

V. Métodos

5.1 Sistema de alimentación de agua de caldera

5.1.1 Tratamiento para la eliminación de gases no condensables

Los métodos utilizados con mayor frecuencia para eliminar el O₂ y CO₂ del agua son la desaireación térmica y el tratamiento químico con secuestrantes de O₂.

5.1.1.1 Desaireación térmica

La desaireación se basa en los siguientes dos principios científicos:

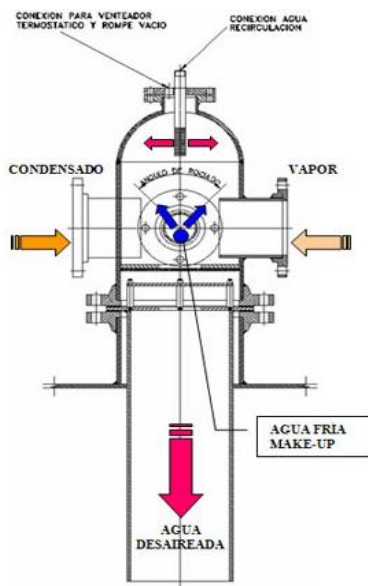
- a) El primero puede ser descrito por la Ley de Henry, el cual afirma que la solubilidad de un gas en una solución disminuye, cuando la presión parcial sobre la solución disminuye.
- b) El segundo principio que gobierna la desaireación, es la relación que existe entre la solubilidad y la temperatura. La solubilidad de un gas en una solución disminuye a medida que la temperatura de la solución aumenta y alcanza la temperatura de saturación.

Un desaireador térmico utiliza ambos principios para eliminar el O₂ y el CO₂.

El agua de repuesto y el retorno de condensados son mezclados, calentados y agitados mediante la inyección de vapor vivo. Esta acción separa al oxígeno y otros gases no condensables en el agua, los cuales salen por el tubo de venteo junto con una pequeña cantidad de vapor (figura 5.1)

Los desaireadores son muy eficientes y reducen el contenido de O₂ hasta niveles de trazas ±.005 ppm. No obstante estas trazas pueden causar bastante corrosión. La corrosividad se duplica por cada 10°C de aumento en la temperatura, por lo que se requiere un tratamiento químico adicional como el mencionada en el punto 5.1.1.2 (CONUEE, 2009a).

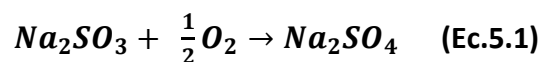
Figura 5.1 Desaireador térmico (C.A., 2012)



5.1.1.2 Tratamiento químico con secuestrantes de O₂

El secuestrante de O₂ utilizado con mayor frecuencia es el sulfito de sodio, dado su bajo costo, alta efectividad, rápida reacción con el O₂ y fácil medición de su contenido en el agua.

El sulfito de sodio reacciona con el O₂, produciendo sulfato de sodio, el cual no provoca corrosión.



La reacción química requiere 7.88kg de sulfito de sodio puro por cada kilogramo de oxígeno. En la práctica se añaden aproximadamente, 10kg de sulfito de sodio por kilogramo de oxígeno para mantener un exceso de sulfito en el agua de la caldera. Este exceso dependerá de la presión de trabajo como lo muestra la Tabla 5.1 (CONUEE, 2009a).

Tabla 5.1 Nivel de sulfito residual en el agua de la caldera (CONUEE, 2009a)

Presión manométrica (kg/cm ²)	Sulfito residual (ppm de SO ₃)
0-1	30-50
1-10	30-60

10-14	30-60
14-31	20-40
31-42	20-40
42-52	15-30
≥ 52	15-30

El único efecto negativo del uso de sulfitos de sodio es el aumento en los SDT como resultante de la formación de sulfatos de sodio.

Una alternativa al sulfito de sodio podría ser la hidracina, debido a que al volatilizarse no contribuye a los SDT a la vez que permite neutralizar el ácido, sin embargo tiene un mayor costo y es más peligroso en su manejo y en aplicaciones en la industria alimenticia (Servyeco, 2008).

Otra desventaja que presentan los secuestrantes de O₂, es que no remueven el CO₂ presente en el agua y por lo tanto, dejan las calderas expuestas a los efectos corrosivos de este elemento (LTDA., 2003).

5.1.2 Tratamiento para la eliminación de sólidos disueltos totales (SDT)

La eliminación de los SDT se da por el proceso de desmineralización o desionización de agua. Los métodos más comunes de desmineralización son:

5.1.2.1 Desmineralización por intercambio iónico

Este proceso elimina los SDT por medio de resinas de intercambio iónico. Al pasar el agua a través de la resina, ésta retiene selectivamente sobre su superficie los iones disueltos en el agua, manteniéndolos temporalmente unidos a la superficie para después cederlos frente a una disolución con un fuerte regenerante. Existen principalmente cuatro tipos de resinas, como se observa en la tabla 5.2. La diferencia más importante es que las resinas fuertes operan a cualquier pH y son más versátiles en cuanto a la captación de todos los iones (Flynn, 2009).

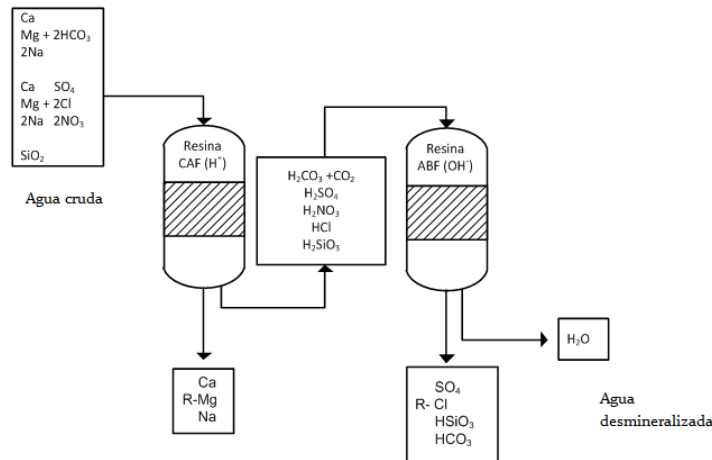
Tabla 5.2 Tipo de resinas y sus especificaciones (Flynn, 2009)

Tipo de resinas	Forma	Regenerantes comunes	Iones removidos
CAF	Na^+	NaCl	Mg^+ , Ca^{+2}
CAF	H^+	H_2SO_4 , HCl	Todos los cationes
CAD	H^+	H_2SO_4 , HCl	Mg^+ , Ca^{+2} de alcalinidad
ABF tipo I	OH^-	NaOH, KOH	Todos los aniones
ABF tipo II	OH^-	NaOH, KOH	Todos los aniones, excepto SiO_2 y CO_2
ABF tipo II	Cl^-	NaCl	Todos los aniones, excepto SiO_2 y CO_2
ABF tipo III	OH^-	NaOH, KOH	Todos los aniones
ABD	OH^-	NaOH, KOH	Solo minerales ácidos fuertes
ABD	CO_3^{-2}	Na_2CO_3	Solo minerales ácidos fuertes
ABD	NH_2^-	NH_3	Solo minerales ácidos fuertes
*Tipos de resinas: catiónica de ácido fuerte (CAF), catiónica de ácido débil (CAD), aniónica de base fuerte (ABF) y aniónica de base débil (ABD).			

La afinidad de las resinas para la retención de iones se basa en la valencia y peso molecular de los mismos. A mayor valencia y número atómico, la afinidad es más fuerte. Hay excepciones a estas reglas generales, en particular con los iones que forman complejos o compuestos insolubles como ácidos orgánicos de alto peso molecular para resinas de intercambio aniónico (Flynn, 2009).

El proceso de desmineralización por intercambio iónico se presenta en la figura 5.2. El agua cruda entra a una columna catiónica, la cual contiene una resina CAF en forma de protones (H^+). En esta primera columna todos los cationes son sustituidos por protones. Posteriormente, el agua descationizada entra a una columna aniónica, la cual contiene una resina ABF tipo I en forma de hidroxilos (OH^-). Esta vez, todos los cationes cargados negativamente son intercambiados por iones hidroxilo, los cuales se combinan con los protones para formar el agua desmineralizada.

Figura 5.2 Proceso de desmineralización utilizando resinas CBF + resina ABF tipo I.



La regeneración de la resina CAF(H⁺) y ABF tipo I(OH⁻) se realiza con una disolución de ácido sulfúrico (H₂SO₄) y sosa cáustica (NaOH) de acuerdo a la tabla 5.2 respectivamente.

El sistema de resina CAF (H⁺) y ABF (OH⁻) presentado en la figura 5.2 es el método más simple para obtener agua desmineralizada con una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, también se puede presentar este proceso como un sistema de lecho mixto, en donde las resinas de intercambio catiónico y aniónico pueden estar íntimamente mezcladas y contenidas en una única vasija presurizada. Ambas resinas estarán mezcladas por agitación con aire comprimido, de forma que puede considerarse como un número infinito de intercambiadores aniónicos y catiónicos en serie (Flynn, 2009).

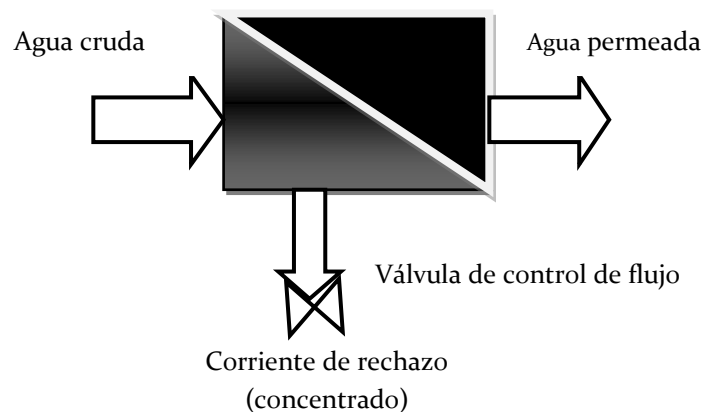
En general, en la desmineralización por intercambio iónico existen múltiples maneras de combinar los cuatro tipos básicos de resinas. Algunos, son fundamentales para conseguir una calidad requerida del agua a partir de una alimentación determinada; otros son combinaciones más complejas, que pueden incluir a la desmineralización por ósmosis inversa.

5.1.2.2 Desmineralización por ósmosis inversa

Este proceso elimina los SDT por medio de membranas. La ósmosis inversa es la separación de componentes orgánicos e inorgánicos del agua por el uso de presión ejercida en una membrana semipermeable mayor a la presión osmótica de la solución (Científicos, T., 2007).

En la figura 5.3 se observa la representación típica de la desmineralización por OI, en donde la presión fuerza al agua cruda a través de la membrana semipermeable, dejando atrás los SDT. El resultado es un flujo de agua desmineralizada.

Figura 5.3 Representación convencional de la desmineralización por OI.



Dependiendo de la calidad del agua y el nivel de SDT se selecciona el tipo de membrana a utilizar. La membrana de OI es una película de acetato de celulosa. Estas membranas pueden ser formuladas para dar grados variantes de rechazo de sal. Algunas membranas tienen una habilidad de rechazo de 50 a 98%. La palabra “rechazo” es usada para describir la repulsión de los iones por la membrana.

La capacidad de una unidad de OI se determina por la presión de operación y la superficie de la membrana, es decir a mayor presión y área de superficie aumenta el rendimiento de las membranas (mayor cruce de flujo) (Flynn, 2009).

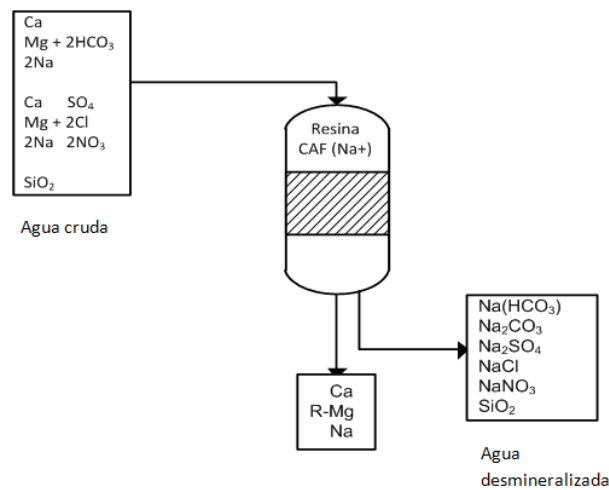
Cada tipo de membrana trabaja a una determinada presión. Mientras mayor sea la concentración de SDT, mayor la diferencia de altura y mayor la presión osmótica de la solución. Aproximadamente de 0.6 a 1.1 psig (4.1 a 7.6kPag) corresponde a 100ppm de SDT (Flynn, 2009).

5.1.3 Tratamiento para la eliminación de la dureza

5.1.3.1 Suavización por resinas de intercambio catiónico

El tratamiento para ablandar o suavizar el agua cruda que entra a la caldera es la suavización. Este proceso utiliza resinas de intercambio iónico. A comparación con la desmineralización, éste sólo ocupa resinas catiónicas, propiamente, la resina CAF (Na^+) (tabla 5.2) como lecho único, por la cual al pasar el agua, conteniendo cationes de calcio (Ca) y magnesio (Mg), éstos se adhieren a la resina y son remplazados por cationes de sodio (Na) que contenía la resina. Este tratamiento, solo elimina la dureza más no los SDT como la desmineralización ya que los SDT permanecen en la misma cantidad puesto que solo existe un intercambio de cationes. El proceso de suavización se presenta en la figura 5.4.

Figura 5.4 Proceso de suavización utilizando resina CAF(Na^+).



La regeneración de la resina CAF (Na^+) se realiza con una disolución de cloruro de sodio (NaCl) de acuerdo a la tabla 5.2 respectivamente.

5.1.2.4 Tabla comparativa

En la tabla 5.3 se presenta una comparación de los tres sistemas de tratamiento de agua.

Figura 5.3 Proceso de suavización utilizando resina CAF(Na⁺).

	Suavización	Desmineralización	
		Ósmosis inversa	Resinas
Eliminación de SDT	No	Si	Si
Eliminación de la dureza	Si	Si	Si
Aumento de los ciclos de concentración	No	Si (De 10-15)	Si (De 10-15)
Iones removidos	Mg ⁺² , Ca ⁺²	La mayoría de cationes y aniones	
Desperdicio en el agua de rechazo	Sólo en la regeneración	Sólo en la regeneración	Si

5.2 Sistema de generación de vapor

Las calderas forman parte de los equipos más utilizados por la industria y estos son los responsables del mayor porcentaje de consumo de combustibles, por lo tanto, el mantenerlos trabajando a una buena eficiencia reditúa en beneficios importantes para la empresa.

5.2.1 Eficiencia de la caldera

Para calcular la eficiencia de las calderas, existen dos métodos: El “método directo” y el “método indirecto o de pérdidas”, de acuerdo con la NOM-002-ENER-1995.

5.2.1.1 Método directo

En el método directo, la eficiencia de una caldera se define como la relación entre el calor absorbido (Qa), que es la cantidad de calor que absorbe un fluido de trabajo para calentarse y/o evaporarse y la cantidad de calor liberado (Ql), que es la cantidad de calor producido por la combustión de un combustible.

$$\eta = \frac{Q_a}{Q_l} * 100 \quad \text{Método directo (Ec. 5.2)}$$

5.2.1.2 Método indirecto

En el método indirecto o de pérdidas, la eficiencia se calcula restándole a 100 el valor de las pérdidas de calor; también se expresa como un porcentaje (CONUEE, 2009c).

$$\eta = 100 - \%Q_{pgc} - \%Q_{pcr} \quad \text{Método indirecto (Ec. 5.3)}$$

Donde:

$\%Q_{pgc}$ – Calor contenido en los gases de combustión a la salida de la caldera, en %

$\%Q_{pcr}$ – Calor perdido a través de las paredes del equipo, en %

5.3 Sistema de distribución de vapor y retorno de condensados

5.3.1 Control de CO₂ y O₂ en el sistema de condensado

Las cantidades de CO₂ presentes en el agua de alimentación pueden ser eliminados por la desaireación térmica. Sin embargo como se menciona en la sección 4.4, alguna forma de combinación de CO₂ como carbonatos o bicarbonatos puede formar dióxido de carbono libre que saldrá de la caldera junto con el vapor. Por tal motivo es necesario un tratamiento químico que neutralice el CO₂. Existen dos métodos:

5.3.1.1 Control de CO₂ con aminas neutralizantes

Para neutralizar el CO₂ se agrega una amina volátil (neutralizante) al agua de la caldera, donde ésta se vaporiza y pasa al sistema de distribución, combinándose con el CO₂ libre contenido en el vapor de agua formando una amida.

Las aminas más comúnmente usadas son: morfolina y ciclohexilamina. Cuando el vapor inicia su condensación, en los puntos del sistema de distribución cercanos a la caldera, la morfolina estará presente en concentraciones altas. En los puntos más lejanos del sistema de distribución será la ciclohexilamina la que esté a más altas concentraciones y será más efectiva

para controlar la corrosión. Para una mejor protección se utilizan juntos estos dos compuestos químicos (CONUEE, 2009a).

La cantidad de amina neutralizante a dosificar se controla por lo general por la determinación del pH del condensado, el cual, en la mayoría de los sistemas de baja presión, se trata de mantener entre 7.5 y 8.5.

5.3.1.2 Control de CO₂ y O₂ con aminas filmicas

Otra medida para controlar el CO₂ es con aminas que producen un recubrimiento protector como la octadecilamina que forma una película en el interior de la tubería de condensado, protegiéndola contra la humedad ya que actúa como una barrera entre el condensado y el material de los tubos lo que provee una protección contra el O₂ y el CO₂ pero no los neutraliza (CONUEE, 2009a).

Las aminas filmicas se utilizan normalmente en concentraciones de 0.7 a 1ppm y debido a que presentan dificultad para su manejo y mezclado, se deben suministrar directamente en el cabezal del vapor (CONUEE, 2009a).

El tipo correcto de amina neutralizante o filmica depende del sistema de generación y distribución de vapor, el trazado de las líneas, condiciones de operación y composición del agua de alimentación. Las aminas volátiles (neutralizantes) son más adecuadas en sistemas con agua que requiere poco tratamiento previo, con poca alcalinidad y un buen control de O₂. Las aminas filmicas dan una protección más económica en los sistemas con buen tratamiento previo, alta alcalinidad y en los sistemas que operan intermitentemente. En la mayoría de los casos se recomienda la combinación de ambos métodos para combatir mejor el problema de la corrosión (CONUEE, 2009a).

5.3.3 Límites FDA para diferentes aminas

Cada amina tiene un límite FDA (Food and Drug Administration) como se observa en la tabla 5.3:

Tabla 5.3 Límites FDA para diferentes aminas (Servyeco, 2008)

Amina	Concentración
Morfolina	10.0 ppm
DEAE	15.0 ppm
Ciclohexilamina	10.0 ppm
Amoníaco	No hay límite
Octadecilamina	3.0 ppm
*La amina total no puede sobrepasar 25 ppm en el vapor y cada amina no puede exceder su límite individual.	