para Calderas que operan a presiones hasta de 160 kg/cm² donde el fenómeno de enmascaramiento ("hide-out") de fosfatos ocurre algunas veces. Sin embargo, el control congruente de fosfatos debe ser usado en el caso de posibles incrementos de pureza del agua de alimentación por fugas del Condensador.

1.3-CONTROL POR QUELATOS.

Los quelatos reaccionan con los cationes divalentes y trivalentes para formar compuestos solubles complejos, que son estables térmicamente. Los productos más comúnmente utilizados con este fin son: sales del ácido etilendiaminotetrásico (EDTA) y del ácido nitrilotriacético (NTA). Su reacción con el calcio es la siguiente:





Ambos quelatos se descomponen a temperaturas altas. Generalmente el NTA se emplea en Calderas con presiones inferiores a 60 kg/cm², mientras que el EDTA se emplea hasta presiones de 80 kg/cm². Los fosfatos constituyen un tratamiento por precipitación, mientras que los quelatos lo son por solubilización.

2-TRATAMIENTO QUIMICO DEL AGUA DE ALIMENTACION.

Este tipo de tratamiento se efectúa con la finalidad de eliminar principalmente el oxígeno que trae consigo el agua. La presencia de este gas en la Caldera, ocasionará la corrosión por picaduras, aparte de que puede favorecer otros tipos de corrosión, como la del cobre por amoníaco, por lo que es necesaria su eliminación. Inicialmente se acostumbra su eliminación mecánica mediante Deareadores, los cuales se describirán más adelante. Este tipo de deareación se aplica, no únicamente al agua de repuesto, sino a toda el agua de alimentación.

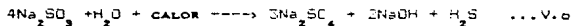
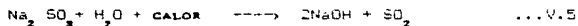
Bajo condiciones óptimas, es posible reducir el oxígeno

disuelto en el agua hasta concentraciones tan bajas como 0.007 ppm. El remanente de oxígeno después de esta decaración mecánica, será eliminado por medios químicos. Algunas sustancias que pueden ser utilizadas son:

a) Sulfito de sodio: Se ha utilizado desde hace mucho tiempo como un eliminador de oxígeno en aguas de caldera. Reacciona rápidamente, particularmente a altas temperaturas, formando sulfato de sodio de acuerdo a la siguiente reacción:



Actualmente, es utilizado en Calderas de baja o moderada presión, siendo prohibitivo su uso en Calderas de alta presión, debido a una potencial descomposición térmica, como sigue:

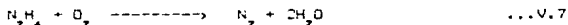


La reacción anterior se inicia a presiones de 40 kg/cm² aún cuando usualmente no crea problemas sino hasta presiones mayores de 60 kg/cm². El principal problema asociado con la descomposición del sulfito de sodio, es la formación de gases corrosivos como el dióxido de azufre y el ácido sulfhídrico. Otra desventaja es el aumento del contenido de sólidos disueltos por presencia de sulfato de sodio, lo que propicia

el arrastre y la necesidad de purgas.

En Calderas que utilizan el control coordinado $\text{pH}-\text{PO}_4$, el uso de sulfito de sodio no es aconsejable, ya que la introducción de iones sodio altera el balance entre Na y PO_4 .

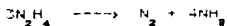
b) Hidrazina: Para Calderas de alta presión se emplea como agente reductor del oxígeno la hidrazina (N_2H_4). Que reacciona con el oxígeno disuelto del agua de acuerdo a la siguiente reacción:



Es importante hacer notar que los productos de la reacción de la hidrazina, a diferencia de los del sulfito de sodio, no añaden sólidos disueltos al agua de caldera y además son inertes. Parte de lo anterior, formará magnetita y óxido cuproso, que son los óxidos estables del hierro y del cobre haciendo a estos materiales y a sus aleaciones menos susceptibles a la corrosión.

Este producto se alimenta en forma continua después del Condensador principal o a la salida del Deareador, en cantidad suficiente para mantener un residual en Caldera entre 0.002 y 0.02 ppm como N_2H_4 .

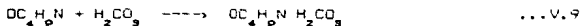
Entre 110 y 270° C la hidrazina aumenta su volatilización con lo cual protegerá al Sistema postcaldera al elevar el pH y pasivar las superficies del metal. A 270° C y por arriba de esta temperatura se descompone conforme a la siguiente reacción:



...V.8

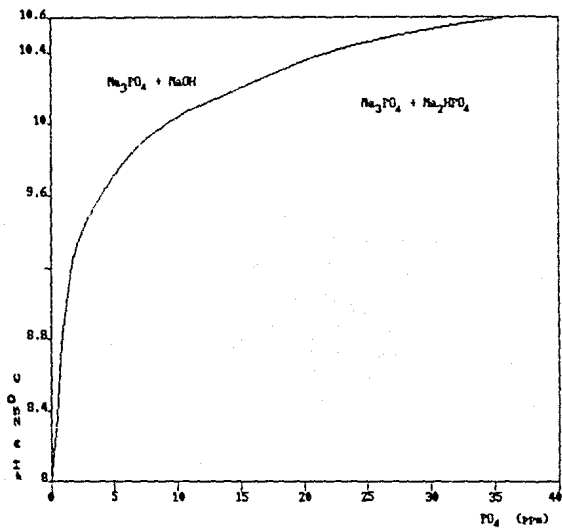
Esta reacción ocurre relativamente despacio, pero se acelera conforme aumenta el nivel de hidrazina. Un incremento en esta reacción produce amoniaco, el cual puede atacar al cobre y a sus aleaciones en presencia de oxígeno. En algunas Centrales Termoelectricas se tienen valores máximos permisibles en concentraciones de amoniaco de 0.05 a 0.1 y en otras hasta 1.0 ppm como amoniaco.

c) Aminas neutralizantes: Normalmente se denominan aminas neutralizantes o volátiles por que actúan neutralizando el ácido carbónico, elevando el pH. La morfolina y la ciclohexilamina, son las más comúnmente utilizadas. La reacción para la morfolina es la siguiente:

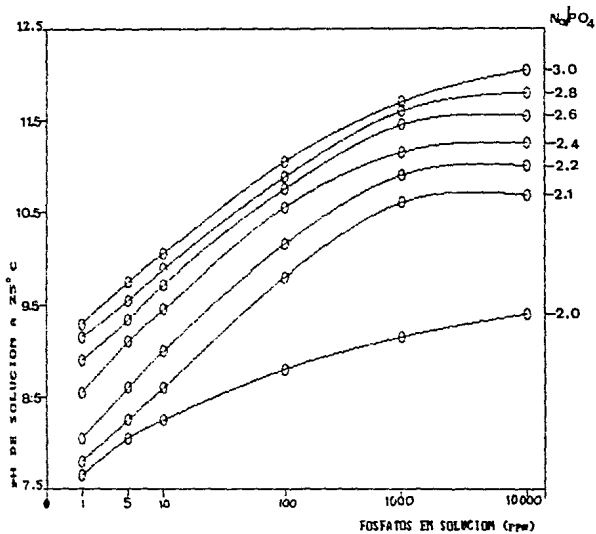


Las aminas difieren en costo, reacción y relación de distribución vapor-liquido. Una utilidad muy interesante de estas aminas, es la prevención de la corrosión en el extremo húmedo de las Turbinas. En esta sección la humedad condensada y la alta velocidad tienden a eliminar la película protectora de óxidos, siendo necesario mantener el pH alto. La morfolina es particularmente utilizada para este propósito ya que es menos volátil que la ciclohexilamina.

d) Aminas filmicas: Funcionan de manera distinta a las neutralizantes, ya que, en vez de neutralizar el bióxido de carbono, forman sobre la superficie metálica una película que actúa como barrera entre el metal y el condensado, protegiendo al primero del ataque del oxígeno y del bióxido de carbono. Las aminas filmicas de valor en la prevención de corrosión, tienen un alto peso molecular con cadenas rectas conteniendo de 10 a 18 átomos de carbono, tales como la octadecilamina ($C_{18}H_{37}NH_2$) y la hexadecilamina ($C_{16}H_{33}NH_2$). Además, forman una película muy delgada que no impide la transmisión de calor y tiene la habilidad de remover depósitos antiguos que son producto de la corrosión.



Gráfica V.1-CURVA PARA EL CONTROL COORDINADO DE FOSFATOS-pH
A NIVEL BAJO PARA USO EN CALDERA DE ALTA PRESION.



Gráfica V.2-CURVAS PARA EL CONTROL CONGRUENTE FOSFATOS-PH
A DIFERENTES RELACIONES MOLARES DE SODIO-FOSFATO.

VI.-PARAMETROS DE CONTROL DE CALIDAD DEL AGUA DE CALDERA Y AGUA DE ALIMENTACION.

Los valores máximos y mínimos de concentración de las diferentes especies químicas que están presentes en el ciclo Agua-Vapor de una Central Termoeléctrica se enlistan en la tabla VI.1, tanto para el agua de caldera como para el agua de alimentación, en función de la presión de operación, así como el tipo de tratamiento necesario en cada caso.

Una explicación más amplia de todos y cada uno de estos parámetros de control de calidad del agua es:

1-pH.

El propósito de tener límites de valores de pH en el agua de alimentación y de caldera es para prevenir la corrosión del sistema precaldera y demás equipo, y reducir tanto como sea posible el arrastre de material corroído a la Caldera, evitándose de esta manera la contaminación y los problemas causados en las superficies de transferencia de calor por depósitos.

Se ha observado que uno de los métodos más efectivos para evitar la corrosión, es mantener la concentración del oxígeno disuelto en el agua de condensado en un valor tendiente a cero y mantener un pH que disminuya el ataque. Los límites de pH mostrados en la tabla VI.1 son resultado de estudios realizados en algunas Centrales, los cuales se han registrado como los más adecuados para las distintas clases de Unidades Generadoras, y dependen de las características particulares de cada Unidad, donde el encargado del control químico debe

seleccionar estos, asegurándose que el Fe y Cu disueltos en el agua de alimentación, sean los adecuados para los valores alto, medio y bajo. Para optimizar esto, se han generado gráficas y figuras de los estudios realizados en campo.

En la gráfica VI.1 se puede observar que, en caso de no haber presencia de oxígeno, el efecto del pH es importante solo al principio de la exposición, ya que la velocidad de corrosión es más alta en los primeros días, pero después del día 100 no existe diferencia significativa entre los datos a un rango de pH de 7.0 a 10.6.

En la gráfica VI.2 se puede observar que la velocidad de corrosión del acero tiende a un valor mínimo con un pH entre 11 y 12, que es un valor con carácter básico.

Se llevó a cabo un experimento en el Laboratorio con el objeto de saber el comportamiento de la velocidad de corrosión de acuerdo al pH del agua a temperaturas bajas (22 y 40°C). Ver gráfica VI.3. Se puede observar que a la temperatura mayor, la velocidad de corrosión se incrementa, y que sus valores se disparan a potenciales de Hidrógeno cada vez más ácidos.

Con datos de velocidad de corrosión del acero a presiones entre 100 y 125 kg/cm², se determinó la gráfica VI.4, en donde se puede apreciar que a un pH de 10, la velocidad de corrosión disminuye muy significativamente.

Se ha observado que en caso de tener pequeñas cantidades de oxígeno disueltos en condensado, un incremento en el valor de pH, en el rango de 9.0 a 9.6, reduce la corrosión de hierro y cobre del sistema precaldera (ver gráfica VI.5), esto es muy

importante de tomar en cuenta para evitar picaduras en el Condensador cuando exista contaminación en el ciclo.

Los datos para generar las gráficas anteriores fueron tomados de una Unidad Generadora de 156 MW con las siguientes características:

TUBERIA CAL. AP=ACERO

TUBERIA CAL. SP=ALEACION DE COBRE

O₂ EN AGUA DE ALIMENTACION=0.0 PPM

O₂ EN CONDENSADO=0.0 PPM

2-DUREZA.

La dureza (sales de calcio y de magnesio) en el agua de alimentación, forma incrustación en las superficies de transferencia de calor de la Caldera y causa la expansión y ruptura de los tubos de agua. También forma lodos que se acumulan en el fondo causando corrosión. Con el incremento de la temperatura y presión del agua de caldera y la evaporación de la misma, la Caldera sufre más daños. En el caso de unidades de más de 150 kg/cm² la dureza en el agua de alimentación debe ser cero.

La tabla VI.2 puede servirnos de referencia ya que son datos aproximados que dan una idea del aislamiento térmico que provocan esas sales.

INCRUSTACION Y OTRAS MATERIAS	CONDUCTIVIDAD TERMICA kcal/m D ²
HOLLIN	0.06-0.1
ACEITE	0.1
INCRUSTACION DE SILICATOS	0.02-0.4
INCRUSTACION DE CARBONATOS	0.4-0.6
INCRUSTACION DE SULFATOS	0.1-2.0
ACERO	40-60

Tabla VI.2-AISLAMIENTO TERMICO DE ALGUNAS SALES
E IMPUREZAS DEL AGUA DE CALDERA

En la gráfica VI.6 se muestra la solubilidad del sulfato de calcio y magnesio, dos de las sales que forman la dureza en el agua, es interesante ver que la solubilidad del sulfato de calcio disminuye conforme aumenta la temperatura, y que el sulfato de magnesio, después de 50-65°C, también empieza a disminuir o precipitar, con lo que nos podemos dar una idea de cómo se agrava el problema de los depósitos a medida que aumentan las condiciones de operación en las unidades.

3-ACEITE.

El aceite provoca espuma en la Caldera y ayuda al arrastre, el cual suele ser carbonizado, con lo que aumenta la formación de incrustación en las superficies de transferencia de calor. Por

esto es necesario mantener su concentración tan baja como sea posible en el agua de alimentación. En unidades con presiones de más de 150 kg/cm^2 no hay posibilidad de admitir aceite en el agua de alimentación.

Cuando ocurre una fuga de aceite al agua de alimentación se ha observado que se forman películas del mismo en la parte superior de los vidrios de nivel en el Condensador, Calentadores de baja presión y Deareador. Dichas fugas pudieran ocurrir en el sistema de calentamiento de combustible. Por lo tanto, dichos medidores de nivel deben ser examinados periódicamente para apreciar la existencia o no de aceite.

4-OXIGENO DISUELTO.

En las Plantas Generadoras de vapor, el oxígeno disuelto es el factor líder en la causa de corrosión del sistema precaldera, además de que, en general, provoca su aceleración; también favorece este fenómeno en las aleaciones de cobre por presencia de amoníaco; así mismo causa picaduras ("pitting") en el acero. Por lo tanto es deseable el mantener su residual tan bajo como sea posible tanto en el agua de alimentación como en el condensado.

Generalmente, el oxígeno disuelto asociado con el agua de alimentación no provoca serios problemas, debido a que ésta es pasada a través del Deareador y después tratada con reductores de oxígeno para su remoción completa.

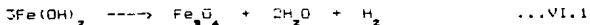
Sin embargo, el oxígeno en el agua de condensado, tiende a alcanzar niveles considerables de concentración provocadas por el vacío al que trabaja el Condensador. En el caso de que esto suceda, deberán chequearse todas las llegadas al equipo, hasta localizar la entrada de aire y cancelarla.

Las principales partes causantes de pérdidas de vacío son las conexiones de los medidores de nivel, tuberías, bridas, prensas de válvulas, etc. Las bombas de condensado pueden ser operadas alternadamente para ver cual línea es la responsable del incremento del oxígeno disuelto. La siguiente tabla presenta más detalles al respecto.

<p>ACERO (TIPO COMUN DE CORROSION).</p>	<p>$Fe + 2 H_2O \rightarrow Fe(OH)_2 + H_2$ CUANDO LA REACCION ALCANZA SU EQUILIBRIO, LA REACCION SE DE- TIENE.</p>
<p>ALEACION DE COBRE (CORROSION POR AMONIACO).</p>	<p>$4Fe(OH)_2 + O_2 + 2H_2O \rightarrow 4Fe(OH)_3$ EL OXIGENO DISUELTO ROMPE EL EQUILIBRIO Y ACELERA LA REAC- CION.</p> <hr/> <p>$Cu + \frac{1}{2}O_2 + 4NH_4OH \rightarrow Cu(NH_3)_4(OH)_2 + 4H_2O$ LA COEXISTENCIA DE OXIGENO DI- SUELTO Y AMONIACO PROVOKA QUE LA CORROSION DE ALEACIONES DE COBRE PROGRESE.</p>

Tabla VI.3-CORROSION DEL ACERO Y ALEACIONES
DE COBRE POR OXIGENO DISUELTO.

Cuando la película de óxido de hierro que cubre la superficie del acero es destruida por esfuerzo térmico u otra causa, el metal base queda expuesto, formándose entonces una celda local entre el óxido de hierro y el metal base, induciendo corrosión electroquímica. En el proceso final, el metal expuesto se cubrirá con hidróxido de fierro, y a alta temperatura la corrosión progresará de acuerdo a la siguiente reacción:



Si el pH del agua es bajo o hay presencia de oxígeno, el problema se agudizará hasta provocar la falla del tubo.

En presencia de oxígeno disuelto, la película de óxido se acumula por precipitación en la superficie de carga positiva del material: en el fondo de éste, el gas se consumirá por efecto de la corrosión electroquímica, quedando entonces ahí una concentración menor a la de la superficie de la acumulación. Esto crea una celda de concentración de oxígeno disuelto, la cual hará que progrese la corrosión en forma de picadura. Esta frecuentemente toma la forma semicircular, cuya parte interna está cubierta de hierro oxidado.

En la gráfica VI.7 se presenta la solubilidad del oxígeno en el agua en función de la temperatura, en donde puede apreciarse que al aumentar esta última, disminuye significativamente la solubilidad, con lo que se entiende porqué se calienta el agua en los deareadores.

5-FIERRO Y COBRE EN AGUA DE ALIMENTACION.

El contenido de fierro y cobre es producto de la corrosión de los materiales del sistema precaldera. Al ser acarreados al interior de la Caldera por el agua de alimentación, el fierro y el cobre se depositan por si solos en la superficie de transferencia de calor causando distensión, y finalmente la ruptura del tubo de pared de agua. Estos también se colectarán en el fondo de la Caldera y acelerarán el ataque en esta zona. En Calderas industriales, los depósitos de incrustación en los tubos de pared de agua, son inducidos por fierro, cobre y otros óxidos metálicos. Observando los depósitos internos de un tubo de pared de agua, se puede notar que la incrustación más pesada está del lado de la absorción más grande de calor. En instalaciones modernas, la mayoría de las fallas de los tubos son provocados por depósitos internos.

La razón de crecimiento de los depósitos en los tubos de pared de agua, son proporcionales a la concentración de fierro, cobre y otras impurezas del agua. Por lo tanto para evitar este problema, se deben mantener, tan bajos como sea posible, las concentraciones de estos metales.

Los límites de control dados como protección se enlistan en la tabla VI.1, junto con la operación de la planta. Manteniendo el valor adecuado de pH y el oxígeno disuelto, la concentración de las impurezas del agua pueden permanecer por debajo de los límites referidos.

En el interés de asegurar la operación correcta y segura de la planta es imperativo para los encargados, acercarse

positivamente a la reducción del contenido de fierro y cobre en el agua de alimentación de referencia.

En la tabla VI.4 se reporta la composición química de depósitos en el interior de un tubo de pared de agua de una Caldera con las siguientes características:

- Unidad de quemado con aceite pesado.
- Dos años después de sufrir una limpieza química
- Calentador de alta presión: Tubería de acero.
- Calentador de baja presión: Tubería de aleación de cobre.

TUBO MUESTRA	LOCALIZACION	FeO ₄	Cu	NiO	Al ₂ O ₃
PARED IZQ.	LADO HORNO	30.2	3.02	0.02	0.04
No 118	LADO PARED	16.1	0.14	0.01	0.03
PARED IZQ.	LADO HORNO	36.2	3.77	0.02	0.42
No 34	LADO PARED	17.5	0.48	0.01	0.05
PARED IZQ.	LADO HORNO	88.3	6.80	Tr	0.30
No 118	LADO PARED	58.2	0.90	Tr	0.20
PARED IZQ.	LADO HORNO	77.0	8.00	Tr	0.50
No 34	LADO PARED	64.6	2.30	Tr	0.30

Tabla VI.4-COMPOSICION QUIMICA DE DEPOSITOS EN

EL INTERIOR DE UN TUBO EN mg/cm² y %.

Tr= TRAZAS

CaO	MgO	ZnO	PO ₄	SiO ₂	TOTAL
0.01	0.36	0.06	0.88	0.15	44.4
---	---	0.04	0.07	0.05	16.4
0.28	0.5	1.55	4.22	0.18	47.0
---	0.04	0.18	0.21	0.06	18.5
---	0.80	1.50	2.00	0.30	---
---	---	0.20	0.40	0.30	---
0.50	1.10	3.30	0.00	0.30	---
---	0.20	1.00	1.10	0.30	---

CONTINUACION DE LA TABLA VI.4

6-SILICE

El peor de los efectos dañinos que la sílice puede provocar, ocurre cuando en forma disuelta en el vapor es arrastrado a la Turbina junto con otros sólidos, induciendo depósitos en los Alabes de ésta y por lo tanto reduciendo eficiencia de operación de la Unidad.

El arrastre selectivo de la sílice se ve incrementado con la presión de la Caldera y la concentración en la misma. La cantidad de la sal en el vapor generado tolerable en base a experiencias, no debe exceder de 0.02 ppm. Por lo tanto para mantener su concentración en el vapor dentro de estos límites, el agua de alimentación debe ser manejada adecuadamente.

En función de sus fuentes, la sílice en vapor generado puede clasificarse como sigue:

a) La que trae consigo la arena, polvo, etc., durante el montaje de la Caldera.

b) La que es arrastrada a la flauta en el agua de repuesto.

La primera debe ser removida por medio de limpieza química, purga de vapor en el periodo de arranque inicial y durante la operación de la Caldera. La segunda debe purgarse en operación durante los incrementos de presión.

Para evitar problemas por sílice, sus límites de concentración deben mantenerse abajo de los valores tolerables.

En la gráfica VI.8 se presentan los valores máximos permisibles en agua de caldera a diferentes valores de pH en función de la operación de la Unidad, para mantener una concentración en vapor menor de 99.2 ppm. Los datos de la figura anterior fueron obtenidos de una unidad con valores de pH de 10.0 y 9.0 en el agua de caldera.

En la gráfica VI.9 se presenta el comportamiento de la solubilidad de la sílice en vapor saturado y sobrecalentado. Por ejemplo, bajo una presión de 135 atm^2 , la cantidad de sílice disuelta en el vapor saturado tiende a 20 ppm. Bajo la misma presión, la cantidad disuelta en el vapor sobrecalentado será cerca de 50 ppm. También ocurre que, en las mismas condiciones, cuando la concentración en agua de caldera es de 20 ppm, el valor en el vapor es cerca de 0.8 ppm.

Los datos para general, la gráfica de la figura VI.10 se tomaron de los estudios realizados por Joceline y Browar, First y Wagner (Beta Laboratories Inc, 1970) que están en

función de la presión y el pH. Se puede apreciar que a mayor pH y una misma presión, existe un menor arrastre de sílice. En la grafica VI.11 se da un ejemplo de cómo debe operarse la purga de la Caldera en una Unidad Generadora conforme se va incrementando la presión de operación. Los datos fueron tomados en un rango de pH de 9.3 a 9.7 y 9.7 a 10.0. En el ejemplo la presión se incrementa progresivamente a 100, 130, 150 y 180 kg/cm² con remoción de sílice por purgados en cada etapa. Debe observarse que la presión se incrementa escalonadamente después de haberse reducido la sílice al nivel especificado para la siguiente etapa de presión.

La recuperación de los condensados de los Calentadores de alta y baja presión se deben hacer después de haber disminuido los valores de sílice en Caldera a valores tolerables.

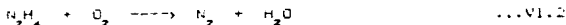
Generalmente para Unidades de 300 MW se toman aproximadamente 2 semanas de purga y se necesitan cerca de 10,000 toneladas de agua desmineralizada. En caso de que la sílice en agua de alimentación permaneciera alta, se requieren hacer limpiezas adecuadas al Condensador, Deaerador, etc. donde tienden a colectarse fácilmente materiales extraños.

En la tabla VI.5 se muestran los resultados de los análisis de depósitos efectuados a los álabes de una Turbina de una Central Termoelectrónica.

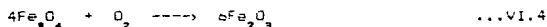
7-HIDRAZINA.

La hidrazina es utilizada como un inhibidor de oxígeno y como agente controlador de pH.

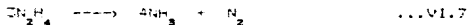
De acuerdo a la siguiente reacción, se requiere una parte por millón de hidrazina para remover la misma cantidad de oxígeno.



Aunque la reacción es lenta, en el caso de llevarse a cabo en Calderas, ocurre una acción suficientemente efectiva por el poder catalítico que ejercen los óxidos de hierro y cobre. En condensado y agua de alimentación, se pueden esperar las siguientes reacciones:



La cantidad excesiva de hidrazina en el agua de alimentación se disuelve en Caldera para producir amoníaco:



Esta disociación se efectúa completamente a 350°C y el amoníaco producido aumenta el pH, ayudando a mantener los límites de control de pH de Caldera, aparte de eliminar el oxígeno.

En la tabla VI.6 se muestra la respuesta del oxígeno disuelto a la disociación de hidrazina.

TIEMPO DE CONTACTO.	TEMP.		O ₂ DISUELTO	N ₂ H ₄ CORRESP. AL OXIGENO.	% DE O ₂ REDUCIDO. **
	° F	° C			
10.5	85	29	0.05	3.1	0.0
10.5	85	29	0.095	1.6	0.0
10.5 *	85	29	0.095	1.6	0.0
21.0	85	29	0.095	---	---
10.5	400	204	0.095	1.6	17.0
10.5	400	204	0.050	3.8	16.0
10.5	400	204	0.020	7.7	40.0

Tabla VI.6-RESPUESTA DEL OXIGENO A LA DOSIFICACION

DE HIDRAZINA

* pH= 9.3 El resto fue a un pH de 8.01

** El % de O₂ reducido fue calculado en base a la disminución de hidrazina.

En la gráfica VI.12 se muestra como se descompone la hidrazina conforme va aumentando la temperatura.

En la gráfica VI.13 se muestra el pH de tres soluciones acuosas en función de su concentración en ppm, para tener una idea de la alcalinidad de la hidrazina.

8-CONDUCTIVIDAD.

Las impurezas del agua de alimentación, se concentran en Caldera causando incrustación y lodos que provocan serios problemas en el equipo, estos también tienen lugar en la Turbina debido al arrastre que existe de la Caldera. por lo

que es muy importante mantener baja su concentración a todo lo largo del ciclo Agua-vapor. Sin embargo, toma demasiado tiempo el hacer una determinación directa de la concentración de impurezas, por lo que se ha adoptado la medición indirecta, mediante el valor de conductividad, el cual es relativamente rápido y sencillo de obtener.

Las fugas del Condensador principal aumentan la concentración de impurezas y para su control es necesario tener un residual de fosfatos en Caldera que amortigüe su efecto dañino. Estos fosfatos incrementan el valor de conductividad, por lo que es necesario un control adecuado del pH. En caso contrario la Caldera debe purgarse.

En el caso de una fuga continua del Condensador, la carga de la Unidad debe disminuirse, el Condensador debe seccionarse y debe seguirse un procedimiento adecuado para detener la fuga del tubo de enfriamiento. Para detectar la fuga en el equipo el método de la hoja de polietileno es simple y efectivo, colocándolo a la entrada y salida de los tubos, siendo absorbido por el tubo fallado debido al efecto de vacío. De esta manera se localiza la fuga para su taponamiento; también es práctico usar hoja de papel de china. La manera más rápida de detectar una contaminación por fuga en el Condensador, es medir la conductividad después de un filtro catiónico. En el caso del agua de alimentación, existe la posibilidad del incremento de la conductividad debido a la nicotina y al amoníaco pasando la muestra a través de un filtro catiónico tipo ácido.

En la tabla VI.7 se presenta la conductividad del agua pura a diferentes temperaturas.

TEMP. °C	-2	0	2	4	10	18	26	34	50
λ EN									
mho/cm	1.32	1.40	1.60	1.90	2.00	4.15	6.30	9.05	17.8
$\times 10^{-2}$									

Tabla VI.7-CONDUCTIVIDAD DEL AGUA PURA.

Para calcular la conductividad de una solución acuosa se utiliza la siguiente fórmula:

$$K = n \sum Aw \quad \dots VI.8$$

donde K= Conductividad de la solución.

n= Concentración en epm.

Aw= Conductividad equivalente.

Ejemplo: Calcular la conductividad de una solución de 20 ppm de NaCl.

Peso molecular de NaCl=58.5

$$\therefore n = \frac{20.0}{58.5} = 0.031$$

Aw del Na = 50.1

Aw del Cl = 76.32

$$K = 0.341(50.1 + 76.32) = 43.22 \text{ Mv/cm}$$

9-SOLIDOS DISUELTOS.

El valor límite de sólidos totales en Caldera se ajusta principalmente con el propósito de evitar el arrastre.

Generalmente a más alta concentración de sólidos disueltos es más probable que ocurran arrastres. La mayoría de los sólidos disueltos son aquellos causados por el mismo tratamiento químico del agua de caldera. Para el control de rutina se emplea el método indirecto de estimar su concentración por conductividad. En este caso es necesario buscar un factor de conversión entre la concentración de sólidos y ésta. Cuando los tratamientos químicos cambian, se debe recalcular dicho factor.

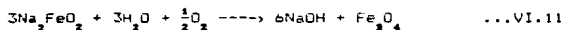
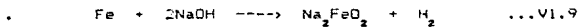
10-FOSFATOS.

Cuando se presenta una fuga en el Condensador principal de una Unidad Generadora, deben inyectarse fosfatos a la Caldera con el propósito de prevenir cualquier depósito causado por dureza de calcio y magnesio.

Los fosfatos Na_3PO_4 y Na_2HPO_4 son usados en proporción Na/PO_4 de 2.8 ó menor. Esto es con el propósito de prevenir la existencia de NaOH libre en el agua de caldera, ya que si existiera, se producirían películas cáusticas en las partes calientes de los tubos del equipo donde se presentaría después corrosión cáustica.

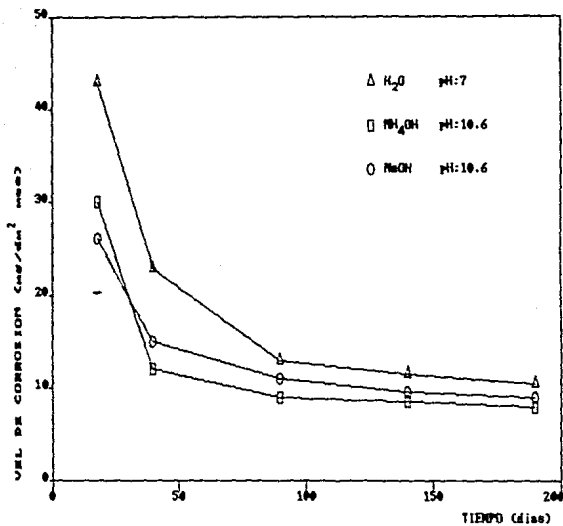
Este fenómeno se desarrolla en un periodo corto de tiempo y puede cubrir un área extensa. También se asocia con la fragilización del acero debido al hidrógeno y a una alta temperatura, especialmente cuando hay un esfuerzo adicional en el metal, produciéndose el "crack".

Las siguientes son las reacciones de corrosión cáustica:

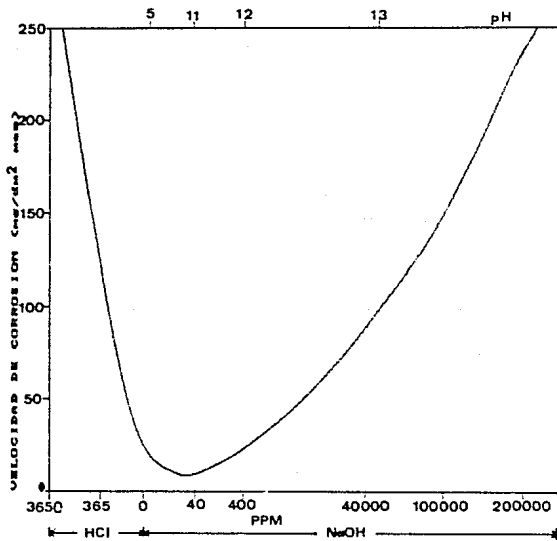


Por lo tanto, en la corrosión cáustica, el acero está cubierto de una incrustación compuesta principalmente de magnetita (Fe_3O_4).

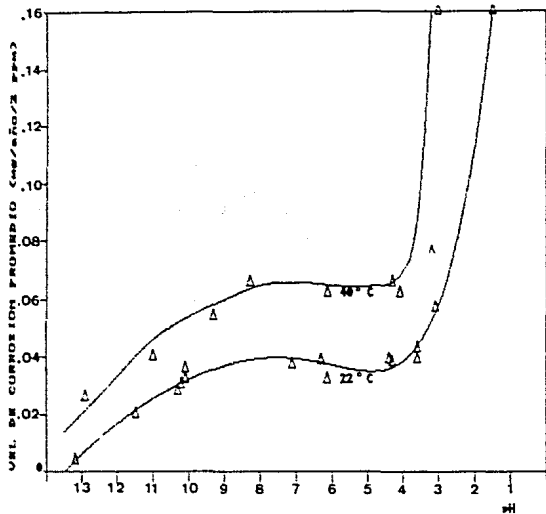
TIPO DE CALDERA	PARED DE TUBOS DE AGUA											
	CAUSTICO		COORDINADO	CONGRUENTE	VOLATIL	CONGRUENTE	VOLATIL					
AGUA DE ALIMENTACION MANIFIESTA PRESION (kg/cm ²) RAZON DE EVAPORIZACION M.P. DE CAL (kg/mh) P.H. a 25°C DUREZA (PPM CaCO ₃) OXIGENO DISUELTO (PPM O ₂) Fe TOTAL (PPM Fe) Cu TOTAL (PPM Cu) H ₂ H ₄ (PPM H ₂ H ₄) SILICE (PPM SiO ₂) ACEITE (PPM) CONDUCTIVIDAD ELECTRICA A 25°C	100 - 125	-	8.5 - 9.0	0	< 0.007	< 0.05	< 0.02	0.01 - 0.03	< 0.02	-	-	< 0.3
	125 - 150	-	8.5 - 9.0	0	< 0.007	< 0.02	< 0.01	SOBRE 0.01	< 0.02	-	-	< 0.3
	> 150	-	8.5 - 9.0	0	< 0.007	< 0.02	< 0.005	SOBRE 0.01	< 40.02	-	-	0.3
AGUA DE CALDERA P.H. a 25°C ALCALINIDAD M (PPM CaCO ₃) ALCALINIDAD F (PPM CaCO ₃) SALIDAS TOTALES (PPM CaCO ₃) CLORUROS (PPM Cl) FOSFATOS (PPM PO ₄) SULFITOS (PPM SO ₃) SILICE (PPM SiO ₂)	METODO DE TRATAMIENTO	CAUSTICO	COORDINADO	CONGRUENTE	VOLATIL	CONGRUENTE	VOLATIL					
		10.5 - 10.8	9.6 - 10.3	9.0 - 10.0	8.5 - 9.0	9.0 - 9.5	8.5 - 9.0					
		-	-	-	-	-	-					
		< 100	< 50	< 2	< 20	< 2	< 2					
		-	-	-	-	-	-					
		3 - 10	0.5 - 5	-	0.3 - 3	-	-					
		0.5 - 2.0	-	-	-	-	-					
		< 2	< 0.5	< 0.5	< 0.5	< 0.2	< 0.7					



Gráfica VI.1-RELACION ENTRE pH Y VELOCIDAD DE CORROSION
DEL ACERO BAJO CARBONO A 310°C EN ALTA PRESION.

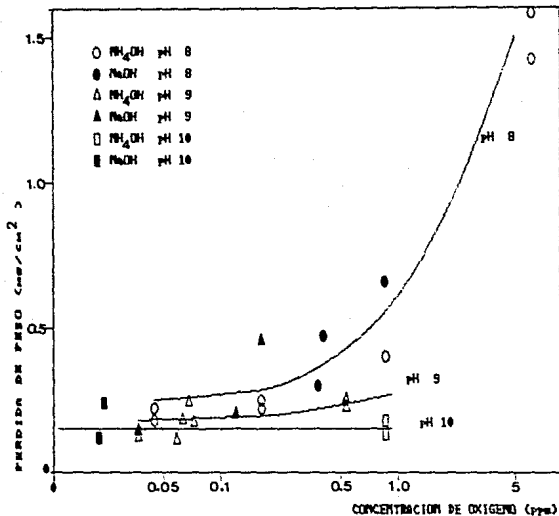


Gráfica VI.2-pH DEL AGUA A 310°C CONTRA VELOCIDAD DE CORROSION DEL ACERO.

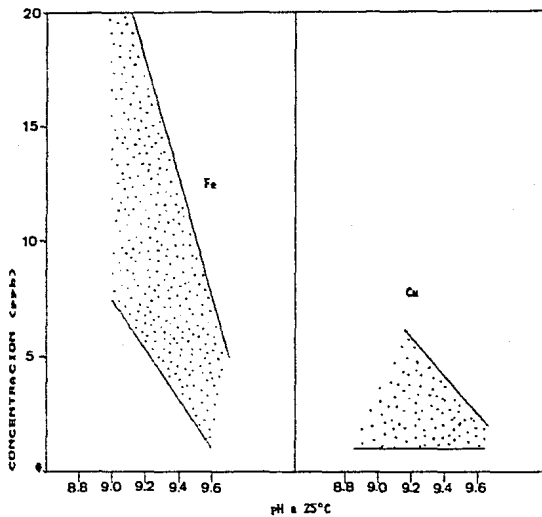


Gráfica VI.3-VELOCIDAD DE CORROSION DEL ACERO

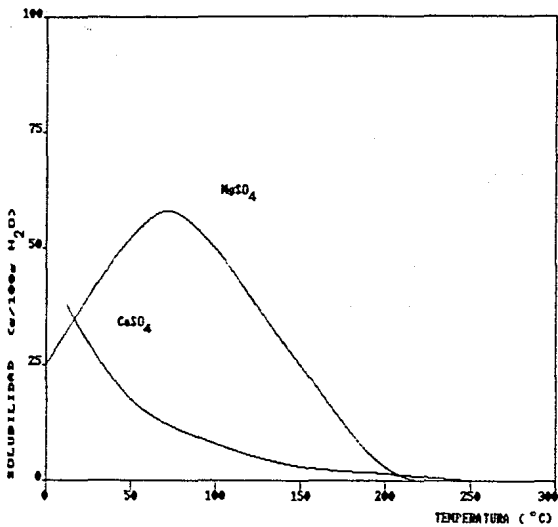
A DIFERENTES TEMPERATURAS.



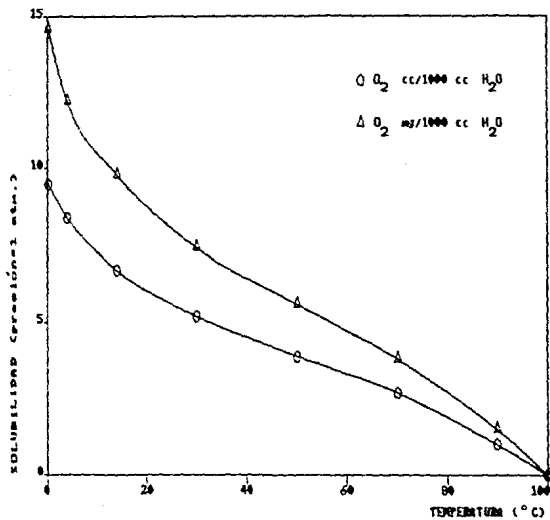
Gráfica VI.4-VELOCIDAD DE CORROSIÓN DEL ACERO A ALTA TEMPERATURA Y PRESIÓN (100-125 kg/cm²).



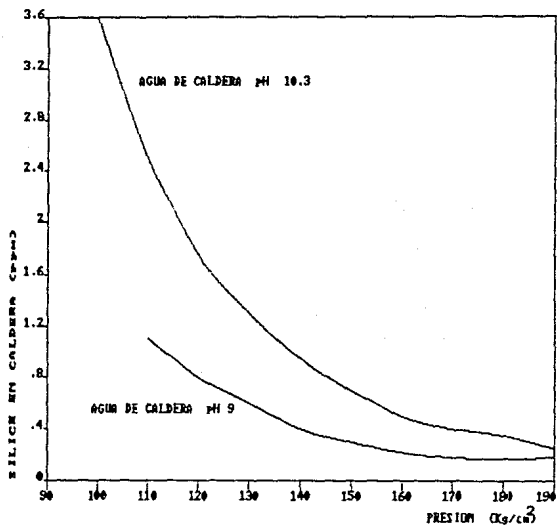
Gráfica VI.5-VELOCIDAD DE CORROSION DEL FIERRO Y COBRE
EN EL SISTEMA PRECALDERA.



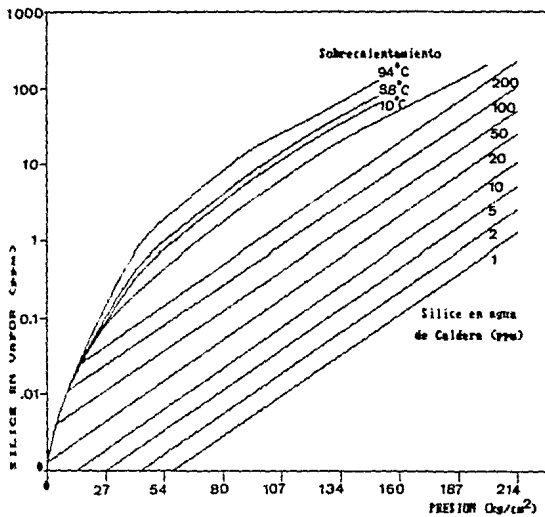
Gráfica VI.6-SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO Y DE MAGNESIO
A DIFERENTES TEMPERATURAS.



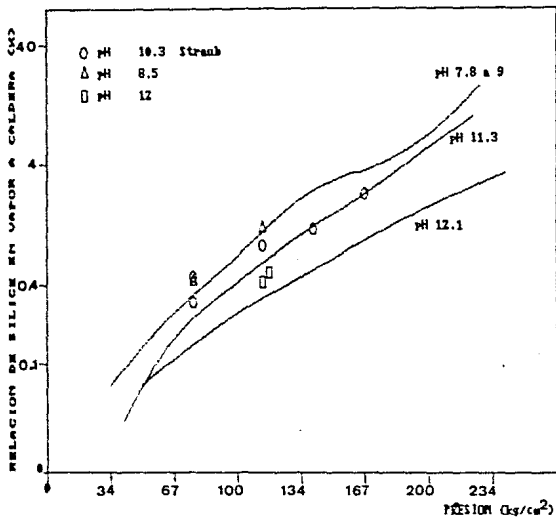
Gráfica VI.7-SOLUBILIDAD DEL OXIGENO EN AGUA
 A DIFERENTES TEMPERATURAS.



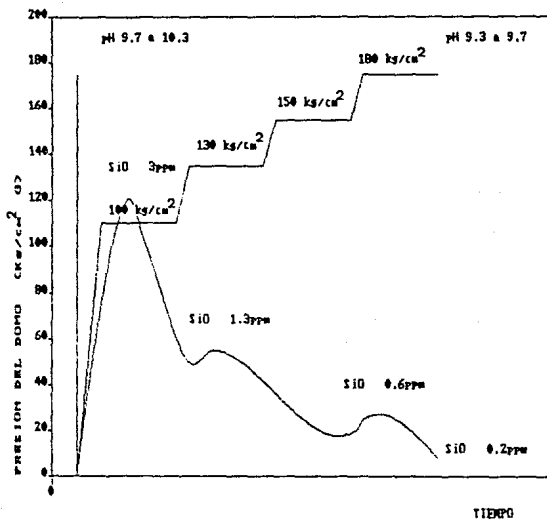
Gráfica VI.6-SILICE EN AGUA DE CALDERA EN FUNCION
DE LA PRESION EN LA UNIDAD.



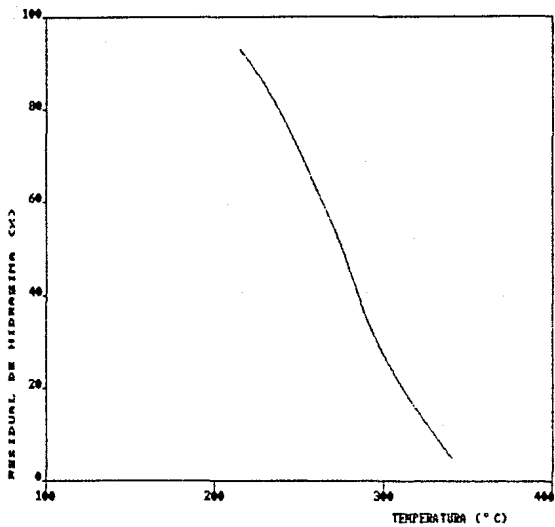
Gráfica VI.9-SOLUBILIDAD DE SILICE EN VAPOR SATURADO
Y SOBRESATURADO.



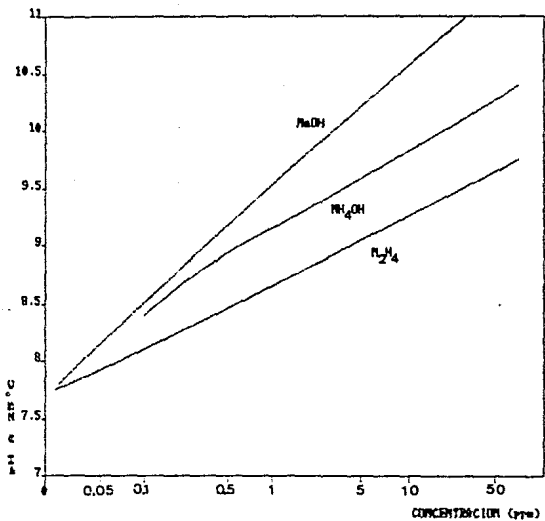
Gráfica VI.10-RELACION DE SILICE EN VAPOR A SILICE
 EN CALDERA EN FUNCION DEL pH Y PRESION.



Gráfica VI.11-PURGADO DE SILICE EN AGUA DE CALDERA EN UNA UNIDAD GENERADORA.



Gráfica VI.12-DESCOMPOSICION DE LA HIDRAZINA CON
LA TEMPERATURA.



Gráfica VI.13-pH DE HIDROXIDO DE SODIO, HIDROXIDO DE AMONIO
E HIDRAZINA EN SOLUCION ACUOSA.

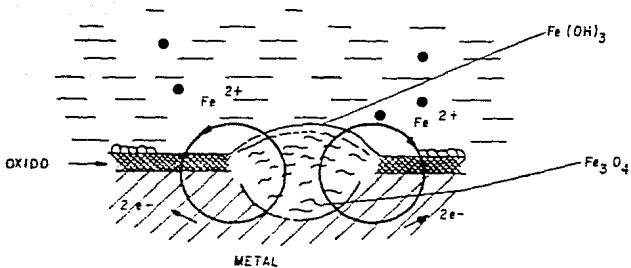
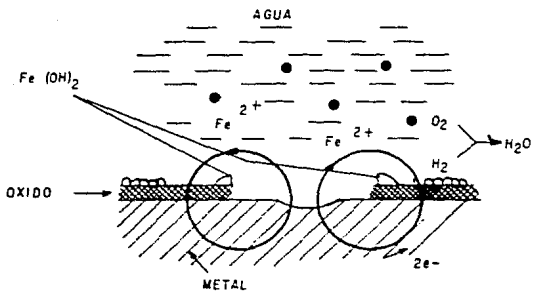


Figura VI.1.- MECANISMOS DE CRECIMIENTO DE PICADURAS (PITTING)

VII.-DEAREACION MECANICA Y QUIMICA.

El hierro y sus aleaciones se corroen cuando se encuentran simultáneamente en presencia del agua y del aire (oxígeno y dióxido de carbono particularmente).

La deaeración tiene por objeto eliminar el oxígeno y el dióxido de carbono disueltos en el agua de alimentación, a fin de proteger las instalaciones del agua y la Caldera contra la corrosión.

Estos dos gases son más peligrosos cuando el agua en la que se encuentran disueltos es más pura, siendo éste el caso del agua utilizada en las Calderas modernas de alta presión, debiendo ser alimentadas con agua desmineralizada, lo que implica la eliminación de los gases disueltos.

1-PROCEDIMIENTOS DE DEAREACION.

Existen dos procedimientos: Químico y Físico. Los primeros Deaeradores instalados en las Centrales utilizaron las propiedades de los cuerpos Ávidos de oxígeno, llamados reductores (como el sulfito de sodio), pero su eficiencia era dudosa y variable con el tiempo, siendo necesario regenerar periódicamente la materia activa, sino es que reemplazarla. Estos aparatos presentaban entre otros inconvenientes el de incrementar la salinidad del agua.

El método físico o por evaporación es el procedimiento básico actual utilizado en las Centrales termoeléctricas. Presenta la ventaja, comparado con el químico, de quitar al agua no solamente el oxígeno sino también los otros gases disueltos y particularmente el CO_2 que es más nocivo.

2-LEY DE HENRY.

Esta ley establece que la concentración en equilibrio de un gas disuelto en un líquido es proporcional a la presión parcial del gas que está en contacto con el líquido.

$$C = k \cdot p \quad \dots \text{VII.1}$$

en donde C : Concentración del gas disuelto en el líquido.

k : Constante de solubilidad característica del sistema.

p : Presión parcial del gas.

Como es evidente en esta expresión, un gas disuelto se puede eliminar del líquido reduciendo la presión parcial del gas en la atmósfera que está en contacto con el líquido. Esto se puede llevar a cabo al aplicar vacío al sistema, eliminando los gases por venteo.

En la gráfica VII.1 se muestra la solubilidad del oxígeno del aire en agua a varias temperaturas y presiones.

3-MECANISMO DE LA DEAREACION.

La deareación por medio del vacío se ha utilizado en sistemas de distribución de agua, pero la deareación por presión a vapor como gas purificador, es la que se utiliza para agua de alimentación a Calderas. Las razones por las que se seleccionó el vapor como gas purificador son:

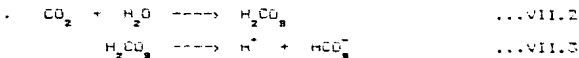
- Se encuentra disponible en una Central.
- Calienta el agua y reduce la constante de solubilidad "k" en la ecuación que expresa la Ley de Henry.

- No contamina el agua.
- Es necesario eliminar solamente una pequeña cantidad de vapor por el venteo, debido a que la mayor parte del vapor utilizado en purificar el agua se condensa transformándose en parte del agua deareada.

El agua de alimentación a Calderas es deareada por aspersion en una atmósfera de vapor. Esto calienta el agua al rango de temperatura del vapor saturado.

Debido a que la solubilidad del oxígeno en el agua es muy baja en estas condiciones, del 90 al 95 % del gas en el influente se libera al vapor y se elimina del Sistema. El oxígeno remanente no es soluble bajo estas condiciones de equilibrio, pero no es eliminado con el vapor, por lo tanto el agua que sale de la sección de calentamiento debe ser "lavada" vigorosamente con vapor para remover las últimas trazas del gas.

Existen desviaciones respecto a la ley de Henry, debido a que los gases disueltos reaccionan con el solvente. Por ejemplo, cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, forma un compuesto relativamente inestable: el ácido carbonico (H_2CO_3) el cual se ioniza en sus formas de radical bicarbonato (HCO_3^-) y el ión hidrógeno (H^+). Los radicales bicarbonatos se ionizan aún más en radicales carbonato (CO_3^{2-}) y en ión hidrógeno.

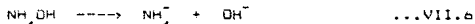




La concentración del ión hidrógeno o pH controla la distribución del dióxido de carbono en las tres formas. Debido a que sólo el ácido carbonico ejerce la presión necesaria para permitir la remoción del dióxido de carbono por deaeración, este último se eliminará con mayor eficiencia a niveles bajos de pH.

Existen Deaeradores especialmente diseñados en donde es necesario reducir el CO_2 de muy altas concentraciones a bajos niveles en el efluente.

Cuando se disuelve amoníaco en el agua, se forma hidróxido de amonio, el cual se ioniza en amonio (NH_4^+) e hidroxilo (OH^-).



La concentración de iones hidroxilo controla la distribución del amoníaco entre las dos formas. El hidróxido de amonio ejerce presión, la cual permite la remoción del amoníaco por deaeración, el NH_3 se eliminará con mayor eficiencia a niveles de pH alcalino.

Debido a que la remoción del amoníaco se obtiene a un pH alcalino y la mejor eliminación de dióxido de carbono a pH ácido, es difícil obtener una desgasificación completa cuando se tiene una combinación de los dos.

4-EQUIPO DE DEAREACION.

Los dos tipos de Deareadores a presión o calentadores son: del tipo de charolas y del tipo de aspersion.

En las figuras VII.1 y VII.2 se muestran estos dos tipos de Deareadores. La coraza está construida de acero al carbón, mientras que las tuberías distribuidas, venteo del condensador, charolas y paredes intercambiadoras son de acero inoxidable más resistente a la corrosión.

5-APLICACIONES.

Los Deareadores a presión usados en la preparación de agua de alimentación producen agua deareada con muy bajo contenido de oxígeno disuelto y dióxido de carbono. Los fabricantes generalmente los garantizan para menos de 0.005 ppm de oxígeno y cero bióxido de carbono, en donde la alcalinidad de bicarbonatos excede 5 ppm.

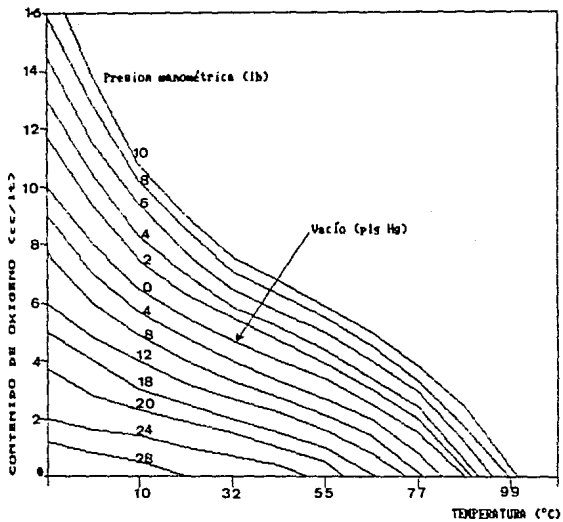
Los Deareadores de vacío, usados para proteger líneas de distribución de agua no están diseñados para proporcionar una deareación completa como en los de presión, ya que sólo reducen el contenido de oxígeno a un valor de 0.25-0.5 ppm.

Estos equipos son generalmente económicos, en la operación funcionan con mucha eficiencia y requieren un mantenimiento mínimo.

6-LIMITACIONES.

El agua que entra al Deareador deberá estar exenta de sólidos suspendidos, los cuales pueden tapar las toberas de aspersion así como los recipientes del distribuidor de entrada y las charolas.

Los Deareadores a presión reducen el oxígeno a niveles muy bajos, sin embargo estas trazas pueden causar corrosión al Sistema. Consecuentemente, una buena operación requiere la remoción de estas pequeñas cantidades del gas, utilizando compuestos químicos como son la hidrazina y el sulfito de sodio.



Gráfica VII.1-SOLUBILIDAD DEL OXIGENO EN AGUA
A VARIAS TEMPERATURAS Y PRESIONES.

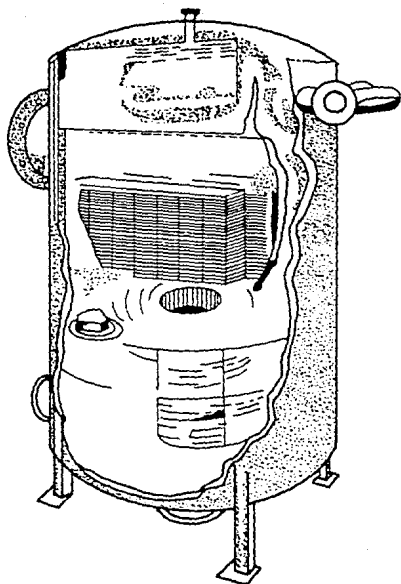


Figura V8.1.- DEAREADOR CALENTADO VERTICAL TIPO
CHAROLAS

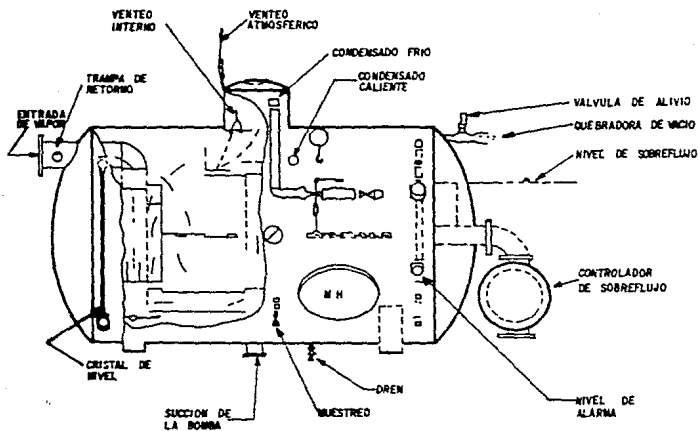


Figura VII.2.- DEAREADOR CALENTADO HORIZONTAL POR ASPERSION

VIII.-PUREZA DE VAPOR

Con la finalidad de evitar problemas de arrastres de sólidos en el vapor generado hacia la Turbina, debe llevarse un control estricto de las impurezas contenidas en él, asociado con el contenido de humedad. Lo anterior obliga al estudio de la contaminación del vapor y sus causas, así como los medios de determinación de pureza, sus precauciones de muestreo y corrección de errores por presencia de gases disueltos.

1-CONTAMINACION DEL VAPOR.

Los términos arrastre, espumeo y hervido violento se encuentran asociados, y cada uno describe condiciones que causan la entrada de agua de caldera al vapor. Por espumeo se entiende la condición resultante de la formación de burbujas en la superficie del agua de caldera.

El hervido violento es una acción enérgica y esporádica que tiene como resultado salpicaduras de agua de caldera hacia el vapor.

Los efectos de la contaminación del vapor cuando el agua de caldera es arrastrada en éste son: existencia de depósitos en válvulas, Sobrecalentador, tubería de vapor y máquinas o Turbinas. Tales depósitos pueden ocasionar la falla del Sobrecalentador y la disminución en la eficiencia de la Turbina; aparte de lo anterior pueden ocasionar serios problemas en las válvulas de gobierno al impedir por obstrucción que actúen debidamente.

El espumeo y el hervido inicial del agua de caldera puede

ocasionar una lectura falsa del nivel del agua, y la presencia de cantidades grandes en el vapor ocasionará choques térmicos que pueden perjudicar al equipo. Debe considerarse también que la humedad arrastrada con el vapor provocará una pérdida en la eficiencia térmica.

2-CAUSAS DE LA CONTAMINACION DEL VAPOR.

La contaminación puede resultar por causas mecánicas, químicas o por combinación de ambas.

Dentro de las causas mecánicas se incluye el diseño de las Calderas, la operación con elevados niveles de agua, el procedimiento de encendido y la característica de la carga. El Domo de vapor de cualquier Caldera debe ser diseñado para proveer suficiente volumen a baja velocidad, permitiendo la separación del agua y el vapor antes de que este último deje la Caldera. El diámetro del Domo debe ser tal que permita mantener una producción de vapor abajo de 7000 a 8000 lbs/hr/ft² de superficie al nivel de agua de operación. La figura VIII.1 muestra la estructura de éste equipo.

El Domo de la Caldera debe contener eliminadores de arrastre o parrillas secadoras, mamparas, separadores centrífugos, separadores secundarios, etc. Cada elemento debe mantenerse correctamente instalado; un cuarto de abertura entre las secciones de una mampara ocasionará el paso de agua en cantidad tal que los separadores centrífugos no trabajarán, y la presencia de depósitos en la parrilla secadora o en los

separadores secundarios impedirán su correcta operación.

Debido a que el tamaño del Domo es constante, el nivel de agua de operación determina el espacio de separación vapor-líquido; cuando este valor es excesivamente alto, el Área de separación y el volumen disminuyen, resultando una contaminación continua del vapor.

La operación abajo del nivel recomendado debe evaluarse con mucho cuidado, ya que aún cuando se aumenta el volumen de separación, se disminuye el Área superficial.

Cuando el diseño mecánico es satisfactorio y sin embargo se presentan arrastres, éstos frecuentemente se deben a que se operó con una carga de vapor superior a la de diseño, lo cual puede suceder continua o intermitentemente. Cuando esta demanda de vapor es excesiva o brusca, por unos momentos se bajará la presión en el Domo, lo que ocasionará una ebullición violenta y la consecuente contaminación.

Un mal control en la flama, causará una generación localizada y excesiva de vapor y la contaminación correspondiente. La diferencia entre el peso específico del vapor y el agua, disminuye conforme la presión de operación y la temperatura de saturación aumenta. Esto se puede observar en la gráfica VIII.1. La menor diferencia en densidades incrementa la dificultad de separar el vapor y el agua por lo que en Unidades de alta presión es necesario controlar con mayor exactitud todos los parámetros de acentuen este problema.

Entre las causas químicas que incrementan la contaminación del vapor, se incluyen la alcalinidad, los sólidos suspendidos y la

materia orgánica.

La tabla VIII.1 muestra los límites que conforme a pruebas ha establecido la Sociedad Americana de Fabricantes de Calderas para los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos. Estos límites se establecieron como guías, y dentro de ellos, una Caldera puede producir un vapor que contenga un mínimo de 1ppm de sólidos totales disueltos; lo anterior quiere decir que este vapor, con su contenido de sólidos disueltos es adecuado para la operación de Turbinas y para enfriar el Sobrecalentador.

PRESION DE OPERACION kg/cm ²	SOLIDOS TOTALES ppm	ALCALINIDAD TOTAL ppm	SOLIDOS SUSPENDIDOS ppm
0.00- 20.00	3500	700	300
20.06- 30.00	3000	600	250
30.06- 40.00	2500	500	150
40.06- 50.00	2000	400	100
50.06- 60.00	1500	300	60
60.06- 66.66	1250	250	40
66.73- 100.00	1000	200	20
100.06- 133.33	750	150	10
133.40	500	100	5

Tabla VIII.1-VALORES LIMITE DE SOLIDOS DISUELTOS Y SOLIDOS SUSPENDIDOS EN CALDERA.

El efecto que producen los sólidos disueltos, los sólidos suspendidos y la alcalinidad sobre la contaminación de vapor se ha estudiado extensivamente, y tal parece que no está totalmente explicado, pero sí se reconoce que influyen sobre la viscosidad, la tensión superficial y la presión de vapor, los que a la vez influyen en el arrastre.

Para combatir las causas químicas en la contaminación de vapor, se precisará la alimentación de un agua de repuesto con las características adecuadas, un control en purgas y dosificaciones exactas para el problema específico que se presente.

3-DETERMINACION DE LA PUREZA DEL VAPOR.

Con objeto de regular la operación de la Caldera, para producir un vapor de buena calidad, y evaluar la eficiencia del equipo purificador de vapor, es conveniente medir continuamente los sólidos arrastrados con el vapor. El método más rápido y efectivo para asegurar tal información, consiste en condensar el vapor y determinar la conductividad del condensado. Sin embargo, la sílice y otros compuestos que no cambian la conductividad de la solución no serán revelados, y pueden requerirse pruebas gravimétricas de comprobación.

3.1-TOMA DE UNA MUESTRA REPRESENTATIVA DE VAPOR.

Las impurezas presentes en el vapor están contenidas como

gases volatilizados en pequeñas gotas del agua de caldera, o del agua de alimentación si el vapor se lava. Los sólidos presentes en el vapor pueden perder humedad hasta que su residuo sea una pasta muy concentrada, o bien, un polvo seco. Cualquiera que sea el estado de la partícula contaminante, su densidad es mayor que la del vapor, y a causa de la influencia de la gravedad, fuerza centrífuga, impacto, o cambios de velocidad, puede resultar que tales partículas no permanezcan distribuidas homogéneamente en la masa del vapor conforme pasa de la Caldera a las varias partes del ciclo Agua-Vapor. Es difícil, por lo tanto, lograr una muestra de vapor que contenga una medida cuantitativa de la contaminación, que sea exactamente representativa de la cantidad real que fluye de la Caldera al exterior.

El ASME Power Test Code, Part II, "Determination of Quality of steam" describe la boquilla standard para muestreo de vapor que ha sido adoptada como la más adecuada para obtener una muestra representativa.

El aparato consiste de un tubo de diametro interior de 1/4 ó 3/8 de pulgada, con un extremo cerrado y con una serie de orificios de 1/8 de pulgada, barrenados en líneas recta; éstos, orientados hacia el flujo de vapor cuando la boquilla se encuentra en su lugar. Se reconoce que hay peligro de que no sea uniforme la distribución de las partículas contaminantes, especificando el código que, cuando sea posible, la boquilla deberá insertarse en un tubo en el que

el flujo de vapor presente una dirección vertical hacia abajo, y colocado tan lejos como sea posible de las restricciones que produzcan disturbios.

Se cree que una muestra tomada de una línea vertical con el flujo de vapor hacia arriba dará resultados altos de humedad, y de acuerdo con el código: "los dobleces de tubos y tubos horizontales podrán evitarse si se desea obtener una determinación precisa de la calidad del vapor". En la figura VIII.2 se muestra una boquilla muestreadora ASME que se prefiere para instalaciones de alta presión.

Con frecuencia es difícil llevar a cabo en forma completa las recomendaciones; por ejemplo, como cuando se muestrea vapor alimentado al cabezal de vapor saturado de un Sobrecalentador a través de una serie de tubos desde el Domo de vapor. Para tales muestras, pueden insertarse pequeñas boquillas en los tubos representativos y conectarse a un tubo múltiple común, pudiéndose conectar una boquilla a cada lado de una "T" situada en la placa de registro del cabezal, o también puede montarse un tubo en un extremo del cabezal y extenderse una distancia conveniente a través de él.

Las variaciones laterales en la circulación de la Caldera o en la operación del equipo purificador de vapor, pueden ocasionar variaciones correspondientes en la calidad del vapor tomado de diferentes tubos o secciones de un cabezal del Sobrecalentador, y es necesario establecer experimentalmente la naturaleza representativa.

En algunos casos, los fabricantes de Calderas instalan

varias boquillas para muestrear vapor saturado en el Domo, estando conectadas a un cabezal común muestreador de vapor situado en el exterior del Domo. La velocidad de muestreo deberá ser suficientemente grande para permitir que el vapor entre a los orificios de la boquilla a la velocidad en que pasa sobre ella, aunque se tenga evidencia que indica que esto puede no ser necesario, especialmente cuando está en uso un buen equipo purificador de vapor.

Se ha encontrado, sin embargo, que cuando el aparato para medir el vapor condensado es de tamaño limitado y puede utilizarse solamente una porción de la muestra tomada (como puede ser en el caso de las determinaciones de conductividad), es preferible condensar toda la muestra y tomar de ésta la porción deseada como condensado en lugar de vapor. La gráfica VIII.2 muestra algunos datos recopilados. Es evidente que la calidad de vapor tomado de cada extremo de una "T", una de la cuales suministra a un registrador y la otra a un segundo instrumento, variaron con los flujos totales y relativos de la muestra, pero su promedio fue casi constante. Por lo tanto, cuando una muestra de vapor se va a condensar a baja temperatura, el Condensador deberá ser suficientemente grande para condensar la totalidad del vapor suministrado por la boquilla del muestreo.

3.2-PRECAUCIONES REQUERIDAS PARA ELIMINAR LA CONTAMINACION DURANTE EL MUESTREO.

Deberá tenerse extremo cuidado al tomar las muestras representativas de vapor para evitar su contaminación después de que la muestra deja la boquilla. Para hacer mediciones de calorimetría, el material seleccionado para la boquilla deberá ser escogido para obtener la rigidez estructural deseada, pero cuando el vapor se condensa para mediciones de conductividad, ciertos metales y otros materiales de construcción pueden influir en la exactitud de los resultados. Se emplea frecuentemente tubo de cobre para conducir la muestra de vapor al Condensador enfriador, pero este material no deberá usarse cuando la temperatura del vapor excede de 208°C. Es preferible utilizar el tubo de acero inoxidable para usar a una temperatura superior o igual a ésta. Los serpentines de tubo de cobre son satisfactorios si la temperatura es demasiado elevada, ya que el metal adquiere un estado estable después de varios días de operación, y bajo tales condiciones no ocurre contaminación medible del condensado.

El tubo de hierro, el fundente de la soldadura y los compuestos para roscas de tubería constituyen una fuente constante de contaminación, y su uso deberá eliminarse siempre que sea posible. En general, una muestra de condensado que fluye rápidamente a temperaturas moderadas no atacará a los materiales resistentes ordinarios a una velocidad suficientemente alta para influir las lecturas de

conductividad.

Deberán tomarse precauciones para hacer el muestreo representativo de cada instalación y establecerse los procedimientos apropiados mediante experimentos en forma tal que se mantenga una distribución homogénea de las impurezas y se evite la contaminación del equipo de medida.

4-CALORIMETRIA DEL VAPOR.

El aparato más usual para pruebas de vapor es el calorímetro de estrangulación. Este dispositivo está diseñado para admitir el vapor a través de un orificio y dejarlo expandir a la presión atmosférica, ya que a presiones de 27.3 kg/cm^2 e inferiores, el calor total de vapor saturado es mayor que el calor total del vapor saturado a presión atmosférica. El vapor del lado de baja presión del orificio se sobrecalentará debido a la absorción de la diferencia entre estas cantidades de calor. Sin embargo, si el vapor contiene humedad, se requerirá parte del vapor para vaporizarla y la temperatura de sobrecalentamiento será correspondientemente inferior. La diferencia entre el sobrecalentamiento teórico y el observado es, por lo tanto, proporcional a la humedad en el vapor. A presiones superiores a 27.3 kg/cm^2 el vapor se desobrecalienta al salir del calorímetro y la evaporación del agua atrapada disminuye aún más que la temperatura teórica marcada. Esto da una curva de calibración de forma ligeramente diferente que para las presiones por debajo de la señalada.

Las pérdidas por radiación y las inexactitudes del termómetro pueden determinarse mediante la operación de la Caldera para asegurar un vapor ciento por ciento seco y establecer la corrección "normal" del aparato. Una exactitud de 10.2 por ciento de humedad puede obtenerse operando con el cuidado apropiado. La descripción simplificada de un calorímetro de estrangulamiento dada anteriormente no abarca adecuadamente los numerosos tipos de calorímetros de vapor.

Deberá notarse que el error posible que el código confiere al calorímetro de vapor cuando se aplica al arrastre de agua de caldera que contiene 2500 ppm de sólidos totales, correspondería a 5 ppm de sólidos en el vapor. En muchos casos, especialmente cuando se prueba el comportamiento de purificadores de vapor altamente eficientes, tales mediciones no son adecuadas. Por lo tanto, este no es un procedimiento satisfactorio para descubrir cantidades muy pequeñas de agua en vapor. Sin embargo, la calorimetría del vapor se usa ampliamente y es útil para determinar el contenido de humedad del vapor cuando ésta excede el error probable de la medición.

5-ANÁLISIS DE VAPOR CONDENSADO EN EL LABORATORIO.

Quando se requiere comprobar gravimétricamente los resultados, las muestras de vapor condensado se evaporan a sequedad y se pesa el residuo sólido en una balanza de precisión. Sin embargo, si se evapora un litro de condensado conteniendo una ppm de sólidos totales en una cápsula que pesa 15 g, el

aumento en peso que debe medirse es solamente una parte en 15000 y se requiere un cuidado extremo en la evaporación y cuidado del recipiente para obtener una precisión satisfactoria en una muestra tan pequeña. De ser posible, deberá usarse una cápsula evaporadora de platino, ya que es difícil calentar y secar cápsulas de porcelana hasta obtener pesos constantes. Para obtener resultados precisos, deberán evaporarse de 5 a 20 litros de muestra para asegurar un residuo suficientemente grande que disminuya los errores debido al manejo y a la pesada. Deberán tomarse precauciones extremas para evitar la contaminación con la atmósfera o los recipientes de las muestras.

Se han desarrollado aparatos, como el mostrado en la figura VIII.3. para este propósito. Su operación se comprende al observar el esquema.

5.1-DETERMINACION DE LA CALIDAD DEL VAPOR POR METODOS DE CONDUCTIVIDAD ELECTRICA.

Las sales solubles en el agua de caldera que son arrastradas en el vapor, aumentan la conductividad eléctrica del condensado, y esta propiedad permite estimar el % de humedad como agua de caldera y la cantidad de estos materiales contaminantes. Tales procedimientos para probar el vapor se han usado durante muchos años, y han sido empleados para detectar fugas en Condensadores de superficie y en otras aplicaciones por un tiempo aún mayor.

La presencia óhmica de una muestra de condensado puede medirse simplemente al introducir dos varillas metálicas en la muestra y conectarlas en serie con un amperímetro o un voltímetro y una fuente de corriente. El medidor puede calibrarse con muestras de concentración conocidas. Tales sistemas se han usado en algunas Plantas, sin embargo, cuando una corriente suficiente para estos medidores fluye a través de una solución acuosa se establece un potencial en los electrodos y da por resultado una polarización. Esto se opone al potencial aplicado externamente, y da una indicación falsa de una resistencia óhmica mayor, es decir, una concentración menor de sal de la que la solución tiene en realidad. Estos errores pueden ser de graves consecuencias.

El método más efectivo para reducir la polarización, consiste en medir la resistencia en forma alterna de la magnitud mínima posible y la máxima frecuencia conveniente que pasa a través de la celda. Para fines de pruebas normales, esto puede hacerse con un puente de "Wheatstone" en circuito bien diseñado para una corriente alterna de 60 ciclos en el que la resistencia de las diversas partes están balanceadas en tal forma que únicamente pasa a través del líquido una pequeña corriente. Usualmente, las celdas con una constante de 0.05 a 0.1 cm^{-1} son las más satisfactorias. Hay medidores de conductividad con cuadrante, compensadores para temperatura y constante de la celda, que pueden adquirirse comercialmente. Para lecturas continuas, existen

también medidores de conductividad totalmente automáticos; tales aparatos pueden ser interconectados con un compensador de temperatura para un trabajo especial que requiera gran precisión. Los electrodos que se usan para determinar la conductividad de vapor condensado deberán insertarse en una muestra que fluya continuamente y deberán ser construidas de un material sumamente resistente que no se disuelva lo suficiente para influir en los resultados. El platino y el oro son satisfactorios para estos fines, aún cuando para métodos menos precisos pueden utilizarse varillas monel o níquel.

La conductividad específica se refiere a la conductividad de la solución colocada entre dos electrodos paralelos, cada uno de ellos de un cm^2 y teniendo una separación de un cm. Pero en la práctica, estas dimensiones pueden variar. Para probar soluciones de baja conductividad, los electrodos se colocan más cercanos y la lectura se multiplica por la constante de las celdas, la cual es la distancia en cm entre las placas, dividida por el área recta de la sección en cm^2 de solución entre las placas.

La constante de la celda se determina usando una solución standard de cloruro de potasio de conductividad específica. Por ejemplo: una solución 0.001 N posee una conductividad específica de 146.50×10^{-6} mhos a 25°C .

5.1.1-CORRECCION DE LOS ERRORES EN LAS MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD DEBIDO A GASES DISUELTOS.

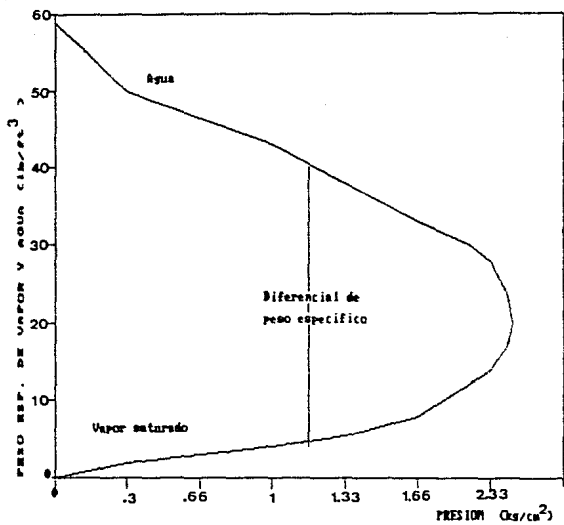
El vapor contiene concentraciones apreciables de CO_2 disuelto derivado de la descomposición de los carbonos en el agua de alimentación de las Calderas. Cuando el vapor se condensa, este gas se disuelve como ácido carbónico y puede ser retenido firmemente, convirtiendo los hidróxidos a carbonatos o los carbonatos a bicarbonatos. Esta condición puede hacer que la composición relativa de los sólidos en el vapor se desvie de los existentes en el agua de caldera.

El agua de alimentación contiene frecuentemente amoniaco proveniente ya sea de cloraminas, aminas y otros compuestos para el tratamiento del abastecimiento del agua, o de la descomposición natural de materia orgánica nitrogenada presente en el agua de pozos profundos o de fuentes poluidas. Aún cuando el agua de alimentación sea muy alcalina, y usualmente se dearea a 100°C o mayor temperatura, puede ser que el amoniaco no se elimine completamente. Posteriormente algo de él se desbrende en la Caldera y aparece en el vapor. El gas nuevamente se disuelve en el condensado, posiblemente en combinación con el bióxido de carbono como carbonato de amonio; éste regresa al sistema de agua de alimentación y puede ser recirculado indefinidamente.

Aún cuando se utilice un porcentaje muy pequeño de agua de repuesto se ha encontrado 0.07 ppm de nitrógeno amoniacal

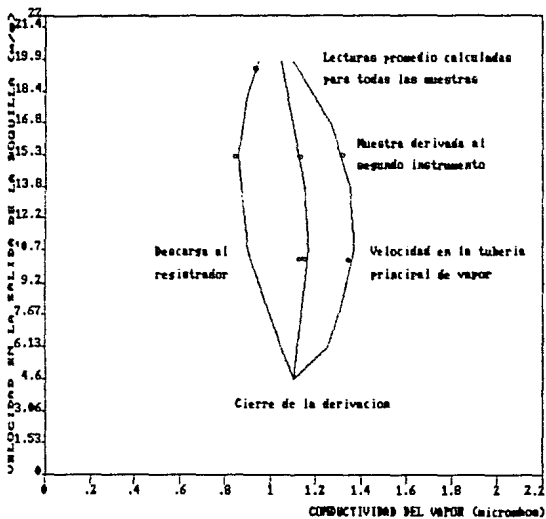
en muestras de vapor condensado, y 0.4 ppm ó más se ha observado en plantas que utilizan altos porcentajes de agua de repuesto, o bien, suministros para repuesto altos en amoníaco.

Ya que ni el dióxido de carbono ni el amoníaco representan sólidos atrapados en el vapor, sino electrolitos altamente conductores cuando se disuelven en el agua, la presencia de uno de ellos o de ambos causa error en la medición de los sólidos arrastrados con el vapor cuando se determinan mediante métodos de conductividad, debido a que las correcciones necesarias pueden comprender casi la totalidad de la conductividad medida: frecuentemente es necesario eliminar estos gases lo más eficientemente posible, y hacer correcciones solamente para los gases remanentes después de la desgasificación. Estos contaminantes residuales pueden evaluarse mediante procedimientos especiales de pruebas.



Gráfica VIII.1-PESOS ESPECIFICOS DE VAPOR Y AGUA

A TEMPERATURA DE SATURACION DEL VAPOR.



Gráfica VIII.2-EFECTO SOBRE LA DETERMINACION DE CONDUCTIVIDAD PRODUCIDO POR LA SEPARACION DE UNA MUESTRA DE VAPOR EN DOS PORCIONES DE LA CONDENSACION.

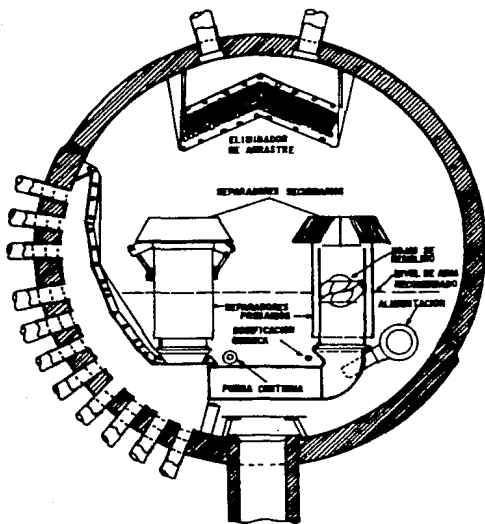
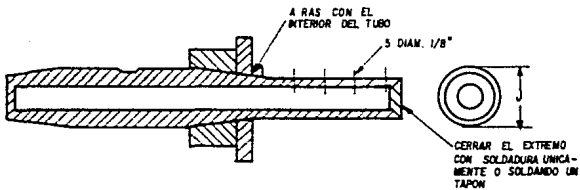
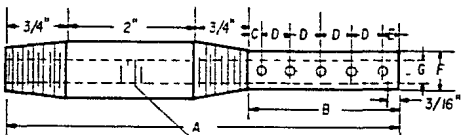
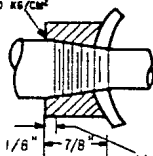


Figura VIII.1- SEPARADORES DE VAPOR Y AGUA, PURIFICADOR DE VAPOR EN DOMO CALDERA



SOLDADURA PARA SELLAR PARA VAPOR A TEMPERATURA SOBRE 360 °C O A PRESIONES SOBRE 42.0 KG/CM²



CORTAR UNA MUESCA Y ESTAMPAR H Y EL TAMAÑO NOMINAL DE LA LÍNEA DE VAPOR SOBRE LA SUPERFICIE PARA MOSTRAR LA POSICIÓN DE LOS ORIFICIOS

Figura VII.2.- DIMENSIONES DE BOQUILLAS PARA MUESTREO DE VAPOR

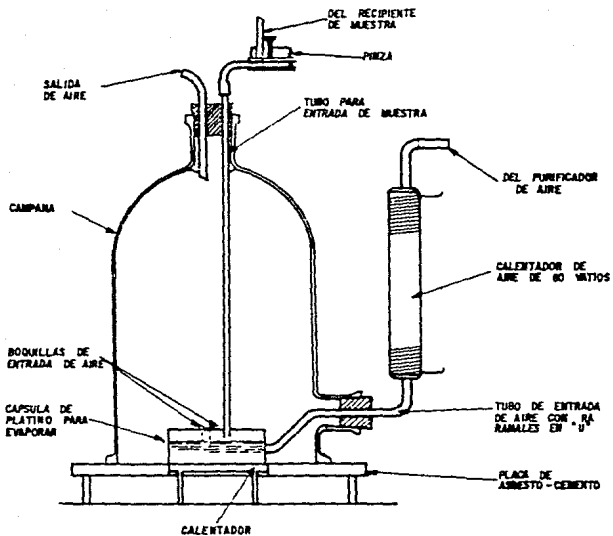


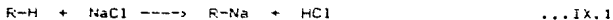
Figura VII.3.-APARATO PARA DETERMINACION DE SOLIDOS TOTALES POR EVAPORACION

**IX-CONTROL DE PROBLEMAS DE CONTAMINACION DEL CICLO POR FUGAS EN
EL CONDENSADOR PRINCIPAL.**

Las fugas del Condensador principal, representan un grave riesgo en la operación de Calderas, mismo que se ve incrementado mientras mayor sea la presión de operación, por lo que se hace imprescindible la adopción de métodos de detección oportuna de dichas fugas y del control inmediato de la contaminación para bajar las concentraciones de las impurezas a valores permisibles.

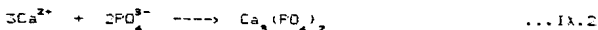
La instalación de filtros catiónicos para medir la conductividad a la descarga de las Bombas de condensado, es un medio sensible y rápido de detección. En caso de contaminación, la resina catiónica efectúa su intercambio iónico con la sal contaminante formando el ácido respectivo, cuya conductividad es mayor que la de la sal, pudiéndose así detectar más fácilmente la fuga.

La siguiente reacción muestra el intercambio:



La conductividad de una solución de HCl de 1 ppm es igual a 1.167 a 25°C, y la de una solución de NaCl de 1 ppm es 0.2161 a la misma temperatura.

Además, será necesario inyectar fosfatos al Domo superior para eliminar la contaminación por medio de la purga continua y controlar el pH de acuerdo a la siguiente reacción:

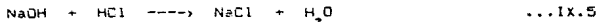


En el caso de una fuga en Condensadores que trabajan con agua de

mar se presentará lo siguiente:



Esta reacción disminuye rápidamente el pH, por lo que será necesario inyectar fosfatos para controlarlo de acuerdo a lo siguiente:



Conjunto con esta acción, será necesario la apertura de la purga para disminuir la concentración de sólidos.

A medida que el Mg^{+2} consume OH^- el valor del pH se reduce por lo que se deberá tener un mayor control de éste y mantener su valor dentro de los límites permisibles, para evitar la corrosión. Si esto no es posible, es preferible poner fuera de servicio la Caldera.

Los límites admisibles de una fuga del Condensador se obtienen tomando en cuenta la capacidad de purga de la Caldera, la cantidad de agua de alimentación suplementaria, la capacidad de inyección química, los sólidos totales permisibles y los límites de pH.

1-PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN CASO DE CONTAMINACION POR FUGA DEL CONDENSADOR PRINCIPAL.

Los siguientes son los pasos a seguir una vez detectada la

fuga.

- 1.-Disminuir la carga de la Unidad al 50%.
- 2.-Disminuir presión a valores permisibles de operación.
- 3.-Cerrar a temperatura del vapor (de ser posible).
- 4.-Aislar una sección del Condensador y observar si disminuye la contaminación.
- 5.-En caso contrario aislar la otra sección para localizar la fuga dejandola fuera de servicio.
- 6.-Iniciar dosificación de fosfatos.
- 7.-Abrir purga continua.
- 8.-Determinar pH, conductividad y sílice, vigilando que los valores se mantengan dentro de los límites de control.
- 9.-En caso de no controlar los parámetros dentro de los valores límites, poner fuera de servicio el equipo.
- 10.-Localizar el tubo fallado y taonario.
- 11.-Normalizar, poniendo en servicio la sección afectada.
- 12.-Recuperar presión y carga, dependiendo de los valores de los parámetros de control.

X.-PROBLEMAS DE CORROSION EN CALDERA PRECALDERA Y POSTCALDERA.

Los problemas de corrosión dentro del ciclo Agua-Vapor, pueden clasificarse como sigue:

- 1-Fallas en tubos de Caldera
- 2-Fallas en Sistema Precaldera
- 3-Fallas en Sistema Postcaldera

1-FALLAS EN TUBOS DE CALDERA.

A su vez se clasifican en dos tipos:

a) Fallas en tubos de vapor sobrecalentado.

Generalmente ocurren debido a depósitos causados por arrastres del agua de caldera; provocan aislamiento térmico del metal llevando a un sobrecalentamiento que hace que el tubo falle.

Otro tipo de falla es el ataque de las aleaciones de sobrecalentadores por depósitos de sales de cloro, provocando corrosión interna.

b) Fallas en tubos de pared de agua.

Bajo condiciones típicas de operación, los aceros usados en los tubos evaporadores, se corroen lentamente debido a la formación de una capa protectora de óxido de hierro llamada magnetita (Fe_3O_4). La cinética de este proceso disminuye con el tiempo, y el comportamiento de estos aceros, es el que permite que sean útiles en estos equipos.

Normalmente la solubilidad de la magnetita es pequeña, pero si el pH es muy alto o muy bajo, ésta aumenta, con lo cual

se inhibe la formación de la capa protectora, dando por resultado que la cinética de corrosión obedezca una ley lineal de velocidad. Las velocidades de corrosión son pequeñas en un margen relativamente amplio de valores de pH, por lo se que esperaría que estos problemas no sean tan serios si se presentaran cambios en él.

Sin embargo, la experiencia ha demostrado que aún manteniendo el pH del agua de caldera dentro de estos límites, se presentan problemas serios. La explicación de esta discrepancia, es que la corrosión que se presenta es relativamente localizada y que, aún cuando se mantenga en niveles aceptables, pueden ocurrir fenómenos de concentración de iones que hacen que el pH local sea sumamente bajo o alto, dando lugar a altas velocidades de corrosión.

En la gráfica A.1 se muestra el comportamiento de corrosión de los aceros al medio carbónico y la solubilidad de la magnetita en agua a 200°C en función de la acidez y de la alcalinidad.

1.1-FORMACION DE DEPOSITOS.

Otro aspecto importante que contribuye a incrementar la velocidad de corrosión, es el aumento de temperatura del tubo debido a la acción aislada de las costras de óxido de hierro. La importancia de la cantidad de depósitos presentes, radica en el hecho de que la relación entre la

velocidad de corrosión y la temperatura es exponencial. Además, actúan como concentradores de especies iónicas que pueden alterar el pH en esa zona, dando como consecuencia un aumento en la corrosión.

1.2-TRANSFERENCIA DE CALOR.

El vapor que se produce en los tubos evaporadores junto con el agua que aun no ha alcanzado a evaporarse, fluyen por el interior de los tubos con una turbulencia muy grande que permite que se tenga una mezcla homogénea de vapor y agua, con lo cual se evita la formación de una película de ebullición junto a la pared del tubo expuesta al fuego. La existencia de ésta tiene dos efectos indeseables:

a) Permite la concentración de especies que pueden crear, como ya se mencionó anteriormente, un ambiente ácido o alcalino que propicie el desarrollo de un proceso de corrosión acelerado. Además, los depósitos de óxidos de fierro y cobre provenientes del área de precaldera hace que los tubos sean porosos, con lo que se acelera nuevamente el proceso de concentración de especies iónicas.

b) La película de ebullición aumenta la resistencia a la transferencia de calor, elevando de esta manera la temperatura del metal y por consiguiente la velocidad de corrosión. En ocasiones, este sobrecalentamiento puede conducir a la falla del tubo en un tiempo muy corto.

Esta película depende del flujo de calor, flujo de agua a través del tubo, orientación y posición del tubo y la entalpía del fluido. Cuando la película se forma, se denomina el fenómeno como DNB (Departure from Nucleate Boiling).

En la figura 1.1 se presentan perfiles de temperatura para un tubo vertical sin y con depósito y con formación de película (DNB).

En general los diseñadores de Calderas evitan que en los tubos se llegue a situación de DNB, sin embargo las condiciones de operación pueden diferir de las de diseño si se producen obstrucciones en tubos que restringen el flujo de Agua-vapor, o si se presentan distorsiones de la flama debido a un alineamiento inadecuado de quemadores o mal funcionamiento de los mismos.

1.3-FALLAS TÍPICAS EN TUBOS DE PARED DE AGUA.

Los tipos de fallas que se presentan debido al fenómeno de corrosión interna son los siguientes:

- a) Ataque cáustico.
- b) Fallas por sobrecalentamiento localizado generado por depósitos de ataque cáustico.
- c) Ataque por hidrógeno.
- d) Falla por picaduras.

1.4-CAUSA DE LAS FALLAS Y SU PREVENCIÓN.

El problema de corrosión del lado del agua en tubos de evaporador ha sido causa de numerosas fallas que han obligado a sacar las Unidades de operación. Una documentación muy completa de la experiencia de corrosión en Estados Unidos durante el periodo 1955-1970 fue realizada por el Subcomité de Corrosión del Comité de Investigaciones de ASME sobre estudios del agua de alimentación de la Caldera Flein. Entre los resultados más importantes de ese estudio destacan los siguientes:

- a) De las 640 Calderas de alta presión en operación hasta finales de 1980, casi un 20% de las mismas fueron afectadas por incidentes de corrosión.
- b) La frecuencia estadística de fallas por corrosión fue disminuyendo.
- c) Durante este periodo, la naturaleza del daño por corrosión ha cambiado de fallas dúctiles a fallas frágiles. Esto se correlaciona con un cambio de tratamiento químico del agua de caldera, del alto pH (basado en cáusticos) a un pH menor (basado en fosfato de sodio y químicos volátiles). Ver siguiente tabla.

	Fallas dúctiles	Fallas frágiles	Total
1955-1960	41	7	48
1961-1965	25	17	42
1966-1970	8	21	29
Total	74	45	119

TABLA N. 1. - ESTUDIO DE FALLAS EN CALDERA.

1.5-ESTADISTICA DE FALLAS.

Tres condiciones, aparte del tratamiento químico fueron considerados importantes en fallas por corrosión:

- a) Desarrollo de depósitos de óxido metálico (50%).
- b) Fugas del condensador (20%).
- c) Factores de diseño (20%).

-Soldadura mal Aplicada.

-Tubos horizontales calentados por arriba o abajo.

Un extenso estudio experimental llevado a cabo por ASME-EEI (The American Society of Mechanical Engineers-Edison Electric Institute) durante los años 1966-1969, encontró también una gran correlación entre suciedad de la Caldera y corrosión.

Algunos resultados interesantes de este estudio fueron:

- a) Los depósitos de contaminantes del agua de caldera (tanto de productos de corrosión del área precaldera como los provenientes por fuga del Condensador) ocurre

- principalmente en las superficies de transferencia de calor.
- b) En todos los casos que presentaron corrosión, se encontró que la superficie de transferencia de calor estaba dañada o tenía depósitos.
- c) Cuando las superficies de transferencia de calor están libres de depósitos, es difícil que ocurra corrosión en un amplio rango de condiciones de transferencia de calor, independientemente del método de tratamiento de agua utilizado.
- d) La reducción del pH del agua de caldera resultado de fugas de Condensador causó fallas con todos los tipos de tratamiento químico. Sin embargo, las velocidades de corrosión fueron efectivamente reducidas elevando el pH con fosfato de sodio o hidróxido de sodio.
- e) Una vez que la superficie de transferencia de calor estaba suficientemente dañada, la introducción de hidróxido de sodio para disminuir la corrosión resultó en ataque cáustico.
- f) Las Calderas modernas de mayor capacidad son más susceptibles a corrosión interna que otras más pequeñas, y la principal causa de ello es que tienen una cantidad de Área relativamente menor en precaldera. Como comparación, si una unidad de 40 MW se limpia cada 5 años, una unidad de 300 MW necesita limpiarse cada tres años para mantener una limpieza equivalente.

1.6-PREVENCIÓN DE FALLAS.

La reducción en la incidencia de corrosión interna de Calderas ha sido alcanzada debido a nuevos métodos de control. Este resultado es producto del énfasis correcto para evitar o minimizar los factores que originan el ataque. Estos factores son:

- a) Ingreso de contaminantes agresivos en la Caldera por fugas de Condensador o mal funcionamiento de la Planta de tratamiento de aguas o del Deaerador.
- b) Desarrollo de depósitos de óxido poroso, los cuales actúan como concentradores de especies.
- c) Factores de diseño.

El ingreso de contaminantes en el agua de caldera es imposible reducirlo a cero, pero sí es posible minimizar este problema mejorando el diseño del Condensador, mejorando el Deaerador, y monitoreando, a la vez que limitando la concentración de contaminantes en el agua de alimentación y de caldera.

El desarrollo de depósitos de óxido poroso en la Caldera es controlado reduciendo las concentraciones de hierro y cobre en el agua de alimentación y por medio de limpiezas químicas periódicas.

Con respecto a factores de diseño, una causa común de falla es la acción que tienen malas soldaduras como concentradores de especies y se solucionan mejorando las técnicas.

2-FALLAS EN SISTEMA PRECALDERA.

Estas generalmente ocurren en los siguientes equipos:

- Fallas en Condensador.
- Fallas en Calentadores de agua de alimentación.

2.1-FALLAS EN CONDENSADOR.

Pueden ocurrir de dos formas:

a)Fallas por el lado de agua de enfriamiento.

Estas generalmente se deben a corrosión por depósitos orgánicos, presencia de ácidos corrosivos como el H_2S (en el caso de Sistemas abiertos), o por mal control químico (en el caso de Sistemas cerrados).

b)Fallas por el lado de condensado.

Puede deberse a corrosión por oxígeno disuelto, CO_2 , amoníaco y otras impurezas.

Una de las causas más comunes de corrosión en condensado, es el ataque a las aleaciones de cobre por presencia de amoníaco, mismo que se forma de la descomposición térmica de la hidracina inyectada para control de oxígeno y de la ciclohexilamina y morfolina usadas para regular el pH.

El crecimiento de amoníaco en el Condensador, es una causa de severa corrosión de las aleaciones de cobre. De estas últimas, las aleaciones cobre-zinc como la CDA 445 (admiralty-arsénico), la CDA 687 (Aluminium-Brass-arsénico) y las aleaciones ricas en cobre como CDA 194 y CDA 142

(cobre-arsénico) son las más susceptibles a la corrosión en condensado. Mientras que las aleaciones de Cobre-Níquel son mucho más resistentes al ataque. La gráfica X.2 muestra la pérdida de peso de varias aleaciones después de 10 días de prueba en condensado de 1000 ppm de NH_3 a 16°C , donde se observa que los aceros inoxidable y el titanio son esencialmente inmunes al ataque.

La corrosión más severa por amoníaco, ocurre en la sección de renovación de aire del Condensador, donde los gases no condensables se concentran durante la operación.

Ade más el amoníaco disuelto en la fase líquida alrededor de los tubos, es arrastrado por el líquido que cae y debido al efecto de refluj o, incrementa su concentración.

2.2-FALLAS EN CALENTADORES DE AGUA DE ALIMENTACION.

Generalmente son problemas de corrosión de las aleaciones de los tubos de los intercambiadores por presencia de oxígeno y CO_2 (cuando son tubos de acero), o de amoníaco (cuando son aleaciones de cobre).

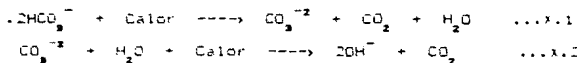
3-FALLAS EN SISTEMA POSTCALDERA.

La corrosión en el Sistema postcaldera es un problema común en los Sistemas de generación de vapor. su manifestación más generalizada es el elevado mantenimiento requerido para reemplazar o reparar tuberías y equipo del Sistema de vapor.

condensado.

Otra manifestación, pero no tan notoria es la creación de productos de corrosión tales como el óxido férrico (Fe_2O_3), el cual causará depósitos y una serie de problemas inherentes a ello.

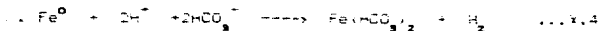
El Sistema postcaldera está sujeto al ataque de muchos y variados mecanismos de corrosión, siendo los más comunes el pH bajo causado por el dióxido de carbono, así como el ataque por oxígeno. El dióxido de carbono se forma por la descomposición de los carbonatos y bicarbonatos presentes en el agua de caldera como se indica:



El dióxido de carbono presente en el condensado se combinará con éste para formar ácido carbónico.

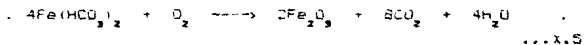


y este ácido carbónico bajará el pH del condensado ocasionando una corrosión por bajo pH, además reaccionará con el hierro formando bicarbonato ferroso.

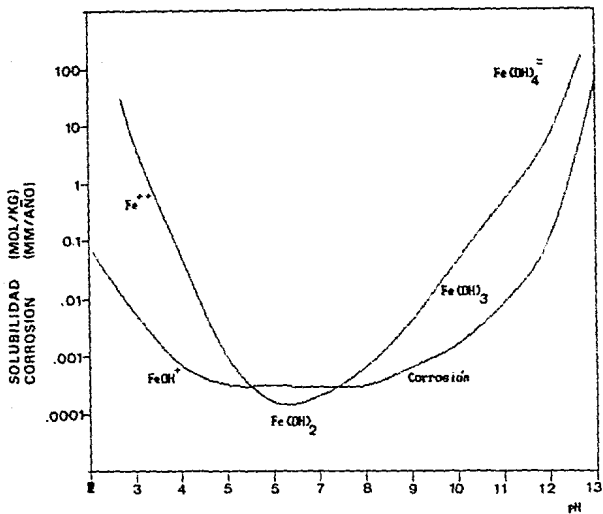


Cuando el oxígeno y el dióxido de carbono se encuentran presentes, la corrosión procederá en forma mucho más energética

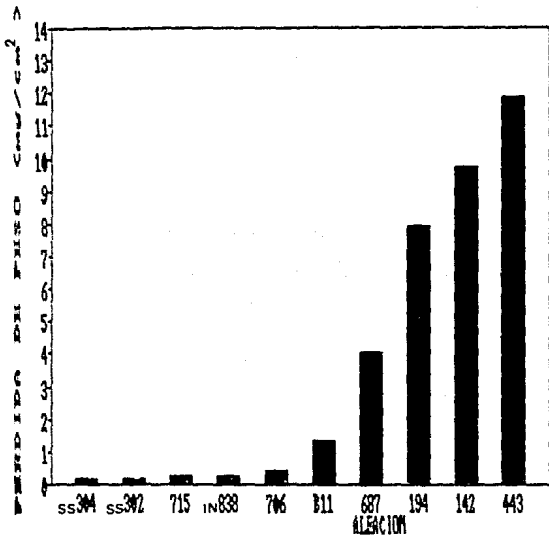
v rápida; y a no ser que se elimine el CO_2 , este proceso será perpetuo:



Para eliminar el efecto corrosivo del dióxido de carbono se emplean inhibidores de dos tipos, formadores de película y neutralizadores. Estos son las denominadas aminas filmica y neutralizante.



Gráfica X.1-VELOCIDAD DE CORROSION DEL ACERO AL MEDIO CARBONO, Y SOLUBILIDAD DE LA MAGNETITA A 900°C.



Gráfica 1.1.-PERDIDA DE PESO DE VARIAS ALEACIONES
POR ATAQUE DE AMONIACO.

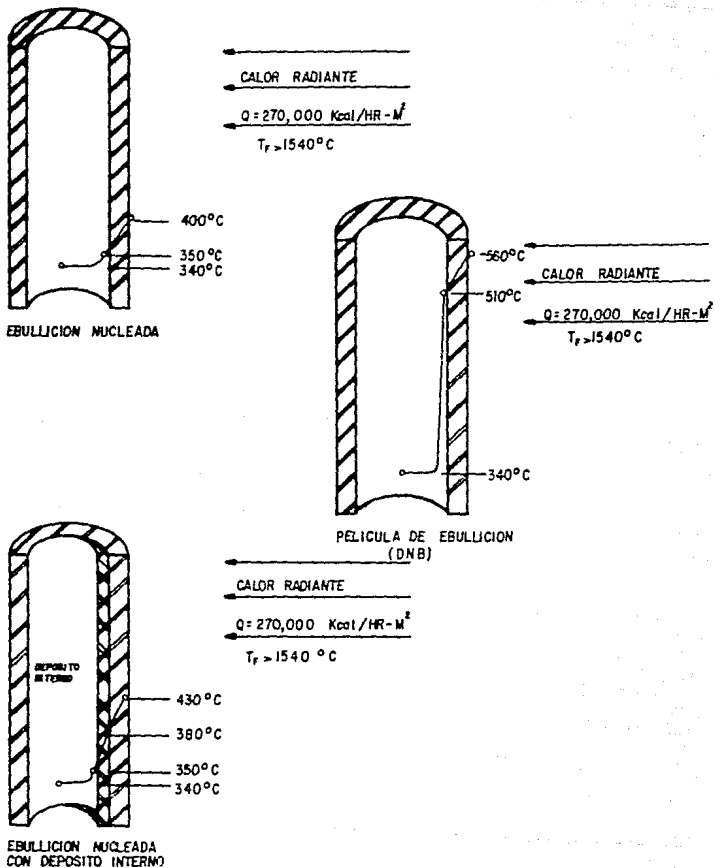


Figura X.1.- PERFIL DE TEMPERATURA A TRAVES DE UN TUBO VERTICAL DE CALDERA

COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES.

La producción de energía eléctrica a través del uso de vapor generado en forma económica y segura, depende del comportamiento confiable de los equipos que integran la Unidad, ya que estos se ven afectados por diferentes causas, como por ejemplo: su operación, mantenimiento, etc., y en forma directa del acondicionamiento del agua que se emplea en ellos.

Es de suma importancia el tratamiento químico que se siga en una Central, y que los parámetros de control se mantengan dentro de los límites previamente establecidos, para de esta forma disminuir los problemas de incrustación y corrosión que, como se vio a lo largo del trabajo, son los que más afectan en la operación y disponibilidad del equipo, así como en el gasto excesivo de agua por verse en la necesidad de abrir purga continua en Caldera para controlar los valores de las impurezas. En esta parte del trabajo, se pretende reunir una serie de recomendaciones para evitar los problemas de corrosión, depósitos, arrastres, etc.

En general, deben evitarse:

- Sobrecalentamientos durante el arranque de la Unidad, que provoquen un esfuerzo de expansión brusca en la tubería de la Caldera, ya que la capa protectora de óxido (magnetita) se puede abrir o destruir, debido a la diferencia de coeficientes de dilatación entre el metal y el óxido, que deja expuesto al metal base, que en presencia de oxígeno formará óxido ferroso iniciándose el efecto de corrosión electroquímica.
- La contracción violenta durante el enfriamiento del generador

de vapor. Al haber esfuerzos repetidos de expansión o contracción por cambios bruscos en la temperatura, puede llegar a provocar fisuras o grietas que producen finalmente la falla del metal.

-Los cambios de presión en las Unidades, que son los que provocan exfoliación en tuberías del Sobrecalentador y Recalentador. Las escamas formadas son duras y quebradizas, y afectan a los equipos causando bloqueo parcial o completo en doblajes o codos interiores de los tubos, causando sobrecalentamiento y falla de los mismos. La exfoliación del óxido, puede salir del Generador de vapor y llegar hasta la Turbina, ocasionando daños severos al incidir partículas sólidas en los álabes móviles.

-El rodamiento de la Unidad por largos períodos a bajas cargas, así como operaciones cíclicas frecuentes (cambios de carga, arranques y paros, así como cambios de temperatura).

Por otra parte, es aconsejable tomar en cuenta los siguientes puntos:

-Cuando se han logrado mantener en control los parámetros de dureza y sílice con el pH adecuado, se acostumbra mantener cerrada la purga continua en Caldera, pero es beneficioso abrirla por un espacio corto de tiempo (1/2 hora) para evitar que se acumule una gran cantidad de sólidos en el Domo, que pueden causar la llamada erosión-corrosión, que es cuando la capa de magnetita es continuamente golpeada por las partículas

- que erosionan la tubería.
- Cuando en agua de Caldera exista contaminación de sílice que no se pueda controlar con la purga, se debe anteponer la seguridad de la Turbina a la generación de energía eléctrica, poniendo fuera de servicio la Unidad sin pérdida de tiempo.
 - Durante la operación de la Unidad, se debe mantener el nivel del Domo superior constante, o en su defecto reducir variaciones bruscas que traen como consecuencia arrastres de humedad en forma de gotitas hasta la Turbina, ocasionando daños de erosión y depósitos.
 - Cuando la Unidad está en mantenimiento (20 a 30 días), la Caldera debe permanecer llena con gas inerte para evitar corrosión.
 - La experiencia ha demostrado que es conveniente hacer limpiezas químicas a la Caldera cada 4 años de operación normal de la Unidad.
 - Sería aconsejable que la Institución se esforzara por adquirir productos de calidad superior a los usados comúnmente.

CONCLUSIONES.

- El equipo que se encuentra bajo la responsabilidad del Departamento Químico, debe mantenerse en perfectas condiciones operacionales para garantizar el tratamiento del agua que se utilizará para la generación de vapor.

- La pureza que debe tener el vapor es fundamental en la generación de energía en una Central Termoelectrica para evitar daños al equipo, que influyan en la eficiencia y disponibilidad del mismo.

- Dependiendo de las características naturales del agua que se utilizará en la generación de vapor, se debe elegir el tratamiento químico adecuado para cada Planta en particular.

- La intensidad y control del tratamiento a que debe someterse el agua depende directamente de la capacidad de la Caldera y de sus condiciones de operación.

- El ahorro de agua se garantiza al mantener los parámetros de control dentro de los límites establecidos.

BIBLIOGRAFIA.

- 1.-Betz Laboratories Inc., 1976. Handbook of water conditioning. Trevose USA. págs:60-170.
- 2.-C.F.E., 1984. Línea química Pre y Post operacionales. México. págs:(II):1-1. (III):2.
- 3.-C.F.E., 1984. Práctico Paterno. Región de Generación Termoelectrónica Central, México. (11):20 pp.
- 4.-C.F.E., 1986. Tratamiento de agua de repuesto al ciclo agua-vapor. México. págs: (11):1-11.
- 5.-Duran H.H., 1981. Factores con influencia en el calentamiento del agua de calderas de alta presión. XI Reunión Nacional de Ingenieros de la C.F.E., Tijuana B.C.
- 6.-Engle J.F. y G.O. Halliburton, 1971. Cleaning Boiler Tubes Chemical. Chemical Engineering, USA. págs:225-227.
- 7.-Eskel N., 1975. Tratamiento de agua para la industria y otros usos. C.E.C.S.A., México. 500 pp.
- 8.-Gordon M.F., Bever S.O. y D.A. Crun, 1976. Water and wastewater engineering. T.P.C.L., Japan. 300 pp.

- 9.-Goodstine S.L., 1978. Recomendens water chemistry practices high pressuredrum. Type Boilers American Pioneer Conference, México.
- 10.-Mitsubishi Seminar, 1980. Quality of feed water and boiler water, Mitsubishi Heavy Industries LTD, México, 60 pp.
- 11.-Feaboy A.W., 1971. Control of pipeline corrosion. National Association of corrosion engineers, USA, pags:3-20, 175-178.
- 12.-Shield G.D., Boiler, types, characteristics and functions, McGraw Hill Book Company INC., USA, 500 pp.