

Capítulo 13

PROBLEMAS Y TRATAMIENTO DEL AGUA DE CALDERA

Las especificaciones y tratamiento, así como las pruebas del agua, están siendo llevados a cabo por compañías especializadas en tratamiento que trabajan con los operadores de las plantas de calderas. Hay un papel complementario para ambos con el fin de resolver los problemas que afectan al agua de calderas, de forma que las calderas puedan operarse con seguridad, eficiencia y de forma continua cuando se precise.

Los problemas del agua de calderas pueden producir incrustaciones, corrosión, natas y espumas, arrastres, corrosión por tensiones y fragilidad en la caldera o en la maquinaria conectada que use vapor, como los turbogeneradores. Muchos álabes de turbinas de vapor que fallan pueden investigarse por las condiciones de vapor. Como resultado hay un aumento continuo de las concentraciones permisibles de impurezas en el vapor que va a una turbina, y esto produce un aumento de productos químicos aplicados al agua de calderas. Existen también cambios y mejoras tecnológicas nuevas así como mejores productos químicos para eliminar las concentraciones de impurezas en el agua de calderas. Esto significa que los operarios deben estar alerta con respecto a los diversos métodos y situaciones que ahora y en el futuro estén disponibles para resolver los problemas del agua de calderas.

CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS BÁSICAS DEL AGUA

Definiciones aplicables a la química del agua:

1. *Ácido*: compuesto que comporta iones hidrógeno, como el ácido sulfúrico.
2. *Álcali*: sustancia o sal que neutralizaría un ácido.
3. *Base*: compuesto que puede reaccionar con los ácidos para formar sales y en solución acuosa produce iones oxhidrilo.
4. *Coloide*: sustancia gelatinosa que parece estar en disolución, pero realmente está en suspensión. Está formada de partículas muy finas.

5. *Concentración*: esto es aplicable a las soluciones y expresa la relación de la sustancia disuelta con la cantidad de agua, normalmente expresada como una relación en peso.
6. *Corrosión*: acción química de un metal que se combina y forma un óxido por la acción del oxígeno, o bien de un ácido o álcali sobre el metal.
7. *Grano*: unidad de peso que se utiliza en tratamiento de aguas, donde 7.000 granos igual a 1 libra.
8. *Dureza*: es una medida de las cantidades de compuestos de calcio y magnesio en solución acuosa, ya que la acción de estos compuestos forma un producto insoluble o incrustación en el agua.
9. *Ión hidrógeno*: es un ión formado por hidrógeno con símbolo H^+ , que forma un ácido cuando se combina con ciertas impurezas del agua.
10. *Ión oxhidrilo*: éste tiene el símbolo OH^- y forma una base compuesta cuando se combina con alguna impureza del agua.
11. *Ionización del agua*: la rotura de una molécula de agua en iones hidrógeno y oxhidrilo con el proceso de reacción aumentado con el incremento de temperatura del agua.
12. *Óxido*: combinación química del oxígeno con un metal para formar un óxido metálico, como óxido de hierro, normalmente llamado herrumbre.
13. *Partes por millón o ppm*: es una medida de la cantidad de impurezas sobre una base en peso de un millón de libras (o kg) de agua. También se utiliza *granos por galón* = 17,1 ppm; o bien *miligramos por litro*, mg/L.
14. *pH*: es una medida de la concentración de iones hidrógeno para medir la acidez o alcalinidad relativa de una solución. Es el logaritmo en base 10 de la inversa de la concentración del ión hidrógeno, con 7 como neutro. Por debajo de 7 la solución es ácida; por encima, es básica.
15. *Precipitado*: sustancia sólida que se separa de una solución por reacción química en la solución.
16. *Reactivo*: una sustancia de composición conocida que se utiliza para la detección y medida de otra sustancia desconocida.
17. *Sales*: son aquellas sustancias que en solución forman iones distintos del hidrógeno y del oxhidrilo. Son también el producto de un ácido y una base combinadas o un ácido y ciertos metales químicamente activos.
18. *Incrustación*: un depósito adherente sobre una superficie metálica de la caldera, producido principalmente por impurezas que precipitan fuera del agua y cementan sobre el metal a medida que la temperatura sube en la caldera.
19. *Soluble*: capacidad de una sustancia para entrar en disolución.
20. *Condensado*: vapor que se ha condensado en el bucle de vapor y ha retornado al sistema de caldera.
21. *Agua de aportación*: agua que debe ser rellenada en el sistema de caldera como resultado de pérdidas, purga y gasto de vapor de proceso.
22. *Agua de alimentación*: la combinación de condensado y agua de aportación que se suministra a la caldera para evaporación.
23. *Purga*: la sangría o sangrado de una parte del agua de la caldera para la eliminación de sólidos en suspensión.
24. *Afinado del condensado*: es la purificación del condensado retornado al pasarlo a través de desmineralizadores.

El tratamiento del agua de caldera es un problema que requiere control periódico del agua y un tratamiento acorde a la variación de sus condiciones. Hay un número de laboratorios reputados preparados para equipar pequeñas o grandes plantas con *kits* de pruebas adecuadas para suministrar o señalar el tratamiento adecuado indicado por las pruebas.

Pruebas químicas. El mínimo de pruebas químicas normalmente prescritas para calderas de alta presión depende de la relación del agua de aportación al condensado para elaborar el agua de alimentación de caldera, así como el tratamiento a usar especificado por los especialistas de tratamiento de aguas. A efectos informativos, se dan aquí algunos tests y su objeto:

1. *Prueba de acidez o alcalinidad:* ésta se utiliza para controlar la corrosión y también la incrustación usando los valores obtenidos al calcular la cantidad de álcali a añadirse a un agua bruta ácida, o la cantidad de cal y sosa que puede necesitarse en un desendurecedor de cal y sosa.
2. *Prueba de dureza, calcio y magnesio:* una medida de calcio y magnesio es una medida de la dureza del agua bruta y blanda y del agua de alimentación. La dureza produce incrustación en una caldera y además los valores obtenidos de calcio y magnesio pueden utilizarse para determinar la cantidad de cal y sosa que necesita añadirse al agua de caldera, y así controlar la formación de incrustaciones.
3. *Prueba del hidróxido:* la cantidad de hidróxido en el agua de caldera se determina para controlar la corrosión, fragilidad, arrastres o indirectamente el control de incrustación. El hidróxido debe mantenerse a un nivel suficientemente bajo para que el arrastre no tenga lugar como formación de espumas y para evitar puntos de concentración de tensiones que ataquen al acero, así como para evitar la fragilidad del acero en zonas muertas de circulación. Las concentraciones de hidróxido se usan también para convertir la dureza que podría formar incrustación en lodos que pueden purgarse fuera de la caldera.
4. *Prueba del fosfato:* la concentración de fosfatos se controla para producir incrustaciones solubles que pueden purgarse fuera de la caldera. La concentración de fosfato se mantiene también de modo que exista una relación entre fosfato y pH o alcalinidad en el agua de la caldera, de forma que no haya hidróxido libre presente y así evitar la fragilidad.
5. *Prueba del sulfito.* La concentración de sulfito, si está ligeramente en exceso, se combinará con el oxígeno disuelto en el agua y así evitará la corrosión. El tratamiento de sulfito no se recomienda para calderas con presiones de calderín por encima de 1.600 psig (112 kg/cm²), porque las reacciones químicas pueden ser peligrosas a presiones más elevadas.
6. *Prueba del hierro:* este test se utiliza para determinar si el retorno de condensado tiene exceso de óxido de hierro o herrumbre proveniente de las tuberías anexas y maquinaria de utilización del vapor. El término *erosión por partículas* sólidas ha venido utilizándose porque la mayoría del hierro está en forma de partículas y no disuelto en agua. Los filtros de membrana son utilizados para aproximar la concentración en el agua.

7. *Prueba del cobre*: similar efecto a la del hierro, pero la fuente es normalmente los intercambiadores o equipos de bombeo con piezas de cobre. Las reparaciones que sustituyen el cobre pueden reducir la fuente de este contaminante.
8. *Prueba de conductividad eléctrica*: este test determina la cantidad de sólidos presentes en el agua y se utiliza para el control de purga. Si se usa sobre los retornos de condensados, puede utilizarse para detectar fugas de agua bruta de los condensadores e intercambiadores de calor hacia el condensado, instituyéndose así acciones correctivas antes de que se produzcan daños mayores.

Hay cinco pasos posibles necesarios en el tratamiento de aguas dependiendo del suministro, presión, extensión del agua de aportación y condiciones similares: (1) pretratamiento del suministro de agua bruta; (2) tratamiento del agua de aportación que va a la caldera; (3) tratamiento interno del agua en la caldera; (4) tratamien-

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE AGUA		Partes por millón	Equivalentes por millón
Fecha _____		Sílice como SiO ₂	5
Origen _____		Hierro como Fe ₂ O ₃	1,2
Datos analizados _____		Calcio como Ca	62
Total sólidos disueltos _____ ppm		Magnesio como Mg	31
Materia orgánica Ninguna ppm		Sodio y potasio como Na y K	38
Sólidos en suspensión 5 ppm		Bicarbonato como HCO ₃	250
Cloroformo, extractable (aceite, etc.) Ninguna ppm		Carbonato como CO ₃	0
pH 7,7		Hidróxido como OH	0
Alcalinidad de fenoltaleína como CO ₃ Ca 0 ppm		Cloruro como Cl	11
Alcalinidad de naranja de metilo como CO ₃ Ca 205 ppm		Sulfato como SO ₄	138
Alcalinidad de hidróxido como CO ₃ Ca 0 ppm		Nitrato como NO ₃	0
Dureza como CaCO ₃ 282 ppm		Dióxido de carbono como CO ₂	10
Conducta específica _____ microohmios		Turbidez	5
		Características físicas de la muestra	Clara cuando se extrae

Figura 13.1. El tratamiento de aguas requiere análisis periódicos del agua de caldera con un listado de datos de impurezas, de forma que el tratamiento se puede determinar o ajustar.

to del condensado que está siendo retornado a la caldera, y (5) control de purga para eliminación de los yodos precipitados en la caldera.

El análisis de una muestra de agua es el proceso de hallar qué cantidades de impurezas y otras sustancias químicas están presentes en el agua. Los resultados se expresan normalmente en ppm (partes por millón) y se tabulan como se muestra en la Figura 13.1. Las partes por millón son una medida de proporción en peso, como una libra (kg) en un millón de libras (kg). Los granos por galón es otro medio de expresión de la cantidad presente de una sustancia. Un grano por galón equivale a 17,1 ppm.

Sin importar las características químicas de la impurezas, son posibles cuatro casos distintos:

1. Si la impurezas es un sólido soluble, aparece en estado de disolución o en *solución* con el agua.
2. Si el sólido no es soluble en agua, no está en solución sino en estado de *suspensión*.
3. Aquellas impurezas de naturaleza gaseosa que son parcialmente solubles están en estado de *absorción* en el agua.
4. Las soluciones *coloidales* tienen partículas en suspensión, entre ellas las que están en estado de disolución y las que están en suspensión. Los coloides se definen como aquellas partículas menores de 0,2 micrometros (μm) y mayores que 0,001 micrometros (1 micra = 0,001 mm = 10^{-6} m). Las partículas menores de 0,001 micras se consideran en solución (disueltas).

ELEMENTOS QUÍMICOS Y ECUACIONES DE REACCIÓN

Muchos problemas de la química del agua implican los siguientes elementos, normalmente encontrados en esa química:

Elemento	Símbolo	Peso atómico	Valencia
Aluminio	Al	27	3
Calcio	Ca	40,1	2
Carbono	C	12	4
Cloro	Cl	35,5	Varía
Hidrógeno	H	1	1
Hierro	Fe	55,8	Ferroso, 2 Férrico, 3
Magnesio	Mg	24,3	2
Nitrógeno	N	14	Varía
Oxígeno	O	16	2
Fósforo	P	31	Varía
Potasio	K	39,1	1
Silicio	Si	28,1	4
Sodio	Na	23	1
Azufre	S	32,1	Varía

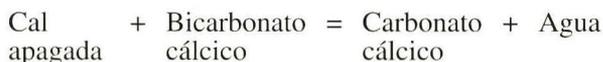
La *valencia* se define por los químicos como el número de un elemento que representa la capacidad de su peso atómico para combinar con, o desplazar, los pesos atómicos de otros elementos. Además se define como valencia de un elemento el número de átomos de hidrógeno o de cloro con los que el átomo de un elemento puede combinarse o desplazar. El hidrógeno se toma como referencia o estándar, con valencia 1. Los ácidos se comportan como si estuvieran compuestos por dos radicales, el hidrógeno y el radical tal como SO_4 , NO_3 y PO_4 , para el ácido sulfúrico, nítrico y fosfórico, respectivamente. La fórmula para el ácido sulfúrico es H_2SO_4 ; por tanto, el radical SO_4 tiene una valencia de dos, ya que toma dos átomos de hidrógeno para combinarse con el radical. Para el ácido nítrico, HNO_3 , el radical NO_3 tiene valencia uno ya que combina con un átomo de hidrógeno para formar HNO_3 . La fórmula del ácido fosfórico es H_3PO_4 ; por tanto, el radical PO_4 tendrá valencia de tres. El calcio tiene una valencia de dos y combina con el radical CO_3 para formar la incrustación de CaCO_3 ; por tanto, el radical de CO_3 tendrá una valencia de dos. El mejor modo de recordar la valencia de un elemento es recordar la fórmula de un compuesto que contenga el elemento. Por ejemplo, el oxígeno tiene una valencia de dos. ¿Cuál es la valencia para el silicio en el compuesto SiO_2 ? Como la valencia total de los dos átomos de oxígeno es: $2 \times 2 = 4$, entonces, ésta es la valencia del silicio.

Muchos elementos presentan más de una valencia. Así, el hierro puede formar cloruro ferroso, FeCl_2 , con una valencia de dos ya que el cloro tiene una valencia de 1. Para el cloruro férrico, FeCl_3 , la valencia del hierro sería de tres.

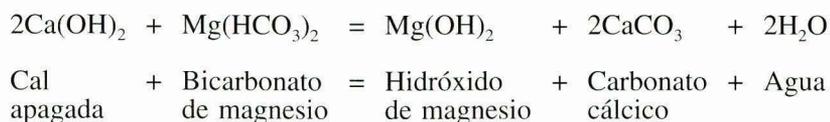
La valencia se utiliza en el cálculo de ppm de iones en términos de carbonato cálcico analizando una muestra de agua. Los químicos utilizan esto para calcular las cantidades de reactivos químicos en una ecuación dada por la utilización de pesos equivalentes. El cálculo de la concentración de un ion dado en términos de su equivalente en carbonato cálcico se hace comparando esos equivalentes, donde peso equivalente = peso atómico del elemento o compuesto dividido por la valencia de ese elemento o compuesto.

REACCIONES QUÍMICAS

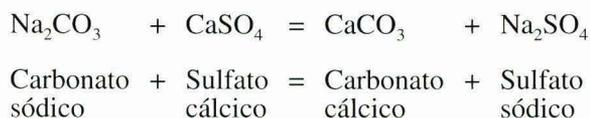
Las reacciones químicas de unos compuestos químicos con otros se expresan mediante ecuaciones químicas donde los elementos a un lado de la ecuación deben ser iguales al número de cada elemento en el otro lado. La ecuación para reducir el bicarbonato de calcio y magnesio, «dureza temporal», a carbonato cálcico lodo se expresa como sigue en una ecuación de reacción química, con la cal apagada (hidróxido de calcio) utilizada para precipitar el carbonato cálcico insoluble:



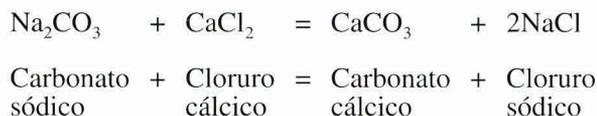
Nótese que hay dos elementos Ca en el lado izquierdo de la ecuación y dos en el lado derecho. Los elementos siempre deben estar igualados en ambos lados de la ecuación. La ecuación para convertir el bicarbonato de magnesio es:



Al cambiar la dureza permanente del sulfato cálcico y del cloruro cálcico por carbonato sódico, tienen lugar las siguientes reacciones químicas:

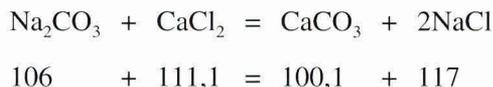


Para la reacción del cloruro cálcico:



En ambas ecuaciones el número de elementos en cada lado está equilibrado. Algunos químicos usan el símbolo ↓ para la precipitación (de lodos), como el carbonato de calcio, y el símbolo ↑ para los gases que pueden salir de la solución.

También los químicos de tratamiento de agua usan las ecuaciones químicas por aplicación del total de los pesos atómicos por compuesto en la reacción. Asignemos pesos atómicos en la ecuación para convertir cloruro cálcico mediante el uso de carbonato sódico, y la ecuación podrá escribirse como sigue:

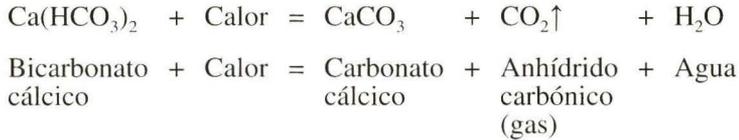


Los números representan la suma de los pesos atómicos de los elementos en cada compuesto. Los químicos utilizan los pesos atómicos para calcular los pesos de las reacciones por proporcionalidad. Por ejemplo, supongamos que utilizamos un peso de 150 libras de carbonato sódico, Na_2CO_3 , para tratar agua con cloruro cálcico, CaCl_2 . ¿Qué cantidades de los otros compuestos se formarán o utilizarán?

1. Para CaCl_2 : $106/111,1 = 150 \text{ Ca/Cl}_2$, y resolviendo: $\text{CaCl}_2 = 157,2 \text{ lbs.}$
2. Para CaCO_3 : $106/100,1 = 150 \text{ CaCO}_3$, y resolviendo: $\text{CaCO}_3 = 141,7 \text{ lbs.}$
3. Para 2NaCl : $106/117 = 150 (2\text{NaCl})$, y resolviendo: $2\text{NaCl} = 165,6 \text{ lb.}$

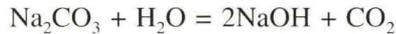
Los pesos en un lado de la ecuación deben ser iguales a los pesos en el otro lado de la ecuación por la ley de conservación de masas (los pesos de las sustancias reaccionantes igualan a los resultantes de la reacción).

Los bicarbonatos de calcio y magnesio mostrados en la ecuación química producen una dureza *temporal*. El término «temporal» se usa porque la dureza de carbonato puede ser eliminada parcialmente a medida que la temperatura aumenta. Esto puede verse por la siguiente ecuación:



Cuando se enfría el agua con dureza temporal impide la formación de espuma de jabón, pero después de calentada, permite al jabón formar espuma.

En *calderas de alta presión*, el carbonato sódico reacciona de modo diferente. Se ha demostrado que el carbonato sódico, Na_2CO_3 , ayuda en la eliminación de la dureza del agua que contiene sulfato cálcico y cloruro cálcico; sin embargo, por encima de 250 psi (17,5 kg/cm²) de presión de caldera, el Na_2CO_3 se descompone en sosa cáustica con liberación de dióxido de carbono como se muestra en la siguiente ecuación:



El dióxido de carbono puede ser absorbido por el agua para formar ácido carbónico débil, H_2CO_3 , como se demuestra por la siguiente ecuación:

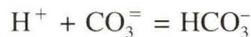


Una reacción química en cadena puede seguir según las ecuaciones o reacciones químicas siguientes:

El ácido se descompone en los siguientes iones:



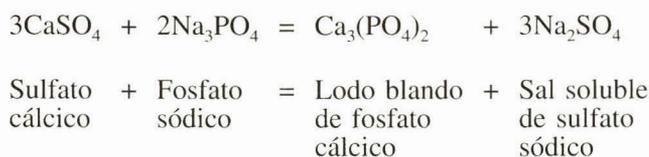
Los iones hidrógeno pueden reaccionar con los iones carbonato de los carbonatos de calcio o magnesio para formar bicarbonato, como se indica en la siguiente ecuación para el bicarbonato cálcico:



El resultado final es la formación de carbonato cálcico de nuevo como sigue:



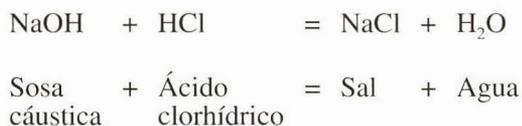
Tratamiento con fosfato. Todas estas reacciones anteriores vuelven a producir «dureza temporal». La acción del dióxido de carbono causando esta dureza temporal cuando están presentes los carbonatos de calcio y magnesio ha restringido el uso del tratamiento con carbonato sódico sólo para presiones menores. Este tratamiento fue sustituido por el de fosfato con un exceso establecido de los productos químicos usado para tener presente en todo momento una cantidad suficiente para asegurar la totalidad de la reacción química. A efectos ilustrativos, la ecuación de reacción para la peor incrustación precedente del sulfato cálcico con fosfato trisódico es:



El uso de fosfatos para tratamiento térmico interno de calderas ha sido modificado a medida que las presiones de caldera aumentan; una discusión de todo esto, primero requiere una revisión de la acidez y la alcalinidad.

Ácidos, bases y valor de pH. Los químicos de tratamiento de agua se refieren al valor del pH de la muestra de agua que está siendo controlada. Este término se usa para denotar la presencia de ácidos o bases en agua o soluciones. Por ejemplo, ácido clorhídrico, HCl, también denominado ácido muriático, forma átomos cargados eléctricamente en el agua, iones H^+ y Cl^- , lo que se denomina ionización. De la misma manera, una base o álcali, como el hidróxido de sodio, NaOH, llamado sosa cáustica, formará iones Na^+ y OH^- , con el ión hidróxido OH^- , como agente de reacción alcalino.

Los químicos consideran la reacción de una base y un ácido como acción de neutralización, como los iones $\text{H}^+ + \text{OH}^-$ forman agua neutra.



Ambos, el ácido y la base fuertes, han sido eliminados y se ha formado una sal y agua que son neutras. Cuando hay impurezas en el agua, este equilibrio de ácido y base puede verse afectado según sea la concentración de cada uno en la solución. Así, la solución puede ser ácida o alcalina. Los químicos utilizan el término «pH» como referencia de acidez o alcalinidad. Realmente expresa la concentración de iones hidrógeno, H^+ , presentes en el agua y también la cantidad de iones oxhidrilo, OH^- , porque para el agua a cualquier temperatura la concentración de iones hidrógeno multiplicada por la concentración de iones oxhidrilo es constante. Esto significa que un cambio en la concentración de uno requiere el consiguiente cambio

cambio en la concentración del otro. Los químicos han determinado que la concentración del agua pura (neutra) es 0,0000001 ($1/10^7$) gramos por litro. Para evitar el uso de fracciones decimales largas, el método adoptado ha sido el valor de 7 corresponde al agua neutra, por debajo de 7 es ácida y por encima, es alcalina.

Solubilidad. En la química del agua, la mayoría de las impurezas están en estado disuelto en el agua de calderas o en disolución. Sin embargo, la temperatura tiene un efecto sobre la solubilidad de modo que, en algunos casos, un ligero cambio en la temperatura de la solución tiene el efecto inmediato de producir que una sustancia disuelta se vuelva insoluble y sedimente como materia en suspensión.

Algunos químicos de tratamiento de agua clasifican una sustancia que se hace más soluble con el *incremento* de temperatura como que tiene una *relación de solubilidad positiva*, mientras que aquellas sustancias que se vuelven *menos solubles* con un aumento de temperatura son clasificadas como que tienen una *relación de solubilidad negativa*. Esto puede clasificarse como sigue:

Sustancia	Fórmula	Efecto sobre la solución del aumento de temperatura
Cloruro sódico	NaCl	Aumento de la solubilidad, positiva
Carbonato cálcico	CaCO ₃	Aumento de la solubilidad, positiva
Sulfato cálcico	CaSO ₄	Disminución de la solubilidad, negativa
Hidróxido cálcico	Ca(OH) ₂	Disminución de la solubilidad, negativa
Hidróxido magnésico	Mg(OH) ₂	Aumento de la solubilidad, positiva

El grado de solubilidad es también importante al determinar cuándo una cierta concentración de impurezas en estado disuelto puede precipitar como sólidos fuera de la solución, porque el agua está saturada de la impureza y no puede disolver más cantidad de la misma.

Estas impurezas que tienen características negativas de solubilidad son las principales productoras de depósitos de incrustación en las calderas. Esto es así porque a medida que la temperatura en una caldera aumenta con el aumento de presión, estas impurezas se hacen insolubles y precipitan para iniciar la incrustación sobre las superficies de transferencia de calor de la caldera. El otro problema con las impurezas es que, incluso si permanecen disueltas en un amplio rango de temperaturas y concentraciones, pueden producir otros efectos nocivos, como corrosión, espumado e imprimación de impurezas.

Incrustación. Los especialistas en el tratamiento de agua clasifican las impurezas por el efecto que producen sobre el lado de agua de las calderas. La *incrustación* se define como un depósito adherente sobre la superficie de transferencia térmica en el lado de agua de las calderas producida por las siguientes impurezas sedimentadas o cocidas sobre la superficie de calefacción:

Incrustación dura	Incrustación blanda	Formador de incrustación o corrosión
Sulfato cálcico	Bicarbonato cálcico	Nitrato cálcico
Silicato cálcico	Carbonato cálcico	Cloruro cálcico
Silicato magnésico	Hidróxido cálcico	Cloruro magnésico
Sílice	Bicarbonato magnésico	Sulfato magnésico
	Carbonato magnésico	Nitrato de magnesio
	Hidróxido magnésico	Alúmina
	Fosfato cálcico	Silicato sódico
	Carbonato de hierro	
	Óxido de hierro	

Indicar
Dg.
B & C
2. 1. 1.
Tabla

Las sustancias con efectos diversos sobre las superficies de transferencia térmica son los aceites, las grasas y la materia en suspensión.

El tercer grupo de impurezas no puede causar incrustación por sí mismo, pero que puede ser obligado por otras formaciones de incrustación apareciendo así en la composición de la incrustación. La mayoría es más activa para producir corrosión que incrustación.

Incrustación y efectos de la misma. Químicamente, antes de que alguna impureza pueda incrustarse, debe abandonar la solución y solidificarse de las siguientes maneras:

1. Por reducción de solubilidad con incremento de temperatura del agua, en aquellas impurezas clasificadas como de solubilidad negativa.
2. Por exceder el punto de saturación de modo que el agua no pueda disolver más impurezas en ese estado y precipite fuera de la solución.
3. Por cambios químicos por el calor para formar sustancias insolubles, como los bicarbonatos de calcio y magnesio.

Así, la incrustación puede implicar varios cambios químicos que pueden ocurrir en el agua de caldera.

Hay dos objeciones a la incrustación sobre las superficies calefactoras de calderas:

1. La incrustación es un *aislante* muy eficiente del calor, variando el grado de aislamiento con su densidad. Su presencia en grosores apreciables significa menor absorción de calor por el agua de caldera, con la consiguiente pérdida de eficiencia o rendimiento de caldera.
2. Debido a que la incrustación es un mal conductor del calor, las superficies de calefacción de caldera aisladas del agua caliente por un lado y expuestas a los gases calientes por el otro, pueden alcanzar pronto temperaturas peligrosamente altas. De hecho, han tenido lugar serios daños: rotura de tubos (Figura 13.2 de la página siguiente) e incluso de virola de caldera.

La formación de incrustación a menudo aumenta con la tasa de evaporación. Así, los depósitos de incrustación a menudo serán mayores donde la temperatura de los gases sea más elevada. Como ejemplo, a menudo un fallo en un tubo de una caldera de tubos de agua de alta presión puede encontrarse en la zona de alta ab-

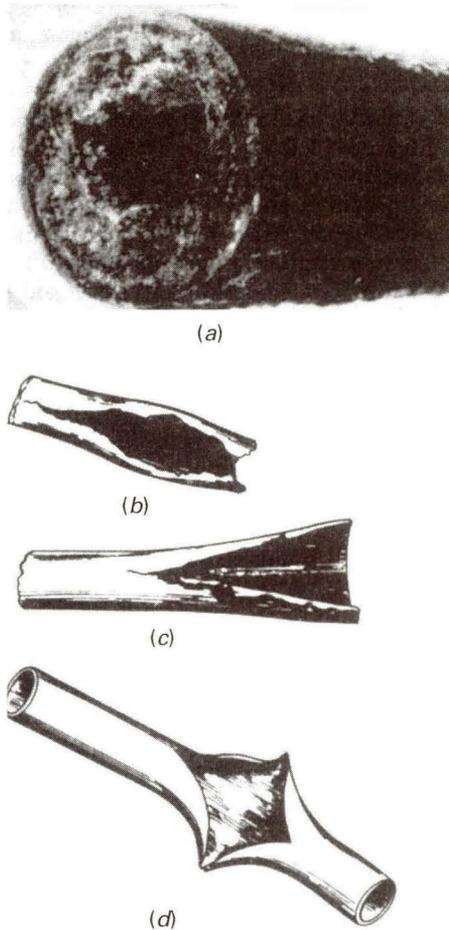


Figura 13.2. Incrustaciones y roturas de tubos. (a) Excesivos depósitos de fosfatos. (b) Depósitos y tubo roto por ataque químico. (c) Daño a largo plazo por sobrecalentamiento. (d) Daño por sobrecalentamiento a corto plazo mostrando rayas de la superficie fracturada.

{sorción de calor donde se forman las burbujas de vapor. La envolvente de agua que rodea las burbujas contiene ahora las impurezas de la burbuja de vapor y las impurezas que ya tenía en disolución. El área bajo la burbuja de vapor del tubo está momentáneamente seca y esto hace que la temperatura del tubo suba. Por la solubilidad negativa de las sustancias, la solubilidad de estos compuestos es ahora baja, y esto produce que el compuesto forme incrustaciones en la superficie de los tubos, porque la solución ha alcanzado su punto de saturación a la temperatura del tubo. El depósito puede aumentar y actuar como un aislante, de lo que resulta una transmisión de calor pobre y mala. Esto lleva al sobrecalentamiento del metal por debajo de la incrustación y a producir la rotura del tubo, debido a la incrustación, como se ve en la Figura 13.2. La incrustación media tiene una conductividad térmica

casi igual que el ladrillo refractario, o aproximadamente $\frac{1}{48}$ parte de la del acero. La incrustación es normalmente más seria en la caldera de tubos de agua que en la de tubos de humos. Un recubrimiento de incrustación de 1,6 mm de espesor en tubos de agua expuestos al calor radiante puede producir la rotura del tubo, mientras que depósitos mayores de incrustación en los tubos de fuego pueden producir pérdidas de eficiencia, aunque no son peligrosos.

La razón de esta diferencia es que los tubos de fuego o humos absorben calor por convección y no por exposición radiante.

La incrustación en las calderas de tubos de humos también puede afectar a los tubos, pero generalmente éstos ceden por sobrecalentamiento. Sin embargo, los hogares de calderas escocesas marinas que absorben calor radiante se han comido seriamente por el sobrecalentamiento debido a incrustaciones, como el que tienen las virolas de fondo de las calderas de hogar interior. La formación de incrustación puede también bloquear la acción adecuada de los controles e incluso válvulas de seguridad, por cegado de conexiones o por bloqueo de la válvula o de los controles. Una causa principal de los fallos de válvulas de seguridad es la acumulación de depósitos alrededor del asiento, lo que lleva a la válvula a bloquearse en su posición cerrada. Un programa regular de pruebas de válvula evita este tipo de fallo a medida que mejora la pureza del agua y del vapor.

Los grandes depósitos de incrustación son generalmente un indicativo de negligencia en la incrustación, que puede ser evitada en la mayoría de los casos por un tratamiento adecuado del agua. Donde las incrustaciones han formado un grosor apreciable, debería ser eliminada y, una vez que se ha conseguido limpiar la caldera, deben tomarse las medidas adecuadas para evitar su recurrencia .

Identificación de la incrustación. Costras de diferentes consistencias pueden aparecer en una caldera y requieren análisis químicos posteriores para su identificación. Las incrustaciones aquí descritas muestran las características de los diferentes tipos que pueden hallarse en calderas:

1. *Sulfato cálcico*: origina una costra muy dura que se adhiere tenazmente a las superficies calefactoras. Esta incrustación se considera la peor a causa de su dureza extrema, la dificultad en su eliminación y su baja conductividad térmica.
2. *Carbonato cálcico*: es una incrustación blanda, de tipo cenagoso, normalmente blanquecina de apariencia y se quita fácilmente por lavado con agua.
3. *Carbonato de magnesio*: forma una costra blanda de tipo similar a la de carbonato cálcico.
4. *Sílice*: no forma incrustación en solitario, sino que imparte una estructura vítrea a los depósitos de sulfato cálcico, lo que produce una costra muy dura, frágil y prácticamente insoluble en los ácidos. La sílice en las calderas de alta presión de una central térmica generadora se volatiliza y viaja con el vapor al turbogenerador para depositarse como incrustación dura, pareciendo porcelana sobre las piezas internas de la turbina.
5. *Silicato de calcio y magnesio*: ambos tienden a producir costras de estructura densa y cristalina, muy adherente a las superficies de transferencia térmica y con bajas características de transferencia de calor.

6. *Hidróxido de calcio y magnesio*: producen depósitos blandos que pueden adherirse o cementar con otras sustancias.
7. *Carbonato de hierro*: se encuentra con frecuencia en otras incrustaciones y es una sustancia indeseable porque añade una naturaleza corrosiva a la costra que aparece.
8. *Fosfato de calcio y magnesio*: son subproductos de los tratamientos de agua por fosfato y aparecen como un lodo blando que se elimina fácilmente por purga.
9. *Sulfato de magnesio*: no es demasiado común en la incrustación pero, donde aparece solo, la costra es comparativamente blanda. Sin embargo, en combinación con el carbonato cálcico o el sulfato cálcico, puede resultar una incrustación vítrea muy dura.

Prevención de la formación de incrustaciones. Generalmente se emplean las estrategias siguientes en la prevención de la formación de costras:

1. Evitar el uso de *agua dura* en caldera. Esta dureza es debida principalmente a la presencia de sales de calcio y magnesio. En análisis de agua, las condiciones de dureza del agua pueden reportarse como carbonatos, no carbonatos y dureza total. Las unidades de dureza se expresan como ppm equivalentes de carbonato cálcico (véase la Figura 13.1 de la página 534). Los químicos de tratamiento de aguas se refieren a la dureza como si toda fuera debida al carbonato cálcico. Esto se hace usando los pesos atómicos equivalentes de los elementos implicados en la ecuación química. Como ejemplo, consulte los resultados del análisis de agua de la Figura 13.1. Aquí se muestra el magnesio como 31 ppm y el calcio, como 62 ppm. La dureza total como carbonatos cálcico se obtiene de la siguiente manera: El peso atómico de los elementos más cercanos involucrados son calcio (Ca) = 40,1; magnesio (Mg) = 24,3; carbono (C) = 12,0; y oxígeno (O) = 16. Así, el carbonato cálcico (CaCO_3) = $40,1 + 12 + 3 \cdot 16 = 100,1$.

El cálculo de la concentración de un ion determinado en términos de su equivalente en carbonato cálcico se hace comparando los pesos equivalentes de los dos. El peso equivalente de un elemento es igual a su peso atómico entre su valencia. Este término se refiere a la cantidad de un elemento que se combina con un peso unidad de hidrógeno. Como la mayoría de la dureza se debe al calcio y al magnesio, los resultados del análisis de agua de la Figura 13.1 se refieren a la dureza total como carbonato cálcico en términos de dureza de calcio y magnesio. Esta dureza es, respectivamente, 62 ppm para el calcio y 31 ppm para el magnesio. Para convertirla en dureza total como carbonato cálcico, el peso equivalente para el calcio es: $40,1/2 = 20,05$; para el magnesio es: $24,3/2 = 12,15$; para el carbonato cálcico es: $100,1/2 = 50,05$. La relación de: $50,05/20,05 = 2,5$ es el multiplicador para convertir ppm de calcio a ppm de CO_3 equivalente; para el magnesio: $50,05/12,15 = 4,1$. La dureza total como CO_3 , como se indica en la Figura 13.1, es, por tanto: $62 \times 2,50 + 31 \times 4,1 = 282$ ppm para dureza como CO_3 .

2. La incrustación disminuye también manteniendo la concentración de impurezas dentro de límites aceptables, usando tratamientos y purga para contro-

Presión de caldera	AGUA DE CALDERA			AGUA DE ALIMENTACIÓN			
	Sólidos totales, ppm ¹	Alcalinidad total, ppm como CaCO ₃ ¹	Sílice, ppm como SiO ₂ ²	Dureza, ppm como CaCO ₃	Hierro, ppm como Fe	Cobre, ppm como Cu	Oxígeno, ppm como O ₂
0-300	3.500	700	75-50	0-1 Máx.	0,10	0,05	0,007
301-450	3.000	600	50-40	0-1 Máx.	0,10	0,05	0,007
451-600	2.500	500	45-35	0-1 Máx.	0,10	0,05	0,007
601-750	2.000	400	35-25	0-1 Máx.	0,05	0,03	0,007
751-900	1.500	300	20-8	0-1 Máx.	0,05	0,03	0,007
901-1.000	1.250	250	10-5	0-1 Máx.	0,05	0,03	0,007
1.001-1.500	1.000	200	5-2	0	0,01	0,005	0,007
1.501-2.000	750	150	3-0,8	0	0,01	0,005	0,007
2.001-2.500	500 ⁴	100 ⁴	0,4-0,2	0	0,01	0,005	0,007
2.501-3.000	500 ⁴	100 ⁴	0,2-0,1	0	0,01	0,005	0,007

La materia orgánica del agua de alimentación debería ser cero y el pH, en el rango de 8,0 a 9,5³.

Referencias y notas:

1. American Boiler Manufacturers Assoc. Manual de 1958.
2. Por encima de 600 psig, el nivel de sílice seleccionado para producir vapor con 0,02 ppm de SiO₂.
3. Publicaciones Babcock & Wilcox: (a) Tratamiento de agua para calderas industriales, BR-884, 8-68; y (b) J. A. Lux, «Control de calidad del agua de calderas en la planta de vapor de alta presión», 9/62.
4. J. A. Lux, 3(b), recomienda niveles tan bajos como 15 ppm de sólidos totales disueltos por encima de 2.000 psig.

Figura 13.3. Límites de impurezas recomendados por un comité investigador de ASME, para el agua de alimentación y el agua de calderas, para calderas a diferentes presiones de trabajo.

lar esta concentración. Véase la Figura 13.3 para recomendaciones de un comité investigador en sistemas termoeléctricos de la ASME que refleja las concentraciones deseables de impurezas para presiones diferentes en sistemas de calderas.

3. La incrustación se minimiza también siguiendo los tratamientos químicos externos e internos que se prescriban.
4. La purga de fondo debe integrarse con el tratamiento químico que produce lodos que deben ser eliminados del agua de caldera.

Prevención de incrustación: tratamiento externo. Como se detalló en el Capítulo 12, el pretratamiento del agua puede ser necesario a causa de la variación en el suministro y requerimientos del agua de aportación, tipo de proceso o aplicación del sistema de caldera, presión, capacidad y condiciones similares. Así, el tratamiento externo para la prevención de incrustaciones puede incluir reducción de sólidos en suspensión por filtrado, reducción de durezas por ablandamiento a la cal, ablandamiento por zeolita, equipo de intercambio de iones, desmineralizadores, evaporadores y desaireadores para eliminación de gases y oxígeno. La tecnología de membranas u ósmosis inversa está siendo aplicada también en sistemas de tratamientos externos. Véase la Figura 13.4 de la página siguiente para resultados de posibles tratamientos externos.

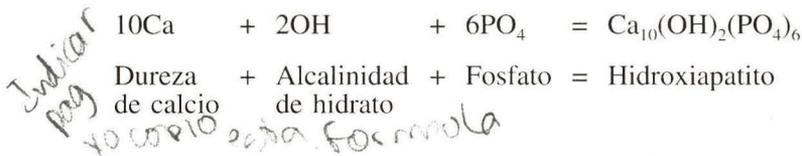
Prevención de incrustación: tratamiento interno. La selección de productos químicos para evitar incrustaciones con tratamiento interno están dirigidas al control de las impurezas minerales que se deslizan pasando el programa de pretratamiento.

Método de tratamiento	Análisis medio del agua tratada				
	Dureza, ppm como CaCO ₃	Alcalinidad, ppm como CaCO ₃	CO ₂ en vapor (potencial)	Sólidos disueltos	Sílice
Cal y sosa en frío	30-85	40-100	Medio-alto	Reducidos	Reducidos
Cal y sosa en caliente	17-25	35-50	Medio-bajo	Reducidos	Reducidos
Cal y fosfato sódico en caliente	1-3	35-50	Medio-bajo	Reducidos	Reducidos
Cal y zeolita en caliente	0-2	20-25	Bajo	Reducidos	Reducidos
Intercambiador de cationes sodio	0-2	No varía	Bajo a alto	No varía	No varía
Desalcalinizador aniónico	0-2	15-35	Bajo	No varía	No varía
Desalcalinizador-separador de corriente	0-2	10-30	Bajo	Reducido	No varía
Desmineralizador	0-2	0-2	0-5 ppm	0-5 ppm	Por debajo de 0,15 ppm
Evaporador	0-2	0-2	0-5 ppm	0-5 ppm	Por debajo de 0,15 ppm

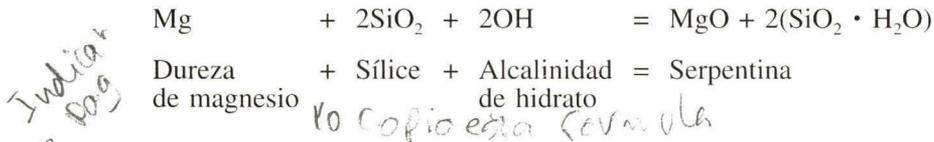
Figura 13.4. Posibles resultados para diferentes condiciones de agua según la utilización de varios métodos de tratamiento externos.

Esto se aplica especialmente a medida que la presión de caldera aumenta, como en la generación termoeléctrica. El pretratamiento, bien por precipitación química o bien por intercambio iónico, reducirá, pero no eliminará el problema que causa la tendencia de las impurezas en el agua de caldera.

El tratamiento combinado con fosfato fue desarrollado a partir del uso del tratamiento de fosfatos para eliminar las incrustaciones del sulfato cálcico y magnésico con un lodo que puede eliminarse por purga adecuada, especialmente para calderas que trabajan por debajo de 600 psi (42 kg/cm²). El lodo se denomina hidroxipatito. La reacción química que los especialistas del tratamiento de aguas utilizan es la siguiente:



Otra reacción es aquella en que la dureza de magnesio en presencia de sílice adecuada forma un lodo de magnesio, llamado *serpentina*, como se ve en la siguiente ecuación química:



El tratamiento sólo con fosfatos produce ortofosfatos residuales de entre 30 y 60 ppm como PO₄, con niveles de alcalinidad hidratada de 200-400 ppm (como OH).

Hay varias características indeseables del tratamiento convencional con fosfatos. La reacción añade contenido de sólidos en suspensión en el agua, lo que no es deseable si la presión de caldera está cerca o por debajo de 1.000 psi (70 kg/cm²). Los niveles de alcalinidad de hidrato se consideran también demasiado altos para

esta presión de caldera, a causa del peligro de corrosión cáustica. Los límites normales que los químicos de tratamiento de aguas prescriben como límites de alcalinidad son:

Presión de caldera psi	Presión de caldera kg/cm ²	Límite de alcalinidad del agua no desionizada, ppm	Límite de alcalinidad del agua desionizada, ppm
0-300	0-21	700	350
301-450	21-31,5	600	300
451-600	31,5-42	500	250
601-750	42-52,5	400	200
751-900	53-63	300	150
901-1.000	63-70	200	100
Más de 1.000	Más de 70	—	—

A medida que la presión aumenta, hay más riesgo de corrosión cáustica debido a que el metal está sometido a más tensiones por el aumento de presión y temperatura. Como puede verse en la tabla superior, los límites de alcalinidad disminuyen con el aumento de presión en la caldera, por ese motivo.

Control coordinado de fosfato/pH. Este sistema de tratamiento de agua fue desarrollado para las calderas de alta presión para evitar la corrosión cáustica. Requiere el mantenimiento de una relación fija entre el pH del agua de caldera y la concentración de fosfatos. La Figura 13.5a de la página siguiente muestra una curva para una caldera que representa la relación del fosfato trisódico, Na_3PO_4 , con el pH. El fosfato trisódico tiene una relación de sodio a fosfato de 3. Si la concentración de fosfatos o el pH cambian, esta relación de sodio a fosfato cambia también. El programa se basó en el principio de que un aumento de la concentración de hidróxido libre se evitaría por un desplazamiento del equilibrio iónico en la dirección que favorece la formación del Na_3PO_4 . De acuerdo con la información de la Figura 13.5a, los operadores de calderas con calderín deberían ser instruidos para mantener el pH y la concentración de PO_4 por debajo de o a la derecha de la curva, ya que se considera exenta de hidróxido libre. La zona rayada muestra el rango normal de operación para esta planta. La curva representa una relación de Na a PO_4 de 3. El especialista en el tratamiento de agua recomendó un rango de pH de 9,6 a 10,0 y un rango simultáneo de fosfato de 5 a 10 ppm, pero en todo caso y tiempo quedándose por debajo de la curva mostrada en la Figura 13.5a. Ambos, pH y fosfato, requieren comprobaciones diarias para la concentración en orden a mantener el nivel de hidróxido bajo.

Control de fosfato/pH congruente y oculto. El oculto está causado por la precipitación de sales de fosfato de sodio, normalmente producido por una operación a largo plazo en calderas con calderín tipo central. El oculto produce una acumulación de fosfato en zonas «muertas» de circulación de agua y, consiguientemente, reduce la concentración de fosfatos en las otras zonas del bucle o circuito de agua. Esto

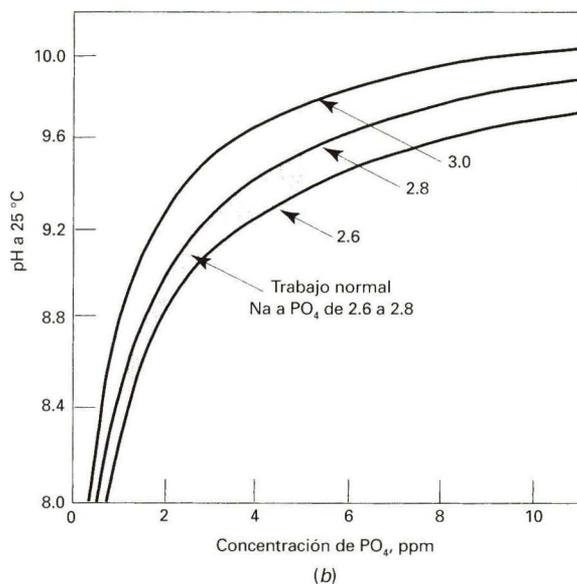
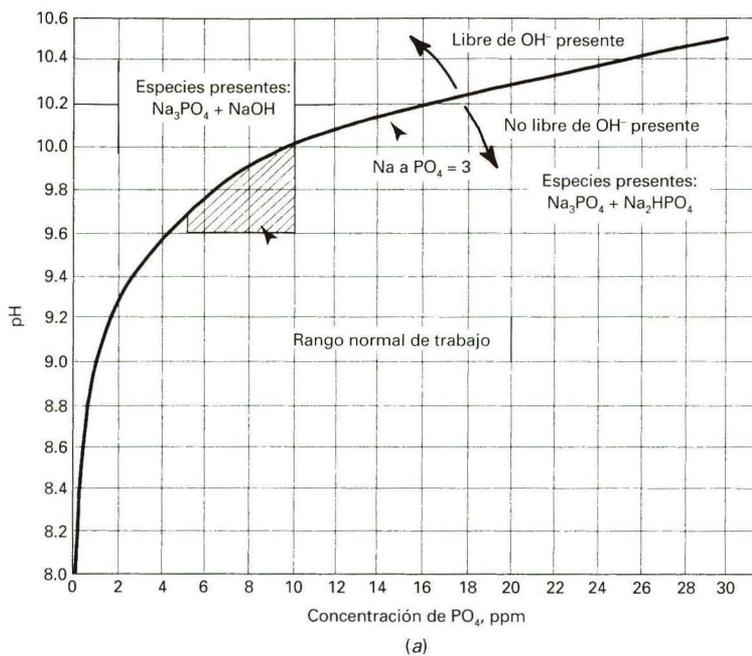


Figura 13.5. (a) El control coordinado de fosfato y pH mantiene una relación fija entre el pH del agua de la caldera y la concentración de fosfato. La relación Na a PO₄ se mantiene en 3. (b) En el control congruente de fosfato y pH, la relación de Na a PO₄ se mantiene entre 2,6 y 2,8.

umenta el nivel de pH y alcalinidad del agua de caldera. Los laboratorios trabajaron en este problema del fosfato oculto y encontraron evidencias de que el hidróxido sódico podría producirse como resultado del ocultamiento a partir de soluciones de ortofosfato trisódico por encima de una relación de sodio a fosfatos de 2,8. Entonces se aplicó el término *control congruente*, que es una referencia a la composición congruente en la que las fases sólida y líquida son iguales. Se establecieron líneas maestras para mantener una relación de sodio a fosfato por encima de 2,6 pero por debajo de 2,8, con concentraciones de PO_4 entre 1 y 6 ppm. Véase la Figura 13.5b.

En los controles coordinados de fosfato, el pH se regula por introducción de sodio con el fosfato según el criterio de los especialistas en tratamiento de agua. La relación deseada se mantiene controlando la proporción de las formas monosódica, disódica y trisódica del fosfato en el agua de la caldera. La sosa cáustica puede utilizarse para subir la alcalinidad y el pH, y la purga puede usarse para reducirlos. Las calderas típicas de central que usan el control congruente trabajan por encima de los 1.200 psi (84 kg/cm²).

Los *quelantes* son productos químicos que se combinan con las sales de dureza antes de que formen lodos de caldera, y esto es otro método para evitar la incrustación. Sin embargo, la alimentación de agua debe tener poca dureza, menos de 2 ppm, para que este tratamiento sea económico. Esto hace su utilización limitada al ablandamiento del agua de aportación desmineralizada. Los dos agentes quelantes normalmente utilizados son el ácido etilendiamintetracético (EDTA) y el ácido nitriloacético (NTA). Ambos agentes forman sales estables con el calcio y el magnesio. Sin embargo, se requieren diez ppm de EDTA y 5 ppm de NTA para controlar 1 ppm de dureza. Esto hace que sea caro este tratamiento, y por eso se aplica básicamente para bajar dureza de agua de alimentación pretratada. Otro problema es que el EDTA comienza a disgregarse a 300 psi (21 kg/cm²) y a cerca de 1.500 psi (105 kg/cm²) pierde su capacidad quelante. El NTA pierde su capacidad quelante a 900 psi (63 kg/cm²). La degradación térmica no lo hace práctico para monitorizar residuos quelantes en el agua de caldera, lo que hace difícil el control de dosificación. Los mismos agentes quelantes pueden causar corrosión en la caldera si se sobrealimenta con quelantes durante un largo período de tiempo.

Por debajo de 400 psi (28 kg/cm²) se utiliza otro tipo de productos químicos quelantes denominados *fosfonatos orgánicos*, con las abreviaturas de AMP (fosfonato amilometileno) y HEDP (hidroxietilideno), que tienen la propiedad de inhibir la incrustación de carbonato cálcico. Todos los agentes solubilizantes presentan capacidad similar a la del EDTA y NTA para mantener el calcio y el hierro en solución, pero no son tan fuertes y además no son tan peligrosos como los agentes quelantes en cuanto a poder corrosivo. Los fosfonatos podrán utilizarse más económicamente que los quelantes para niveles de agua de alimentación de 50 ppm y más.

Polímeros o acondicionamiento de lodos. En calderas industriales, el ciclo de control de incrustación implica la precipitación intencionada de las sales de dureza cálcica, como carbonato cálcico, con adición de un polímero para provocar lodos. Los polímeros aniónicos son muy utilizados en calderas industriales donde las moléculas de polímero se acumulan alrededor de los lodos en suspensión de la caldera. Esto introduce en los lodos un grado de dispersión o fluidez que permite la eliminación de los mismos más fácilmente por purga inferior de caldera. Hay varios políme-

ros sintéticos vendidos por las compañías de tratamiento de aguas. Por ejemplo la *Nalco Chemical Co.* utiliza el nombre de *Transport-plus* para sus polímeros. Se aplica a calderas de hasta 1.500 psi (105 kg/cm²) y el término *Transport* se usa para indicar que puede transportar virtualmente el 100 por 100 de las impurezas del agua de alimentación, incluyendo dureza, sílice e impurezas de hierro a través del sistema de caldera, ya que el polímero fluidifica el lodo para un eventual control por purga. Los polímeros aniónicos inhiben el crecimiento de la estructura de la matriz cristalina de la incrustación. Este proceso también debilita la incrustación, ya que el polímero es absorbido en la estructura de la incrustación y, como resultado, se forman pequeñas partículas de incrustación.

El control de la tasa de alimentación y del polímero depende de los métodos de la prueba utilizada para comprobar las concentraciones. El sobretreatmento es todavía una amenaza; por tanto, algunos especialistas de tratamiento de aguas utilizan mezclas de polimetacrilato como componentes principales de un programa de tratamiento de polímeros mezclados.

Depósitos de aceite

El *aceite en las calderas* constituye una situación peligrosa. El aceite es un excelente aislante del calor y su presencia sobre las superficies expuestas a altas temperaturas puede producir serios sobrecalentamientos y daños a la caldera.

Un origen común de esta situación oleosa fue el uso de equipos alternativos de vapor de escape conteniendo aceite del cilindro para retorno del condensado al sistema de alimentación de caldera. Una mínima cantidad de aceite de alta calidad proveniente de los cilindros debería utilizarse para lubricación de motores de vapor y bombas de retorno de condensado, y también debería utilizarse un tipo eficiente de separador de aceite en el sistema de escape. El aceite puede entrar también en la alimentación a través de su presencia en el suministro de agua bruta procedente de ríos o corrientes contaminados por molinos, aparatos marítimos, desechos o restos de materias comerciales.

Incrustación y eliminación de aceite. La eliminación de incrustación del lado de agua se efectúa por medio de tres métodos: eliminación mecánica, tratamiento de agua y limpieza química. La eliminación mecánica de la incrustación se efectúa mientras la caldera está parada y vacía. Las zonas accesibles de virolas, calderines, cabezales y abrazaderas se limpian mecánicamente con un cincel embozado o martillo desincrustante teniendo cuidado de no rebajar o disminuir el espesor de metal. La incrustación puede desprenderse de las superficies interiores de los tubos de agua con una turbina tubular. Generalmente se usa agua limpia para limpiar los «lodos incrustantes» mientras la turbina tubular está trabajando. Hay que tener cuidado para no operar con la turbina tubular demasiado tiempo en una zona determinada o no forzarla indebidamente, pues puede resultar dañado el tubo.

Hay que tener extremo cuidado para eliminar la incrustación en una caldera mediante tratamiento del agua. Si la incrustación se elimina demasiado rápidamente puede caer en grandes cantidades, con daño serio para la caldera, teniendo como resultado una restricción de la circulación y el consiguiente sobrecalentamiento. En

una caldera de tubos de agua, los tubos rotos puedan ser la consecuencia final de este proceso; en una caldera pirotubular, serán las combaduras o incluso la rotura de la virola interior (hogar).

Los depósitos exteriores sobre las superficies externas de los tubos de humos pueden desprenderse por vibración con un resonador o vibrador tubular o por medio de sacudidas con una barra larga y pesada en cada tubo. Debería tenerse mucho cuidado después de un tratamiento de este tipo para ver si *toda* la incrustación se ha desprendido y extraído de la caldera antes de cerrarla para arrancar. Muchos casos de serios daños han resultado de acumulación de incrustación dejadas en las calderas. Véase la Figura 13.6.

La *limpieza con ácido* de las calderas se usa a menudo para eliminar óxidos metálicos. Los disolventes utilizados para la limpieza ácida son variados. Algunos usan ácido clorhídrico, otros, ácido fosfórico. El proceso usual es llenar la caldera hasta que la solución rebosa por el venteo (el ácido se añade desde el exterior a la caldera). Se deja que la solución empape la chapa de caldera durante cuatro a seis horas, seguidas de un relleno con un agente neutralizador. Si se usa ácido clorhídrico para la limpieza, se utilizará una solución débil de ácido fosfórico. Después del drenaje, se usa agua limpia para lavar; después, la caldera se llena inmediatamente con solución alcalina y se hierve de nuevo varias horas. Esta solución se drena; la caldera se lava de nuevo y, después, se rellena con agua de servicio normal, poniendo en marcha inmediatamente el tratamiento adecuado de agua de alimentación.

Debe observarse una precaución en la limpieza con ácido de calderas equipadas con sobrecalentador y otros tramos curvados parecidos, y estar seguros de que todo resto o traza de ácido ha sido cuidadosamente limpiado y extraído de los tubos curvados en U. Esto es crítico en la etapa de neutralización y lavado después de que los tubos se han empapado con una solución ácida. Debe utilizarse aire comprimido



Figura 13.6. Colapso del hogar interno de una caldera escocesa marina, producido por combustión en seco e incrustación. (Cortesía de Royal Insurance Co.)

para forzar la solución fuera de las zonas muertas. Si no se hace esto, la solución ácida puede no ser totalmente arrastrada, con el resultado de ataques ácidos a los tubos, pérdida de material y adelgazamiento en su espesor. El ácido puede sedimentarse bajo los remates extremos o chapas solapadas y atacar y corroer estos elementos. Por ello, las calderas de construcción roblonada o remachada no se limpian normalmente con ácido.

Las zonas o áreas sometidas a elevadas tensiones locales y esfuerzos reiterativos pueden ser afectadas por el tratamiento ácido. Los tubos que han sido reiteradamente laminados y limpiados al ácido pueden desarrollar fugas precisamente por el laminado del tubo. Con ello y como es imposible un nuevo laminado, puedan requerirse nuevos tubos o reentubado de caldera. Pero la prevención de la incrustación en una caldera sigue siendo todavía el mejor método de mantener limpia la caldera.

Para evitar las consecuencias de una contaminación química del sobrecalentador, una de las prácticas mejores y más importantes, antes de proceder a la operación de limpieza química, es la de revisar por entero toda la tubería, los procedimientos y disposición de la misma. Todo el personal conocedor implicado en la limpieza química debe familiarizarse con el método de limpieza y las etapas del flujo a utilizar en el llenado, drenaje, adición de sustancias químicas, llenado del sobrecalentador, etcétera. Todos los caminos posibles (como líneas de drenaje desde el sobrecalentador conectado con líneas o manguitos que se utilizan para llenar o vaciar la caldera) deberán examinarse cuidadosamente para asegurarse de que las soluciones limpiadoras que están siendo alimentadas o drenadas de la caldera no tienen camino posible hacia el sobrecalentador. Las líneas usadas para llenar el sobrecalentador con agua durante la limpieza de caldera no deberán estar conectadas con las líneas de llenado o drenaje químico de caldera. Si existe paso o camino de flujo entre el sobrecalentador y líneas de llenado o drenaje de caldera, deben proveerse medios o válvulas de aislamiento. La recomendación mínima es la de poner dobles válvulas con conexión de prueba entre ellas.

La sosa cáustica y el carbonato sódico son las soluciones antiguas para limpiar el aceite del lado de agua en las calderas. Una libra (0,5 kg) de cada producto químico se añade por cada 1.000 libras (450 kg) de agua requerida para llenar la unidad. Después de que la caldera se llena con agua, se abren las válvulas de venteo y se mantiene una luz o fuego ligero hasta que por el venteo salga vapor. Después de que los venteos estén cerrados, se sube la presión hasta 25 psig (1,75 kg/cm²) y se mantiene la ebullición durante 24 horas. Algunos operarios purgan hasta medio nivel después de 4 horas del llenado. Pero después de las 24 horas de hervir, la solución se deshecha y la unidad se vuelve a rellenar con agua caliente limpia con los venteos abiertos. Después de esto, el agua de limpieza se vacía y después se hace una inspección interna detallada. Si es necesario, se utiliza una manguera para hacer una limpieza final con agua caliente.

Los especialistas de tratamiento de agua también recomiendan lo siguiente si hay un problema continuo de entrada de aceite con el agua de caldera: (1) para aceite libre en el agua que va a caldera, use el método de flotación para separar el aceite del agua, como se describió en capítulos anteriores; (2) para el aceite que está emulsionado, utilice productos químicos especiales prescritos por las compañías de tratamiento para romper la emulsión, después filtre el agua con filtros especiales tipo laminado, ayudado por el de tierra de diatomeas

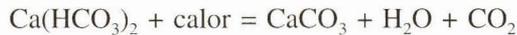
CORROSIÓN Y SUS EFECTOS

La corrosión es la segunda causa de problemas del agua de caldera después de la formación de incrustaciones. Mientras que hay muchas causas de corrosión por el agua de caldera, incluyendo reacciones químicas provenientes de la mala dosificación de los productos químicos, las causas de corrosión pueden agruparse por su ataque sobre las superficies metálicas de caldera. La corrosión en calderas es el deterioro del metal por reacción química. El metal es disuelto o «comido». El efecto corrosivo puede debilitar seriamente al metal, de modo que puede ocurrir un fallo inesperado de una parte del recipiente a presión de la caldera. En esta sección se revisarán las principales causas de corrosión, tales como:

1. La acidez relativa del agua de caldera.
2. La presencia de oxígeno disuelto en el agua de caldera.
3. La acción electrónica.

Orígenes de la acidez. Las condiciones ácidas en el agua de calderas normalmente son el resultado de reacciones químicas y no de la entrada directa de un ácido en el condensado o agua de alimentación. Las sustancias formadoras de ácido son: (1) dióxido de carbono gaseoso; (2) cloruro magnésico; (3) sulfato magnésico; (4) cloruro sódico; y (5) ciertos aceites.

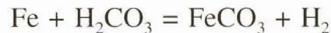
El más importante de éstos es el dióxido de carbono, que es el más soluble de los gases en agua, y tiene tendencia a formar ácido carbónico, H_2CO_3 . La rotura química de las sales del bicarbonato por acción del calor libera dióxido de carbono, como se ve en la siguiente reacción:



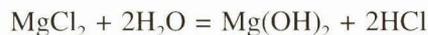
El dióxido de carbono continúa las reacciones químicas por combinación con el agua, como sigue:



El ácido carbónico puede combinarse con el hierro o metal de la caldera para continuar la reacción química como sigue:



El carbonato ferroso puede combinarse con el agua para continuar con el acero de la caldera, debilitando así el metal. Esto también explica por qué una pequeña cantidad de ácido puede continuar el proceso corrosivo. Véase la Figura 13.7a de la página siguiente. El cloruro de magnesio, un componente del agua de mar, puede formar ácido clorhídrico según la siguiente reacción química:



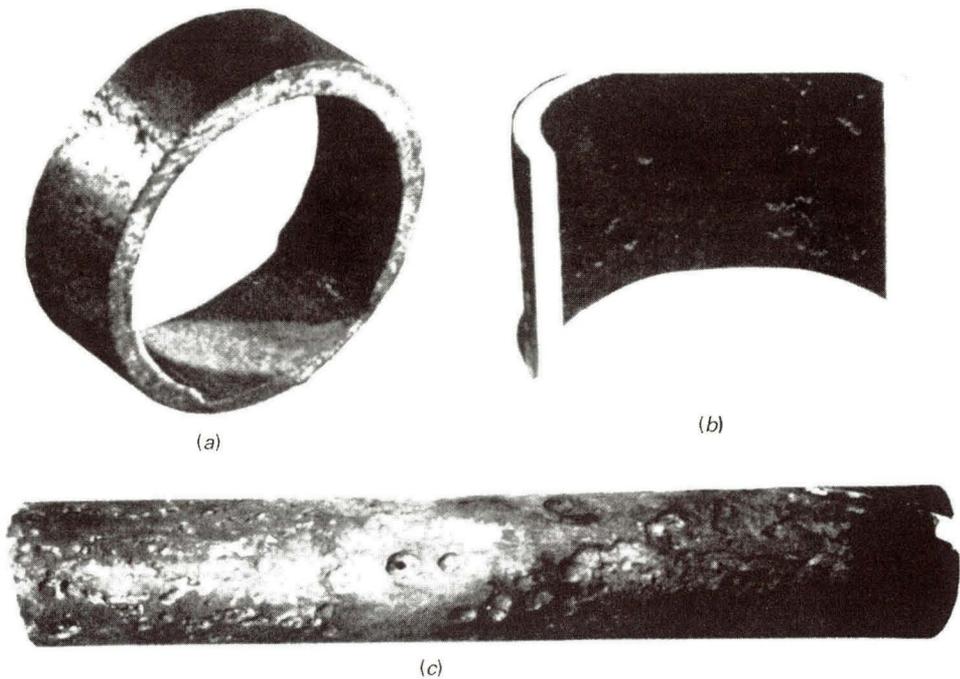
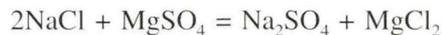
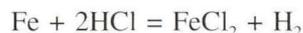


Figura 13.7. Tipos de ataques al metal de la caldera por las impurezas del agua. (a) Ataque de ácido carbónico en caldera de tubos de agua. (b) Ataque por picado del oxígeno en una caldera de tubos de agua. (c) Ataque por picado en la superficie exterior de los tubos de una caldera piro-tubular.

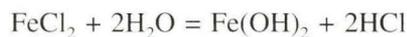
El cloruro de magnesio puede también formarse por reacción del cloruro de sodio con una sal de sulfato de magnesio. Ambas están presentes en el agua de mar. La reacción es:



El cloruro de magnesio reaccionará con el agua de caldera para formar ácido clorhídrico, HCl, como se ve en la ecuación anterior. El ácido clorhídrico reacciona con el acero o metal de la caldera como sigue:



El cloruro de hierro, FeCl_2 , puede combinarse con el agua como sigue:



De nuevo, se forma un ácido para continuar el ataque sobre el metal de la caldera. La acción corrosiva de estos ácidos es debida al comportamiento de los iones hidrógeno que contienen. Los átomos de hierro se transforman en iones en las solu-

ciones acuosas. El hierro acepta sólo iones cargados positivamente que el hidrógeno tiene. El hidrógeno cede su carga al hierro y, así, ayuda a dejar que el metal de la caldera se combine con el radical ácido, como el CO_3 .

La *detección de la corrosión ácida*, además de la inspección visual, depende de varias pruebas que hay disponibles para cuando las condiciones ácidas se presenten, de forma que el operador, con asistencia de especialistas en tratamiento de agua, pueda emprender acciones antes de que se produzcan daños serios. Las pruebas más usadas son las del pH y de alcalinidad del agua.

La *prevención de la corrosión ácida* depende de mantener la concentración del ión hidrógeno lo más baja posible dentro de ciertos límites. Estos límites han sido establecidos a partir de la experiencia, de modo que se puede prevenir y evitar la corrosión ácida manteniendo valores del pH por debajo de 9,6, con el rango normal de trabajo entre un pH 10 y 10,5. Como el agua neutra tiene un pH de 7, es necesario añadir compuestos que contengan bases o soluciones alcalinas para mantener el pH en el rango deseado mediante dosificaciones calculadas. El consejo del especialista en tratamientos de agua debe seguirse, así como los métodos para llevar a cabo las pruebas de acidez y alcalinidad mediante las instrucciones dadas por los suministradores de productos químicos. Por ejemplo, hay instrucciones para la alcalinidad que se aplican si la solución indicadora es fenoftaleína o si el indicador es naranja de metilo.

Corrosión por oxígeno

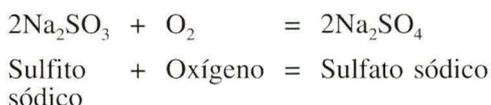
El oxígeno produce la corrosión del metal de la caldera por dos vías:

1. La presencia de oxígeno libre en el agua de caldera produce un ataque de picado sobre el metal de la caldera, como se ve en las Figuras 13.7*b* y 13.7*c*, si es un ataque en una zona localizada. El oxígeno también se une con el metal de la caldera de modo general para producir óxido de hierro. El oxígeno libre puede producirse a medida que la temperatura de caldera aumenta y el oxígeno es forzado a salir de la solución. El oxígeno, después, se agrega en forma de burbuja de gas que asciende a la superficie calefactora de la caldera para comenzar la reacción química con el hierro. La solubilidad del oxígeno en el agua varía con la temperatura de la solución de agua; se asume generalmente que el oxígeno sale de la solución a una temperatura normalmente por encima de los 750 °F (398 °C).
2. El segundo tipo de ataque por oxígeno es como catalizador, donde no se une al metal directamente, sino que ayuda a otros elementos corrosivos del agua de caldera a reaccionar con el metal o acelera la reacción. Esta acción está relacionada con el intercambio de metales por la ionización natural del agua en iones H^+ y OH^- . Todo oxígeno libre en el agua de caldera tiende a unirse con el hidrógeno, que generalmente se deposita sobre las superficies metálicas. Los iones H^+ ceden su carga eléctrica a los átomos de hierro, permitiéndoles abandonar la chapa de caldera y combinarse químicamente con el ión oxhidrilo, OH^- . Esto produce hidróxido ferroso en el agua de la caldera. Todo oxígeno libre presente en el agua de caldera tiende a unirse con el hidrógeno en la película adherente al metal de caldera, y esto forma

agua. Esto permite a más hidrógeno sedimentarse sobre el metal de la caldera y combinarse con éste para formar hidróxido ferroso. Así, la cantidad de oxígeno presente determina la tasa de oxidación que reaccionan con el metal para formar hidróxido ferroso. Cuanto más oxígeno esté presente, más rápidamente se destruye la capa de hidrógeno sobre el metal y mayor será la cantidad de hierro que se disuelve para formar hidróxido ferroso.

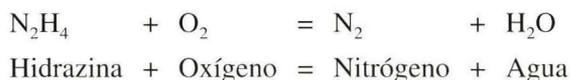
La *corrosión de tipo oxígeno* se evita: (1) externamente mediante el uso de desaireadores y (2) químicamente mediante la utilización de productos químicos que se apoderan del oxígeno. Los productos químicos usados normalmente para este propósito son el sulfito sódico, la hidrazina y la hidrazina catalizada.

El *sulfito sódico* reacciona con el oxígeno para formar sulfato sódico, como se ve en la ecuación química siguiente:

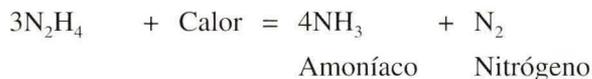


Generalmente se necesitan ocho partes de sulfito por cada parte de oxígeno disuelto. El sulfito sódico, para apoderarse del oxígeno, se suele utilizar en calderas de hasta 1.800 psi (126 kg/cm²). No se usa por encima de esta presión porque la descomposición térmica del sulfito sódico químico produce gases como SO₂ y H₂S.

La *hidrazina* reacciona con partes iguales de oxígeno para producir nitrógeno inerte y agua, como se ve en la ecuación siguiente:



Esta reacción química produce compuestos que son volátiles o neutros y no aumentan la concentración de sólidos disueltos en el agua de caldera. La hidrazina es efectiva para niveles de aplicación bajos. Como ella misma es altamente volátil, puede descomponerse térmicamente en amoníaco y nitrógeno como sigue:



La evolución del amoníaco puede restringir la aplicación de la hidrazina para prevenir el aumento de pH por encima del punto de consigna deseado. Las plantas sin sistemas de refinado de condensados a veces usan la hidrazina para el condensado basado en criterios de control del pH.

La reacción de la hidrazina con oxígeno a bajas temperaturas ha dado resultado en plantas de alta presión utilizando este producto químico sólo para apoderarse del oxígeno. Esto ha conducido al desarrollo de la hidrazina orgánicamente catalizada, de modo que las plantas de calderas de baja y media presión pueden también usarla para recuperar el oxígeno. Estos catalizadores también aceleran la velocidad de la reacción o reactividad. Uno de los catalizadores de la hidrazina es la hidroquinona.

La hidrazina está considerada como cancerígena; así que se requiere ropa protectora para manejar este producto químico. Muchas plantas usan sistemas de alimentación automáticos para evitar el contacto humano. Por lo que a esto respecta, también se han desarrollado elementos o productos sustitutivos como la carbohidrazida, ácido eritórico, metiletiketoxima y DEHA (dietilhidroxilamina). Los operadores deben revisar cuidadosamente su aplicación y sus efectos sobre las condiciones de las calderas sobre la base de cada caso en particular.

En calderas de alta presión es necesario también controlar la *concentración de sílice* en el agua de calderas mediante análisis automático. La sílice es el más firme, el más tenaz y el más difícil de eliminar de todos los minerales disueltos. Esta eliminación es crítica, porque la sílice es apta para el transportarse con el vapor. Los depósitos de sílice semejantes a los del vidrio, inhiben la transferencia térmica provocando quemaduras del tubo. Cuando se deposita sobre los álabes de turbina, la sílice reduce la eficiencia, lo que a menudo provoca un desequilibrio del rotor, necesitando paradas prematuras y costosas.

La Figura 13.3 de la página 545 da algunos límites sobre el agua de alimentación de calderas que están recomendados por diversas autoridades. La ASME ha publicado, a través de su Comité sobre Agua en Sistemas Térmicos de Potencia, una guía sobre calidad del agua para calderas industriales titulada «Consenso sobre prácticas operativas para el control del agua de alimentación y la calidad del agua de calderas en las modernas calderas industriales». Esta obra debería usarse como guía para establecer los límites de calidad del agua para el tamaño implicado de caldera.

Corrosión y tratamiento después de la caldera. El *retorno de condensados* es un medio de ahorrar combustible; sin embargo, el condensado también produce problemas en el agua. El sistema de retorno de condensado puede tener productos corrosivos de la tubería de vapor y condensado, que pueden formar depósitos altamente aislantes en las superficies de caldera. Debe utilizarse un control incrementado de la corrosión en la línea de vapor y de retorno para limitar este lodo. Los atacantes más comunes de los sistemas de condensado son el oxígeno y el dióxido de carbono disueltos que encuentran su camino en el sistema de vapor.

El sistema de retorno de condensado es un punto muy clarificador para muestreo y monitorización del rendimiento del tratamiento total del agua de caldera. La cantidad de contaminantes hallados y su naturaleza señalan las disfunciones y sugieren las acciones correctoras en el resto del sistema. Los niveles previsibles de contaminantes dependen de la naturaleza del elemento problemático, diseño de caldera y presiones de trabajo. El oxígeno disuelto y el dióxido de carbono, por ejemplo, pueden ser directa o indirectamente responsables de muchos fallos del sistema y se detectan a menudo en el condensado.

El dióxido de carbono en los sistemas de retorno de condensado ha recibido mayor atención porque puede formar ácido carbónico y atacar al acero metálico de un sistema de calderas. El dióxido de carbono proviene de la rotura de la alcalinidad de carbonatos y bicarbonatos del agua de alimentación.

El control y monitorización de dureza, conductividad y contaminantes específicos (tales como el hierro y el cobre) también permitirán una máxima reutilización del condensado.

Los sistemas de calderas nucleares reservan mayores consideraciones para el retorno de condensado, ya que, normalmente, éste se considera una sustancia radiactiva y requiere monitorización y control especial.

Afino del condensado es el término empleado para la eliminación de trazas así como de sólidos disueltos que se encuentran en los sistemas de condensado. En el campo de las centrales, los dos sistemas de refino de condensados utilizados son el externamente aplicado filtro de precapa y el lecho mixto desmineralizador para eliminar los sólidos. Los sistemas de condensado también pueden tratarse químicamente para controlar los daños de corrosión causados por el agua, dióxido de carbono y oxígeno. Los productos químicos de tratamiento incluyen aminas neutralizantes, aminas para capa o filtro, hidrazina y, a veces, amoníaco.

La corrosión en las líneas de vapor y de retorno está producida principalmente por la reacción del CO_2 con el agua para formar ácido carbónico. El CO_2 puede provenir del condensador o de otro equipo que utilice vapor y que permita al aire entrar en el sistema en condiciones de baja presión o vacío. Se demostró que la alcalinidad de bicarbonato puede producir CO_2 . La acumulación de condiciones ácidas reducirá el pH del condensado, y esto da como resultado pérdidas metálicas en tuberías y corrosión en general. El oxígeno presente en el condensado acelera la corrosión. Se usan dos métodos para combatir el ataque por corrosión después de caldera:

1. Aminas neutralizadoras, como la ciclohexilamina, morfolina y dietanolamina, se utilizan para neutralizar el pH del condensado. En las calderas de centrales se aplica un *tratamiento volátil* de hidrazina y amoníaco. El principal beneficio de la hidrazina/amoníaco es que constituye una aproximación total volátil al minimizar la introducción de constituyentes orgánicos en el sistema y proporcionar un menor coste de control en el pH del condensado. Sin embargo, un uso excesivo del amoníaco puede llevar a una elevación del pH del condensado, con un aumento resultante en la corrosión.

La desventaja de las aminas neutralizantes para calderas industriales es el pobre control sobre la inyección química.

2. Las *aminas de película*, se utilizan para establecer una capa continua protectora sobre las superficies de los sistemas de tuberías después de caldera. Este método evita el contacto de cualquier constituyente potencial corrosivo del vapor/condensado con el metal del sistema de tuberías. Las aminas de película se sustituyen a menudo por la utilización de aminas neutralizadoras para proteger el metal de cualquier rotura o discontinuidad de la capa protectora. Esto es especialmente aplicable en los sistemas de calderas que trabajen por encima de los 200 psi (14 kg/cm²) con 75 por 100 o más de retorno de condensado.

Primado, espumado y arrastre. El primado, el espumado y el arrastre son factores normalmente controlables por el ingeniero de operación. La primación es la elevación del agua de caldera por el flujo de vapor. El agua puede ser transportada como *spray* o en un pequeño cuerpo; a medida que entra en la línea de vapor, su peso y velocidad pueden causar serios daños al equipo. Roturas de accesorios de la línea de vapor o desperfectos en turbinas o motores han sido el resultado de estos aportes de agua. A no ser que la primación sea inducida por un diseño defectuoso de caldera (lo

que es inusual), está causada por un nivel demasiado alto de agua para la demanda de vapor. El nivel de agua en el calderín debería mantenerse varios centímetros más bajo del normal si el caudal de vapor demandando varía mucho, porque una repentina avalancha de vapor a veces tiende a lanzar agua desde la superficie directamente bajo la tobera.

Los operadores* pueden evitar el primado mediante las siguientes técnicas:

1. No forzar o sobrealimentar una caldera conectada a maquinaria que usa vapor, como motores o turbinas de vapor.
2. Mantener un nivel constante de agua en la caldera y evitar las fluctuaciones rápidas del nivel de agua.
3. Siguiendo unos buenos procedimientos de purga superficial y de fondo para eliminar los del tratamiento químico interno.
4. Evitando las aperturas repentinas de válvulas reguladoras del vapor que usa la maquinaria (turbinas, motores).

La incrustación de los tubos del sobrecalentador puede tener lugar como consecuencia de depósitos resultantes de los arrastres que transportan impurezas con los golpes de agua.

El *espumado* es más un problema químico que mecánico. La elevada tensión superficial del agua de caldera impulsa a muchas burbujas de vapor a encajarse con la película superficial del agua. Esta película atrapa-burbujas crece y sale fuera con el caudal de vapor. La causa de la elevada tensión superficial es normalmente una elevada concentración de sólidos en el agua de caldera. La materia orgánica también puede originar este problema. Las comprobaciones periódicas de la concentración del agua de caldera y el control de la purga para mantener la concentración dentro de límites permisibles evitarán el espumado. La densidad del agua de caldera es una medida de su concentración. Los hidrómetros especialmente calibrados para lectura directa de esta condición están a disposición en el mercado a bajo costo, así como los medidores de conductividad.

El efecto general del espumado es una reducción de la calidad del vapor por incremento del contenido de humedad de vapor. El espumado contribuye al primado y al arrastre. El espumado puede corregirse mediante: (1) El uso de la purga superficial más frecuentemente hasta que la espuma superficial ha sido eliminada; (2) la corrección del contenido de sal; recuerde que el espumado puede ser producido por un alto contenido de sal disuelta en el agua de caldera así como por alcalinidad excesiva y problemas similares del agua de caldera. Si la concentración es demasiado elevada, utilice la purga de fondo y aliméntese con agua para diluir la concentración hasta niveles aceptables. Diseñese el sistema químico teniendo en cuenta alguna pérdida en el retorno de condensado o condensadores, y también compruébese la dosificación prescrita de productos químicos de tratamiento para asegurarse de que no tiene lugar ni un sobretratamiento ni un subtratamiento.

Los *agentes antiespumantes* pueden también adecuar los procesos en algunas plantas. A medida que los sólidos disueltos y la alcalinidad aumentan en el agua de

* *N. del T.*: Operador es un término, sobre todo en España, más amplio y de mayor formación y rango que el simple operario. Como sugiere el título de este libro, va dirigido desde ingenieros y propietarios, pasando por técnicos medios, hasta los encargados de servicio, y no simplemente a los operarios del servicio de calderas.

caldera, el espumado y los arrastres también aumentan. Los agentes químicos antiespumantes normalmente funcionan volviéndose insolubles a medida que la temperatura del agua aumenta. En algún punto de este rango alto de temperatura, los agentes rompen la espuma, distorsionando su naturaleza cohesiva y reduciendo el potencial de arrastre. Las siliconas, los poliglicoles y las poliamidas se usan en calderas que trabajan hasta presiones de 800-900 psi (56-63 kg/cm²). Por encima de estas presiones, su utilización no es deseable, ya que su adición aumenta el contenido de sólidos en suspensión del agua de caldera.

Arrastres de calderas de vapor. El vapor limpio juega un papel importante en la operación y marcha económica de una central. Cuando el sistema está contaminado con agua, sólidos minerales u otras impurezas, se producen numerosos problemas y los costos aumentan automáticamente. La materia extraña arrastrada en el vapor, que de otro modo saldría limpio del calderín de una caldera, se denomina normalmente *arrastre*. Puede eliminarse o minimizarse determinando sus causas y aplicando las correcciones adecuadas. La magnitud de las pérdidas ocasionadas por los arrastres es generalmente indeterminada. El consumo de combustible, costos de mantenimiento de los equipos y la seguridad de la planta se ven afectados por esta circunstancia.

Hay muchos casos donde el arrastre persiste todavía, incluso cuando se han tomado todas las medidas corrientes de prevención. Para reducir los sólidos arrastrados al mínimo absoluto se instalan los limpiadores, lavadores de vapor o separadores de vapor. Los lavadores usan el agua relativamente pura de alimentación para lavar el vapor saliente. Los separadores eliminan el agua y sólidos arrastrados mediante choques del vapor contra baffles o los cambios bruscos de dirección de flujo de modo que las partículas extrañas sean lanzadas fuera por la fuerza centrífuga. Los separadores o purificadores son también un seguro valioso contra golpes de agua inesperados que pueden dañar el equipo de la central.

Los sólidos totales disueltos, cuando se mantienen a una concentración demasiado elevada en el agua de caldera, pueden producir, arrastre excesivo, lo que puede provocar daños mecánicos y depósitos en las turbinas y calentadores de agua de alimentación. La medida de los sólidos disueltos se hace por conductividad. Para la mayoría de aguas de caldera, 1 micromho = 0,9 ppm de sólidos disueltos. Para el condensado, el promedio es 1 micromho = 0,5 ppm de sólidos disueltos. El control de sólidos disueltos se realiza mediante purga.

El ataque ácido, u operación a bajo pH, origina la desaparición de la película de óxido de hierro magnético de las superficies metálicas y el metal mismo es atacado. La pérdida de metales en forma de contornos suaves y laminados, normalmente seldenomina *vaciado* (véase la Figura 13.7a de la página 554). Un tipo secundario de ataque puede ser el daño por hidrógeno, o fragilidad, ya que se desprende hidrógeno durante el ataque ácido sobre el metal una vez que se ha perdido la capa de óxido.

Purga. La *purga* es una parte integrante del adecuado funcionamiento del programa de tratamiento de agua de caldera y normalmente requiere monitorización continua para un control positivo y correcto. Mediante la purga se retira la mayoría del lodo, polvo, suciedad y otros materiales indeseables del calderín de la caldera.

En la mayoría de los sistemas, la purga superficial se realiza de manera continua y el intervalo óptimo de purga es aquel en que se minimiza el lodo o incrustación de las superficies calefactoras. Al mismo tiempo, la pérdida de calor y aditivos químicos se mantiene también al mínimo.

En las calderas más grandes y críticas, una purga continua superficial normalmente se combina con una purga regular de fondo. En muchas calderas de alta presión, es deseable minimizar la purga de caldera para reducir las pérdidas de calor y agua.

El análisis de la purga se complica por consideraciones del acondicionamiento de la muestra (normalmente se requiere una muestra más fría), pero el parámetro de control es generalmente la conductividad. Normalmente, se mantiene una conductividad límite en el medidor dentro de un rango de control, y la purga se activa cuando hay cierta desviación de este rango. Otros parámetros de monitorización de la purga incluyen pH, sílice, hidrazina y fosfato.

La purga intermitente o de fondo se toma del fondo del calderín de lodos, colectores de muros, pantalla o punto inferior del sistema de circulación. La válvula de purga se abre manualmente para eliminar el lodo acumulado cada 4 a 8 horas, o cuando la caldera está parada o a baja carga de vapor. Pero se desperdicia agua caliente y el control de las concentraciones es irregular y requiere tanteos de prueba y error del operador para establecer la cantidad y tiempo entre purgas.

La purga continua de superficie mantiene automáticamente el agua de caldera dentro de los límites deseados. La eliminación continua de una pequeña cantidad del agua de caldera mantiene la concentración relativamente constante. Los ahorros por transferencia de calor en la purga y en el agua de aportación a menudo pagan la inversión.

Cálculos del porcentaje de purga. Hay muchos ingenieros de operaciones que usan ciclos de concentración para calcular el porcentaje de purga. El autor prefiere igualar los flujos, como se muestra en la Figura 13.8 de la página siguiente para obtener los caudales de los elementos listados en la Figura. Los ingenieros de la marina utilizaron en una época el término «factor de concentración». Por ejemplo, si el agua de alimentación presenta 0,5 granos de impurezas y el agua de caldera presenta 15 granos por galón, el factor de concentración es: $15/0,5 = 30$. A partir de aquí, se utiliza la ecuación general para el porcentaje de purga utilizado, a saber:

$$\text{Porcentaje de purga requerido} = \frac{\text{Concentración del agua de alimentación}}{\text{Factor de concentración}}$$

La cantidad de purga se calcula como un porcentaje del caudal de agua de aportación que va a la caldera para mantener la concentración de impurezas en la caldera a un nivel aceptable, o a unas ppm aceptables, como se muestra en la Figura 13.3 de la página 545. Si no se ha llevado a cabo la purga, la concentración de sólidos en el agua de aportación se añade a la concentración de sólidos existente, ya que el vapor se evapora. La purga elimina las impurezas concentradas hasta unos valores

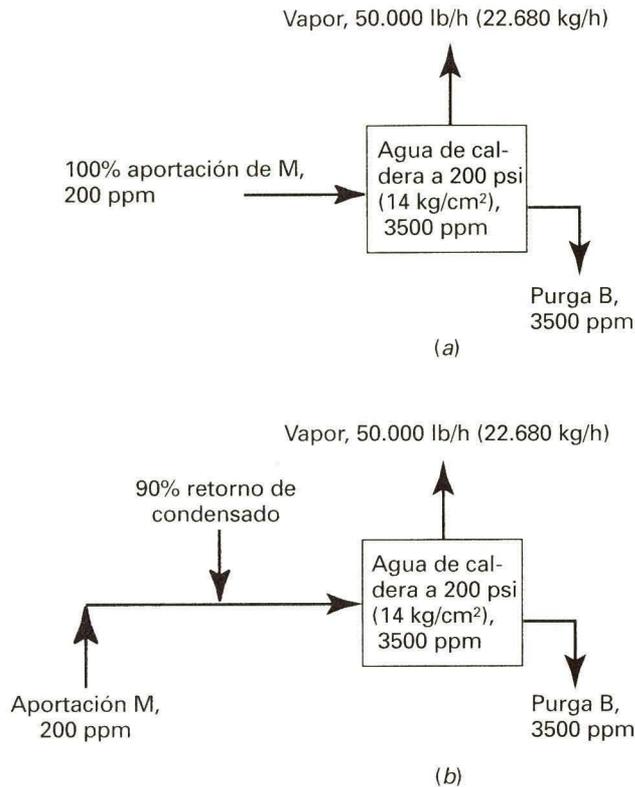


Figura 13.8. Diagrama *layout* del flujo o caudal de vapor de una caldera, agua de aportación y purga, que ayuda a calcular el porcentaje de purga y los caudales implicados. (a) La aportación es del 100 por 100. (b) En esta disposición, la aportación es del 10 por 100.

aceptables de concentración en el agua de caldera, expresados en la práctica moderna en ppm.

El mejor medio de demostrar el método del balance de caudal (o flujo) para calcular el porcentaje requerido de purga es utilizar un ejemplo. Véase la Figura 13.8a.

Ejemplo. Las condiciones constatadas son: una caldera de 200 psi (14 kg/cm^2) genera 50.000 libras/hora (22.680 kg/h) de vapor con un 100 por 100 de agua de aportación. Un análisis muestra que el agua de caldera se mantiene a 3.500 ppm de sólidos totales, mientras que la aportación está a 200 ppm de sólidos totales a $60 \text{ }^\circ\text{F}$ ($15,5 \text{ }^\circ\text{C}$).

1. Hallar el porcentaje de purga requerido para mantener a 3.500 ppm de sólidos totales en el agua de caldera.
2. Hallar el caudal de purga y de agua de alimentación.

3. Véase la Figura 13.8b. Hallar el porcentaje de purga, caudal de purga, retorno de condensado y caudal de aportación para el 90 por 100 de retorno de condensado.

Solución.

1. Llamaremos M al caudal de aportación en libras/hora (kg/h) y B al caudal de purga en libras/hora (kg/h). Para mantener los sólidos a un nivel dado en calderas, la cantidad entrante con la aportación debe ser igual a la eliminada por la purga o sea:

$$200M = 3500B$$

de aquí:

$$B = \frac{200}{3500} M = 0,057M = 5,7 \% \text{ de } M$$

2. Al 100 por 100 de aportación, agua de alimentación = aportación = caudal M

$$\text{caudal agua alimentación} = 50.000 + \text{purga}$$

$$M = 50.000 + 0,057M$$

$$0,943M = 50.000$$

$$M = 50.000/0,943 \text{ libras/hora} = 53.022 \text{ libras/hora}$$

$$\text{y } B = 0,057 M = 3.022 \text{ libras/hora}$$

3. Al 10 por 100 de aportación (véase la Figura 13.8b):

$$\text{caudal agua alimentación} = 50.000 + \text{purga}$$

$$M + 0,9(50.000) = 50.000 + 0,057M$$

Resolviendo para M :

$$M + 45.000 = 50.000 + 0,057M$$

$$0,943M = 5000$$

$$M = 5.302 \text{ libras/hora}$$

$$B = 0,057(5302) = 302 \text{ libras/hora}$$

Nota. La práctica usual es suponer que el condensado tiene bajo nivel de sólidos e ignorarlo.

Muy a menudo, los cálculos de purga y aportación también implican el costo de los productos químicos utilizados. El siguiente problema ilustra el método.

Problema. Una caldera de 500 HP (373 kW) trabajando a 150 psi (10,5 kcal/cm²) tiene una carga media de 80 por 100 de su nominal con un 10 por 100 de retorno de condensado y un 10 por 100 de purga. El suministrador del tratamiento químico del agua cotiza lo siguiente para los productos químicos juzgados necesarios para el tratamiento: Una pinta por cada

1.000 galones (3.785 litros) de agua de aportación a un coste de 2,80 \$ por galón* de productos químicos necesitados. Hallar: (1) la cantidad de productos químicos utilizados que serán necesarios para un período de 30 días; y (2) el coste de estos productos químicos para estos treinta días.

Solución. (1) 34,5 libras de vapor/hora = 1 HP de caldera; la producción de la caldera será $500 \times 34,5 = 17.250$ libras/hora (7.825 kg/h); y la carga media será:

$$0,8 \times 17.250 = 13.800 \text{ libras/h (6.265,2 kg)}$$

Llamemos M al caudal de aportación en libras/hora:

caudal de agua de aportación = caudal caldera + caudal de purga

$$M + 0,1(13.800) = 13.800 + 0,1M$$

$$0,9M = 13.800 - 1.380 = 12.420$$

$$0,9M = 12.420 \text{ libras/hora}$$

$$M = 12.420/0,9 = 13.800 \text{ libras/h}$$

galones de agua de aportación necesitados para 30 días =

$$= \frac{13.800 \text{ libras/h}}{8,33 \text{ libras/galón}} \times 24 \text{ h/día} \times 30 \text{ días/mes} = 1.192.797 \text{ galones}$$

$$\text{Pintas de productos químicos utilizados en un mes} = \frac{1.192.797}{1.000} = 1.192,8 \text{ pintas}$$

El costo de los productos químicos es:

$$\begin{aligned} &1.192,8 \text{ pintas} \times 0,125 \text{ galones/pinta} \times 2,80 \$ = \\ &= 149,1 \text{ galones} \times 2,80 \$/\text{galón} = 417,5 \$/\text{mes} \end{aligned}$$

Instrumentación del tratamiento del agua. A medida que la operación de la caldera continúa haciéndose cada vez mas automática, el desarrollo de sensores para monitorización continua del agua de alimentación ha eliminado muchas pruebas de tratamiento de agua previamente cumplimentadas, por ejemplo, por titulación de las muestras sacadas de agua, lo que básicamente implica análisis manual de las mismas. Las centrales se esfuerzan por monitorizar de forma continua las condiciones del agua de trabajo y el *Electric Power Research Institute* ha publicado líneas guía de actuación. Éstas están listadas en la Tabla 13.1. Sin embargo, las muestras obtenidas serán aún tratadas por los especialistas y químicos en tratamiento de agua para

* *N. del T.:* Un galón tiene 8 pintas.

Tabla 13.1. Líneas maestras de monitorización del agua de alimentación

Ítem a monitorizar	Frecuencia recomendada*	
	Óptima	Aceptable
Conductividad	En continuo	En continuo
COT (carbónico orgánico total)	En continuo	Semisemanal
SiO ₂ disuelto	En continuo	Diario
SiO ₂ total	Diario	Semisemanal
Na ⁺ , Cl ⁻	En continuo	En continuo
F ⁻ , SO ₄ ⁼ , K ⁺	Semisemanal	Semanal
Ca ⁺⁺ , Mg ⁺⁺	Semisemanal	Semanal
Fe, Cu	Semisemanal	Semanal
O ₂ disuelto**	En continuo	En continuo
Sólidos en suspensión	En continuo	Semisemanal
Bacterias***	Semisemanal	Semanal
pH****	Cuando sea necesario	Cuando sea necesario

* Frecuencia dictada por la disponibilidad de analizadores o medidores en línea; la instrumentación para monitorización continua puede no estar disponible para todos los parámetros.

** Para el sistema con desgasificador de vacío.

*** Crítico para sistemas de membranas de OI o UF; diagnóstico útil para otras sustancias.

**** Para diagnósticos.

Fuente: Líneas maestras de Power Research Institute.

comprobar la operación más apropiada de los instrumentos disponibles y para la calibración de tales instrumentos.

Las medidas de *conductividad* son los criterios más usados para determinar los contaminantes disueltos en el agua de caldera. Esto es así porque el agua que contiene contaminantes ionizados y electrólitos presenta conductividad de electricidad, que depende de su naturaleza y concentración. Se han desarrollado instrumentos que miden la conductividad por inmersión de dos electrodos en la solución sometida a prueba con una tensión alterna baja aplicada entre ellos. La corriente resultante entre los electrodos se mide por un puente de corriente alterna, y los instrumentos comerciales disponibles amplifican la señal de corriente y la convierten en valores de conductividad. Véase la Figura 13.9a de la página siguiente. Estos instrumentos han ganado en precisión por la utilización de células de conductividad de titanio y microprocesadores. Existen ajustes automáticos para el enjuiciamiento de la célula.

La *monitorización del pH* depende del potencial electroquímico en la superficie de un electrodo-membrana de vidrio sensible al pH. Un electrodo de referencia se incorpora en los instrumentos comerciales para completar el circuito eléctrico entre los electrodos de medida y de referencia.

Los *analizadores de sodio* son instrumentos importantes en las centrales con turbogeneradores de vapor para limitar el potencial de rotura por tensiones de corrosión en las turbinas de vapor debido a la presencia de sodio. La operación de los analizadores de sodio está basada en la toma de una muestra de pH y el uso de un electrodo iónico sensible y selectivo al sodio para medir su concentración. Los electrodos generalmente utilizados con elementos internos de plata/cloruro de plata en una solución de cloruro potásico, pueden medir sodio por debajo de 0,1 ppb.

de carbono orgánico total del agua que está siendo analizada. Hay más detalles disponibles de los suministradores de estos instrumentos para medida de orgánicos.

La Figura 13.9b muestra una visión de medida de la química del agua de una central ya que el criterio es la protección de la turbina de vapor de los contaminantes, más que la protección de la caldera. Esto es así ya que las especificaciones del agua de caldera no pueden garantizar un vapor aceptable para la turbina, especialmente aquellas que trabajan a alta presión. Como puede verse, la monitorización y el análisis por especialistas se hacen en muchos puntos en el ciclo agua-vapor para limitar las impurezas a unas pocas partes por billón. El análisis continuo en línea se realiza sobre el pH, O₂, conductividad, conductividad catiónica, sodio y cloro en el vapor para comprobar corrosión y deposición. Esto se combina con la cromatografía de líquido para el sodio, cloro, amoníaco, potasio, fluoruro y sulfato en el agua. Las muestras tomadas se utilizan por los especialistas para complementar toda monitorización continua.

El uso del ordenador para recoger y analizar datos está aumentando; los ordenadores presentan los datos gráficamente, de modo que puede hacerse un análisis y diagnóstico avanzado.

Otros instrumentos disponibles para aplicaciones de tratamiento de agua incluyen:

1. Medida de trazas de aceite: dirigiendo un haz luminoso sobre la superficie de una muestra de agua. Un fotodetector genera una alarma si la reflexión está producida por una capa de aceite.
2. Boroscopios para inspección visual de tuberías, para detectar corrosión visible, picado y depósitos o incrustaciones.
3. Detectores de oxígeno disuelto, utilizando probetas, normalmente de oro o plata/oro, cátodos de plata y platino o ánodos de plomo separados por una membrana permeable de oxígeno. El oxígeno disuelto en la muestra o que se difunde a través de la membrana puede crear una señal de corriente o tensión proporcional para aplicación instrumental. Los operadores deberían revisar con su compañía de tratamiento químico o especialistas que instrumentación adicional deberían ayudarles a mantener las mejores condiciones químicas para su planta de calderas.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

1. ¿Qué tipo de impurezas puede tener el agua bruta?

RESPUESTA: El agua puede tener los siguientes tipos de impurezas:

1. Materia en suspensión, como arena, lodo y residuos orgánicos.
2. Sólidos disueltos en solución que precipitan fuera del agua a elevada temperatura, como la caliza (carbonato de calcio), dolomita (carbonato de magnesio), yeso (sulfato cálcico), sal de epsom (sulfato de magnesio), arena (silicato), sal común (cloruro sódico), sal de Glauber (sulfato sódico hidratado) y trazas de hierro, manganeso, fluoruros y alúmina dependiendo del origen del agua.
3. Gases disueltos como oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno e, incluso, metano.
4. Partículas finas llamadas coloides en suspensión y que tienen un tamaño entre partículas en estado disuelto y las que están en suspensión.

2. ¿Cómo se relacionan los granos por galón y las ppm?

RESPUESTA: 1 grano por galón = 17,1 ppm. Esto hace: 1 ppm = 0,058 granos/galón.

3. ¿Cómo se expresa la dureza?

RESPUESTA: En la práctica, se expresa como partes de carbonato cálcico por ppm de agua o granos de carbonato cálcico por galón de agua.

4. ¿Cómo se expresan la acidez o alcalinidad?

RESPUESTA: Se expresan por la escala de pH, que varía de 1 a 14. Un pH de 7 se considera neutro; cualquier otro valor por debajo de éste se considera ácido, y todo valor por encima es alcalino. Los valores del pH se relacionan con las leyes de la disociación del agua en iones OH^- e iones H^+ . Es una función exponencial con el valor de 10^{-7} para el punto o valor neutro. Esto significa que un pH de 5 es diez veces más ácido que un pH de 6.

5. En la neutralización, ¿qué productos químicos se usan para elevar el pH?

RESPUESTA: El pH bajo indica una condición de acidez que puede corregirse por adición de sustancias básicas, como la cal, carbonato sódico o sosa cáustica.

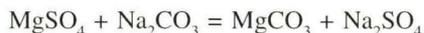
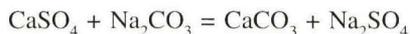
6. ¿Cuáles son las cuatro pruebas principales de control del agua de calderas utilizadas por los ingenieros in situ? ¿Qué condiciones de agua determina cada una?

RESPUESTA: Véase la Figura 13.10. Las cuatro pruebas principales son para la dureza, alcalinidad, cloruros y pH.

1. La dureza afecta a las incrustaciones.
2. La alcalinidad indica que se requieren cantidades de productos químicos de tratamiento (carbonato sódico o sosa cáustica).
3. Los cloruros controlan la concentración de sólidos y se comprueba en la superficie del condensador para control de fugas (especialmente donde se usa agua de mar, como en las marinas o centrales costeras).
4. pH (ión hidrógeno) es un tipo de alcalinidad o acidez para comprobar si se mantiene un control adecuado de alcalinidad.

7. ¿Qué compuestos no pueden eliminarse por ebullición, haciendo que el agua adquiera *dureza permanente*?

RESPUESTA: El agua que contiene sulfato de calcio y magnesio no puede ablandarse por ebullición; así que tiene dureza permanente, que se corrige por tratamiento químico con adición de carbonato sódico, como se comprueba en las siguientes ecuaciones:



Los carbonatos precipitan fuera de la solución.

8. Utilizando las anteriores ecuaciones, si se usan 13 libras de carbonato sódico para tratar sulfato cálcico en el agua de caldera, ¿cuáles serían los otros pesos de la ecuación química cuando se utilice el método de los pesos atómicos?

RESPUESTA: Los compuestos de la ecuación del sulfato cálcico tienen los siguientes

pesos atómicos: $\text{CaSO}_4 = 136,2$; $\text{Na}_2\text{CO}_3 = 106$; $\text{CaCO}_3 = 100,1$; $\text{Na}_2\text{SO}_4 = 126$. Así pues, por proporcionalidad:

$$\text{CaSO}_4 = \frac{13 (136,2)}{106} = 16,7 \text{ lbs}$$

$$\text{CaCO}_3 = \frac{13 (100,1)}{106} = 12,3 \text{ lb}$$

$$\text{Na}_2\text{SO}_4 = \frac{13 (126,1)}{106} = 15,5 \text{ lb}$$

9. ¿Cuál es el propósito de una prueba de conductividad del agua de caldera?

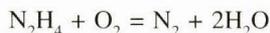
RESPUESTA: Medir la extensión en la que sustancias disueltas están concentradas en el agua de caldera. Esta prueba ayuda a comprobar el arrastre de sólidos disueltos que se condensan en las líneas o equipos, tales como álabes de turbinas en sistemas de vapor.

10. ¿Cuáles son algunos medios para reducir el contenido de oxígeno del agua de caldera?

RESPUESTA: La eliminación mecánica por el desaireador y el uso de sulfato sódico o hidrazina.

11. ¿Por qué se usa la hidrazina para el control de oxígeno en calderas de alta presión?

RESPUESTA: La hidrazina (N_2H_4) es el rastreador de oxígeno más utilizado en calderas de alta presión. Su ventaja sobre el sulfito, que se usa en la mayoría de calderas de baja presión, es que no añade sólidos disueltos a la caldera. La hidrazina se apodera del oxígeno según la siguiente reacción:



Un inconveniente de utilizar sulfito en calderas de alta presión es que puede producir el corrosivo SH_2 y SO_2 . En ello están implicadas las siguientes reacciones:

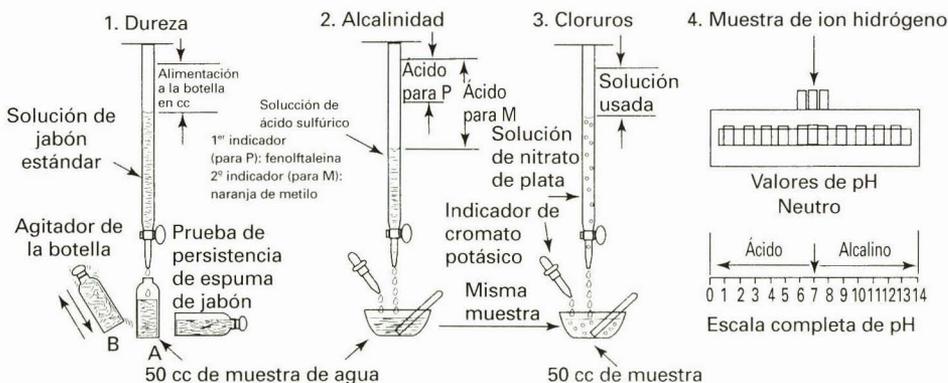
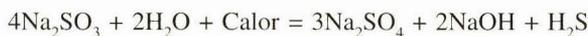


Figura 13.10. Las cuatro pruebas comunes para el agua de calderas in situ son: 1. dureza; 2. alcalinidad; 3. cloruros y 4. acidez o pH.

Otro método utilizado es el *tratamiento volátil*. Este sistema está basado en el uso de hidrazina y aminas o amoníaco neutralizantes. Las mayores ventajas del tratamiento volátil son que no añade sólidos a la caldera y da una buena protección a la misma. El pH de la caldera se controla entre 8,5 y 9,0 y la hidrazina residual en el agua de alimentación se controla entre 0,01 y 0,1 ppm.

12. ¿Por qué se usan quelantes en el tratamiento del agua?

RESPUESTA: Para calderas que operan por debajo de 1.000 psi, los quelantes se han utilizado para controlar de los depósitos de óxido metálico en los sistemas de caldera. Los quelantes reaccionan con los iones metálicos para formar compuestos solubles que pueden lavarse y evacuarse del agua de caldera. El grado de combinación depende de las condiciones del sistema y de la reactividad del quelante con el ion metálico que pueda encontrarse. Se considera que los agentes quelantes son aplicables para iones metálicos solubles y no para metales insolubles. Para estos últimos los agentes dispersantes son los polímeros. El polímero es absorbido en el hierro u óxido metálico insoluble, controlando así los depósitos de óxido insoluble, alterando sus características de carga y evitando su formación o aglomeración. Cuando se utiliza este medio, los polímeros se denominan *dispersantes*.

13. ¿Cuáles son los mayores problemas de tratamiento con las calderas de calefacción?

RESPUESTA: Corrosión y picado. La incrustación no es problema porque la misma agua de alimentación se usa continuamente y el tratamiento inicial normalmente permanece durante toda la estación de calefacción.

14. ¿Cuáles son algunas características de los depósitos?

RESPUESTA: Todos los depósitos siguientes pueden provocar el recalentamiento de piezas o zonas metálicas de caldera si la incrustación es de espesor suficiente (aislamiento térmico). Algunas características de los depósitos son:

1. El *carbonato cálcico* es granulado y poroso. Si gotea sobre un ácido se desprenden burbujas de dióxido de carbono.
2. Los *depósitos de sulfato* son duros, densos y frágiles pero no pulverizan fácilmente.
3. Los *depósitos de hierro* son de color marrón oscuro y magnéticos, y si se colocan en contacto con ácido caliente se vuelven solubles, formando una solución marrón oscuro.
4. Los *depósitos de sílice* son muy duros, parecen porcelana y son frágiles pero difíciles de pulverizar. No son solubles en ácido clorhídrico.
5. Los *depósitos de fosfato* salen del tratamiento interno de caldera y son marrones o grises. Pueden eliminarse por los métodos normales de limpieza (lavado).

15. Una caldera a 150 psi (10,5 kg/cm²) con una carga media de 15.000 lb/h (6.804 kg/h) se ha comprobado mediante pruebas que tiene 1.500 ppm de sólidos, y el agua de aportación tiene 100 ppm de sólidos. ¿Cuál es el porcentaje de purga requerido para mantener los 1.500 ppm de sólidos y qué caudal se necesita para el agua de aportación y la purga, suponiendo que no hay retorno de condensados?

RESPUESTA: Llamaremos M = aportación y B = purga en libras/hora. Entonces:

$$B = \frac{100}{1.500} M \text{ o } B = 0,067 M, \text{ o sea, } 6,7 \text{ por } 100 \text{ de agua de aportación}$$

Igualado los caudales de agua entrante y saliente de la caldera con M = caudal de agua de alimentación al 100 por 100 de aportación:

$$M = 15.000 + 0,067M$$

y resolviendo para M :

$$M = 16.077 \text{ lb/h y } B = 1.077 \text{ lbs/h}$$

16. ¿Cómo se compara el método del caudal de flujo con el de la concentración para determinar los porcentajes y caudales de purga?

RESPUESTA: Para las mismas concentraciones dadas en el problema número 15, algunos ingenieros de la marina de instalaciones fijas determinaron que el agua de alimentación puede concentrarse: $1.500/100 = 15$ veces. Esto significa que por cada 1.000 libras de agua alimentada a la caldera, 1.000/15 = 66,7 libras deben purgarse para mantener los sólidos disueltos que excedan de 1.500 ppm. Así, el porcentaje de purga es: $66,7 = 6,7 \%$, el mismo que para el problema anterior. Con un caudal de agua de alimentación de 16.077 libras/hora, la purga sería de: $0,067 \times 16.077 = 1.077$ libras/hora, o sea la misma respuesta que antes.

17. ¿Cuál es el objeto de la purga?

RESPUESTA: La purga reduce los sólidos suspendidos o los sólidos en solución. Cuando el agua purgada fuera de la caldera se reemplaza por agua de alimentación de menor contenido en sólidos, el agua de caldera se diluye hasta límites aceptables supuesto que la cantidad de purga y su frecuencia está adecuadamente controlada.

18. ¿Cómo se controla el nivel de oxígeno?

RESPUESTA: Mediante tratamiento externo en un desaireador y eliminación química del oxígeno por medio de sulfito sódico y de hidrazina.

19. ¿Cómo se controla el pH?

RESPUESTA: Cuando el agua de alimentación se trata mediante cal-sosa o mediante cal-sosa-zeolita, el efluente puede estar dentro del límite de 8,0 al 9,5 de pH, que es lo recomendado por la mayoría de los fabricantes de calderas. Sin embargo, si se forma excesivo bicarbonato sódico, éste se descompone para formar sosa cáustica o exceso de alcalinidad. La ABMA (asociación americana de fabricantes de calderas) recomienda que el contenido de alcalinidad no exceda del 20 por 100 del total de sólidos disueltos en agua de caldera. El ablandamiento por corrientes separadoras se usa para reducir el contenido alcalino.

20. ¿Qué es la acción galvánica?

RESPUESTA: Es un flujo electrónico entre metales no similares en un electrólito de caldera, como agua, dando como resultado un deterioro localizado del metal.

21. ¿Cuál es el propósito de la limpieza con detergente comparada con la limpieza química de las superficies internas de la caldera?

RESPUESTA: La limpieza con detergente se realiza con una solución alcalina para quitar principalmente aceite y grasa, mientras que la limpieza química utiliza una solu-

ción disolvente para retirar principalmente residuos de laminación y productos de corrosión.

22. ¿Cómo se produce la corrosión en la superficie interna de las calderas?

RESPUESTA: Los gases disueltos como el oxígeno y el dióxido de carbono en el agua de alimentación son la causa principal de la corrosión sobre el lado de agua de las calderas. Estos gases pueden eliminarse por desaireación mecánica del condensado o del agua de alimentación. Los neutralizantes químicos, como sulfito sódico o hidrazina, se usan para tratamiento interno con el fin de eliminar estos gases.

23. ¿Qué es el primado?

RESPUESTA: El primado se produce por el arrastre repentino o rápido del agua de caldera al espacio de vapor, lo que ocurre por: (1) Un cambio repentino en la demanda de vapor; y (2) Oleajes o chorros (proyección) en el calderín de vapor. El peligro del primado es que produce impulsos del agua que se van con el vapor y esto puede producir impactos que dan lugar a golpes de ariete en la tubería, caída de la temperatura de sobrecalentamiento y daños en los álabes de turbina u otra maquinaria que utiliza el vapor de la caldera.

24. ¿Qué produce el espumado?

RESPUESTA: Esto ocurre cuando se forman burbujas o espumas sobre la superficie del agua de la caldera y son arrastradas con el vapor fuera de ésta. Están producidas por impurezas como los álcalis, aceites, grasas y algunas materias orgánicas presentes, como impurezas en el agua. La contaminación por aceite puede provenir del aceite utilizado en los equipos de vapor como bombas, compresores y turbinas, que entra con el retorno de condensado. Se cree que se forman jabones por el aceite que reacciona con los álcalis del agua.

25. ¿Qué son ácidos y bases y cuál es el pH de cada uno de ellos?

RESPUESTA: Ácidos son aquellos iones que en el agua forman iones hidrógeno, H^+ . Por ejemplo, el ácido clorhídrico se ioniza en el agua para formar H^+ y Cl^- . Un álcali forma iones hidróxido en el agua, OH^- . También, el hidróxido sódico (NaOH) se ioniza en el agua para formar Na^+ y OH^- . Cuando una base y un ácido se ponen en solución se forma una sal. Por ejemplo: $NaOH + HCl = NaCl + H_2O$, siendo NaCl la sal que se forma por combinación de la sosa cáustica con el ácido clorhídrico. El valor del pH se determina por la concentración del ion hidrógeno en agua pura, que es:

$$\frac{1}{10.000.000} = 0,0000001 = \frac{1}{10^7} = 10^{-7}$$

Para evitar el uso de las fracciones decimales con el exponencial 7, se usa el 7 de la ecuación anterior para describir el valor neutro o agua pura, sin propiedades ácidas ni alcalinas. De este modo es más fácil recordar que 7 es el valor neutro; valores por debajo de 7 son soluciones ácidas y por encima de siete son álcalis. La relación exponencial se saca de este modo: si el ión hidrógeno en agua pura se incrementa diez veces, tendremos:

$$10 \times 0,0000001 = 0,000001 = \frac{1}{10^6}, \text{ y el pH es } 6$$

26. ¿Por qué es objetable el sodio en el agua de caldera?

RESPUESTA: El sodio es perjudicial en el agua de caldera porque puede combinarse con los iones hidróxido que siempre pueden estar presentes en el agua. La combinación química puede producir el compuesto hidróxido sódico. Las zonas de la tubería de las calderas sometidas a tensiones elevadas, así como las de turbinas de vapor, pueden verse afectadas por este compuesto y dar lugar a que ocurran roturas por corrosión y tensiones.

27. Describa los efectos visibles de la acción destructiva en las calderas conocida como de (1) picado; (2) muescas o acanaladuras; y (3) corrosión.

RESPUESTA:

1. El picado toma la forma de una acción localizada y caracterizada por pequeñas zonas circulares por donde las virolas, cabezales o tubos son atacados. Unas pústulas que tienen óxido marrón cubriéndolas se forman sobre las picaduras y cuando se activan se llenan de óxido de hierro negro.
2. Las acanaladuras o muescas normalmente tiene lugar en las juntas o bordes de las bridas o en las juntas solapadas con remaches. Están producidas generalmente por la acción de soplos y pueden dar como resultado roturas o grietas. Las acanaladuras son una combinación de acciones mecánicas y corrosión, ayudándose unas a otras.
3. Corrosión es la oxidación del metal y puede ser producida por los ácidos del agua de alimentación, exposición al aire o a otros agentes oxidantes. La corrosión toma la forma del orín y normalmente es un desgaste o pérdida del metal localizado o general. El picado altera las superficies interiores de la caldera a partir de la línea de agua hacia abajo. Las acanaladuras ocurren principalmente en las juntas de las solapas o bridas o cerca de las zonas roblonadas, reforzadas o arriostradas. La corrosión puede tener lugar en cualquier parte de la caldera donde la superficie del metal esté expuesta a un agente oxidante.

28. ¿Qué impureza del agua requiere atención prioritaria y crítica en las calderas de muy alta presión?

RESPUESTA: La sílice en la caldera de alta presión se volatiliza y pasa con el vapor a la turbina. A medida que el vapor se expansiona y baja de presión y de temperatura, la sílice se condensa y se deposita en los álabes de la turbina disminuyendo la eficiencia de las máquinas. El arrastre en forma de vapor implica la volatilización de la materia (gases calientes) y se incrementa muy rápidamente alrededor de 2.000 psi (140kg/cm²). Por encima de este rango, predominan los arrastres mecánicos especialmente por encima de la presión crítica (3.206,2 psi = 224,4kg/cm²), ya que a partir de ahí no presentará más fase líquido-vapor. La calidad de vapor en estas unidades no se mide por calorímetro en porcentaje de humedad sino en partes por billón mediante la utilización de fotómetros de llama.

29. ¿Hay muchos métodos disponibles de tratamiento de aguas?

RESPUESTA: Sí, pero todos entran dentro de tres amplias clasificaciones: mecánicos, térmicos y químicos. Los tratamientos mecánicos incluyen la filtración y la purga de la caldera. El tratamiento térmico incluye la aportación de agua destilada y la purificación del vapor. Pero la destilación está limitada a las calderas con poca demanda de agua de aportación. Los purificadores de vapor se utilizan allí donde el proceso demanda vapor muy seco. Ambos tratamientos químicos, interno y externo, son los más ampliamente utilizados. El tratamiento externo ajusta el análisis del agua bruta antes de que el agua

entre en la caldera. El tratamiento interno ajusta el análisis del agua de calderas añadiendo productos químicos directamente a la caldera.

30. ¿Cómo se evita la corrosión por condensado en las líneas de retorno?

RESPUESTA: La corrosión en las líneas de retorno de condensado proviene, generalmente, del ácido carbónico formado cuando el dióxido carbónico formado se combina con el agua. Puede usarse un agente neutralizador como las aminas morfolina y ciclohexilamina. La ciclohexilamina es más alcalina que la morfolina y también es más volátil. Si se utiliza un desaireador en el tratamiento del agua de alimentación, puede ventilar a la atmósfera. Cuando no hay desaireador, la ciclohexilamina se mantiene cercana al dióxido de carbono en el vapor y hay muy poca pérdida en la purga de la caldera.

31. ¿Qué método se usa para probar el agua de caldera con fosfato?

RESPUESTA: El método usual es por comparación del color como lo hace un especialista en tratamiento de aguas. Se usan productos químicos especiales que actúan sobre el fosfato que hay en el agua para formar una solución azul. La tonalidad de azul se compara con las normas que usualmente suministran los proveedores de productos químicos para tratamientos. El tono del color azul determina la concentración del fosfato en la muestra sometida a prueba.

32. Un análisis de agua indica que hay 40 ppm de calcio y 26 ppm de magnesio en una muestra de agua de caldera. ¿Cuál es la dureza total como carbonato de calcio?

RESPUESTA: El peso equivalente del calcio es peso atómico/valencia, o sea $40,1/2 = 20,05$, y para el magnesio: $24,3/2 = 12,5$. Para el carbonato cálcico es: $100,1/2 = 50,05$. Los pesos equivalentes se comparan ahora con el carbonato cálcico, donde para el calcio es: $50,5/20,5 = 2,46$, y para el magnesio es: $50,5/12,5 = 4,1$. Estos números se multiplican por los ppm de dureza como CO_3 , o sea $(40 \times 2,50) + (26 \times 4,1) = 206,6$ ppm de dureza como carbonato cálcico.

33. ¿Dónde se prefiere alimentar con los productos químicos para tratamiento interno del agua de caldera?

RESPUESTA: La mayoría de los productos químicos se alimentan a través de tanques de solución o bombas suministradoras. Las sustancias químicas se alimentan usualmente después de la desaireación y antes de la entrada de fosfatos, quelatos o soluciones cáusticas en el calderín de la caldera. Se prefiere que los productos químicos reaccionen con el agua de caldera en la entrada de alimentación y antes de que entre en el bucle generador de vapor de la caldera. También se prefiere que los productos químicos utilizados, para evitar el ataque de oxígeno, como los sulfitos y la hidrazina, y los que se introducen para evitar incrustaciones y corrosión ácida, como la sosa cáustica y los productos orgánicos, sean alimentados de forma continua en el agua que va a la caldera.

34. ¿Qué se utiliza para evitar que los sólidos en suspensión en el agua de calderas se depositen en la superficie de transferencia térmica?

RESPUESTA: Los acondicionadores de lodos orgánicos se usan para evitar que los sólidos en suspensión se depositen en los tubos. Los acondicionadores empleados usualmente son:

1. Polímeros sintéticos para todo tipo de lodos.
2. Taninos para acondicionar aguas de aportación de elevada dureza.

3. Almidones para acondicionar aguas de alimentación de alto contenido de sílice y para la contaminación de aceite.
 4. Ligninas para acondicionar lodos de tipo fosfato.
35. ¿Cuál sería el coste de los productos químicos para el tratamiento de agua de una caldera de 100 HP en un período de 30 días, trabajando a 200 psi (14 kg/cm²), con 3.500 ppm de sólidos disueltos al 100 por 100 de agua de aportación? Los productos químicos cuestan 3,50 \$/galón, con un cuarto de productos químicos para tratar 2.000 galones de agua de aportación?

RESPUESTA: Llamemos M = caudal de agua de aportación en lb/hora, entonces:

$$\text{purga} = \frac{150}{3.500} M = 0,0428 M$$

Caudal entrante = caudal saliente y purga para 100 HP = 3.450 lb/hora

$$1 \text{ HP} = 34,5 \text{ lb/hora}$$

$$M = 3.450 + \frac{150}{3.500} M$$

$$0,9571 M = 3.450$$

$$M = 3.605 \text{ lb/hora o } M = \frac{3.605}{8,33} = 432,8 \text{ galones/hora de aportación}$$

$$\text{Cantidad de productos químicos necesarios} = \frac{432,8}{2.000} = 0,216 \text{ cuartos/hora}$$

$$\text{Número de galones necesario para 30 días} = \frac{0,216 \times 24 \times 30}{4} = 38,9 \text{ galones}$$

$$\text{Costo para 30 días} = 38,9 \text{ galones} \times 3,50 \text{ \$/galon} = 136,15 \$$$

36. ¿Sobre qué bases se hace la elección entre la neutralización y las aminas peliculares para combatir la corrosión por los contaminantes del condensado?

RESPUESTA: Los especialistas de tratamiento de agua recomiendan las aminas neutralizadoras para los sistemas con bajo caudal de agua de aportación, baja alcalinidad y buen nivel del control de oxígeno. Las aminas peliculares se recomiendan para sistemas con elevada aportación de agua, elevada alcalinidad y elevada entrada de aire con el condensado. Las aminas peliculares se recomiendan también para sistemas de calderas que no tienen una base regular de operación o trabajo.

37. ¿Qué problemas produce el aceite en el agua de caldera?

RESPUESTA: La contaminación del aceite puede producir:

1. Recubrimiento de las superficies de transferencia térmica permitiendo que otros sólidos en suspensión se adhieran a estas superficies, lo que puede producir daños por recalentamiento excesivo a causa de una transferencia térmica dificultada.
2. Espumado y arrastre del agua de caldera que puede dañar las máquinas utilizadoras de vapor como turbinas.

38. ¿Qué peligro presentan las calderas fuera de servicio?

RESPUESTA: La corrosión puede producirse por la exposición del metal húmedo al oxígeno del aire. Debe seguirse el método húmedo de almacenaje de caldera. Se almacena la caldera llena de agua y se añaden productos químicos como sulfito, productos orgánicos y sosa cáustica, según el consejo de los especialistas de tratamiento de agua. El relleno con nitrógeno también se usa para evitar la intrusión de aire sobre el agua de caldera. En las calderas de alta presión con sobrecalentadores, se utiliza agua desmineralizada o condensado puro tratado con hidrazinas y una amina neutralizante para proteger el sobrecalentador.

39. ¿Cuál es el peligro al rellenar con nitrógeno las calderas fuera de servicio?

RESPUESTA: Antes de entrar en el calderín de vapor para inspección, asegúrese de que se ha retirado todo el gas nitrógeno de forma que no haya peligro de ahogo del personal. Siga las normas de entrada en un espacio confinado y tenga la atmósfera del calderín controlada para que haya el adecuado nivel de oxígeno antes de entrar.

40. ¿Cuándo se usa el *método de almacenaje seco*?

RESPUESTA: Este método se utiliza usualmente para largos períodos de inactividad de la caldera. Consiste en drenar y vaciar la caldera y limpiar y secar las superficies interiores. Se coloca un producto absorbente de la humedad, como cal hidratada o gel de sílice, en bandejas dentro de zonas críticas de la caldera y la caldera se cierra de modo estanco para evitar entradas de aire. Si la inactividad es larga, se requiere el reemplazo periódico de los productos químicos absorbentes de humedad.

41. Liste las razones principales del tratamiento químico interno de agua.

RESPUESTA: Esto se aplica usualmente para calderas de alta presión.

1. Para eliminar la alcalinidad del agua de alimentación (alimentación y condensado).
2. Para ajustar la alcalinidad a los niveles prescritos en orden a evitar la corrosión ácida o por oxígeno proveniente de las reacciones químicas componentes.
3. Para tratar toda la materia en suspensión con acondicionadores de lodo en orden a producir más lodos no adherentes al metal de la caldera.
4. Para evitar el espumado añadiendo protección antiespuma de modo que una razonable concentración de sólidos disueltos y en suspensión no provoque espuma y arrastre.