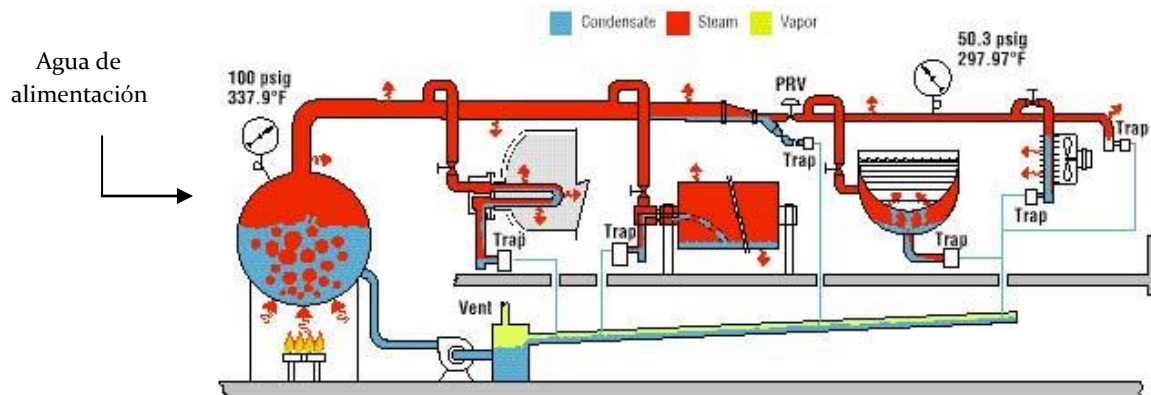


IV. Marco teórico

4.1 Descripción de un sistema de vapor

En la figura 4.1 se muestra un sistema típico de vapor, cuyas partes principales se describen a continuación.

Figura 4.1 Sistema típico de vapor (Armstrong International, 2011)



Un sistema típico de vapor está constituido por cuatro secciones, las cuales conforman un ciclo. La primera sección corresponde a la *Generación*. Durante esta etapa, en la caldera, se aplica calor al agua de alimentación para elevar su temperatura. Después de que el agua se ha evaporado, el vapor resultante pasa a la segunda etapa del ciclo de vapor: *Distribución*. Esto es simplemente el movimiento del vapor de agua en un sistema cerrado a su punto de consumo. El uso del vapor cualquiera que sea se denomina *Transferencia de calor*. Esta es la tercera etapa. Finalmente la cuarta y última sección que completa el ciclo de vapor es el *Retorno del condensado* (Armstrong International, 2011).

Adicionalmente se debe de considerar el sistema de alimentación de agua de la caldera ya que es un factor muy importante para lograr el buen funcionamiento del sistema de vapor.

4.2 Sistema de alimentación de agua de caldera

La calidad del agua de alimentación a la caldera repercute directamente sobre el buen funcionamiento de la misma, así como sobre la vida de muchos de los elementos que forman el equipo generador de vapor.

4.2.1 Control de la calidad del agua

A continuación se presentan las variables más importantes que se deben de controlar en el agua de la caldera (MAVAINSA, 2005):

- Concentración de gases no condensables
- Sólidos disueltos totales (STD)
- Dureza
- pH
- Alcalinidad
- Conductividad eléctrica

4.2.1.1 Concentración de gases no condensables

Son los gases que no se condensan a la temperatura normal del agua cruda y entran al sistema de generación de vapor arrastrados por el agua. Esto, debido a que su solubilidad es directamente proporcional a la presión e inversamente proporcional a la temperatura y a la concentración de sales disueltas (Flynn, 2009).

La presencia de estos gases no condensables son los causantes de la corrosión en las tuberías. Los gases no condensables más comunes y dañinos son el oxígeno disuelto (O_2) en el agua y el dióxido de carbono (CO_2) (CONUEE, 2009a).

El O_2 disuelto ataca al hierro y forma hidróxido férrico; esta corrosión se presenta como ampollas en la superficie del metal y con el tiempo puede llegar a perforarlo (CONUEE, 2009a). El CO_2 combinado con el agua forma ácido carbónico que, bajo ciertas condiciones es un agente corrosivo para los metales férreos y las aleaciones de níquel y cobre (Stanley E, 2007). Cuando estos gases se presentan juntos, la velocidad de corrosión resultante puede ser de 10 a 40% mayor que si actúan por separado (Flynn, 2009).

4.2.1.2 Sólidos disueltos totales (SDT)

Los SDT son la suma de los sólidos en suspensión y los sólidos disueltos. Los sólidos en suspensión son los sólidos sedimentables (Menorca, 2011). Los sólidos disueltos o salinidad total es una medida de la cantidad de materia disuelta en el agua.

Los SDT son los causantes de la incrustación en la caldera, ya que cuando el agua de alimentación se calienta, se evapora y sale de la caldera como vapor destilado deja atrás las impurezas. Entre más agua se evapora en la caldera, se añade más líquido para remplazarla. Después de un periodo de tiempo los sólidos disueltos totales (SDT) alcanzan niveles críticos dentro de la caldera. El incremento en los niveles dentro de la caldera es conocido como ciclos de concentración (cc) (SISTEAGUA, 2011).

En la Tabla 4.1 se observa el límite de SDT permisible de acuerdo de la presión de trabajo de la caldera.

Tabla 4.1 Límite permisibles de SDT en la caldera (MAVAINSA, 2005).

Presión de trabajo (kg/cm ²)	Sólidos disueltos (ppm)	Sólidos en suspensión (ppm)
0-20	3500	300
20-30	3000	250
30-40	2500	150
≥140	500	5

Sílice – La sílice forma parte de los SDT y puede estar disuelta en el agua de alimentación en forma de anión silicato (SiO_3^{-2}). El análisis de la sílice en el agua de alimentación a las calderas es de gran importancia para evitar la formación de depósitos duros en los tubos de las calderas. Debido a ello, es importante conocer el contenido de la sílice en aguas de uso industrial y agua de desecho. Los análisis de la sílice, también proporcionan un método sensitivo para el control de la operación de los desmineralizadores agua, ya que la sílice es una de las primeras impurezas que salen a través de una unidad agotada. Se puede eliminar la sílice del agua por intercambio iónico, ósmosis inversa, tratamientos con cal, carbonato y magnesio.

La tabla 4.2 muestra el límite de sílice permisible de acuerdo de la presión de trabajo de la caldera.

Tabla 4.2 Límite permisible de sílice en el agua de la caldera (CONUEE, 2009a).

Presión de trabajo (kg/cm ²)	Contenido de sílice permitido como SiO ₂ (ppm)
0-1	200
1-10	200
10-21	150
21-32	90
32-42	40
42-53	30
≥53	20

4.2.1.3 Dureza

La dureza es la suma de cationes de magnesio y calcio, independientemente de la naturaleza de aniones presentes.

La dureza en el agua de la caldera indica la presencia de impurezas relativamente insolubles; éstas se clasifican en: sólidos disueltos, gases disueltos y sólidos en suspensión. Las sustancias principales son el carbonato de calcio, hidróxido de magnesio y sulfato de calcio. En el proceso de calentamiento y concentración del agua de la caldera, estas impurezas precipitan más rápidamente debido a que son menos solubles a altas temperaturas, causando problemas de incrustación y depósitos (CONUEE, 2009a).

Es de suma importancia considerar la dureza del agua de la región (municipal, pozo, etc.). En la tabla 4.3 se presentan los valores de dureza correspondientes con el tipo de agua (Menorca, 2011).

Tabla 4.3 - Tipo de agua en función de la concentración de CaCO₃ (CONUEE, 2009a).

ppm CaCO ₃	Tipo de agua
0-50	Blanda
50-100	Ligeramente dura

100-200	Moderadamente dura
≥ 200	Muy dura

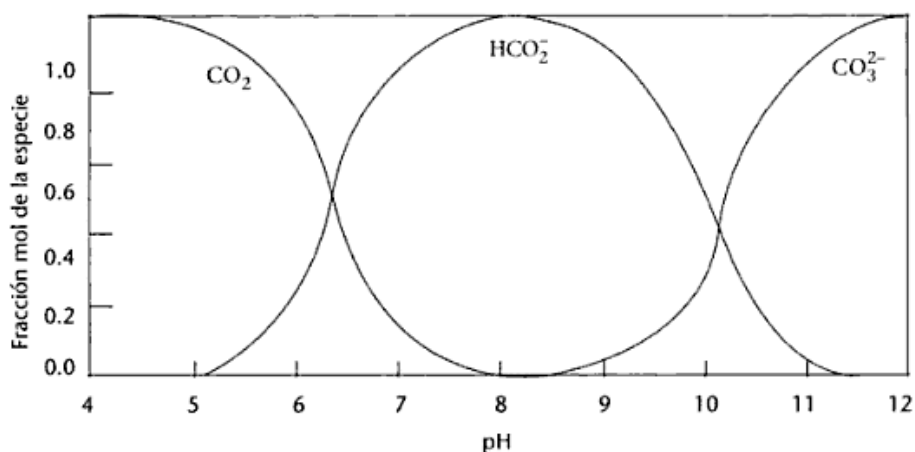
4.2.1.4 Potencial de hidrógeno (pH)

La determinación del pH en el agua es una medida de la tendencia de su acidez o de su alcalinidad; dicho de otro modo, el valor del pH en el agua es usado para conocer su tendencia corrosiva o incrustante.

Un pH menor de 7.0 indica una tendencia hacia la acidez, mientras que un valor mayor a 7.0 muestra una tendencia hacia lo alcalino (CONUEE, 2009a).

La mayoría de las aguas naturales tienen un pH entre 4 y 9, aunque muchas de ellas tienen un pH ligeramente básico, debido a la presencia de carbonatos y bicarbonatos. En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de la distribución de estas especies (Stanley E, 2007).

Figura 4.2 Distribución de especies para el sistema $\text{CO}_2\text{-HCO}_3^-\text{-CO}_3^{2-}$ en el agua (Stanley E, 2007)



4.2.1.5 Alcalinidad

La alcalinidad es la capacidad del agua de aceptar iones H^+ (protones) y se expresa en unidades de ppm. Los iones que contribuyen principalmente a la alcalinidad de una solución acuosa son: los iones bicarbonato (HCO_3^-), carbonato (CO_3^{2-}), y oxidrilo (OH^-), pero también los fosfatos, ácido

silícico u otros ácidos de carácter débil. Su presencia en el agua puede producir CO₂ en el vapor de calderas que es muy corrosivo (Menorca, 2011).

En la Tabla 4.4 se observa el límite de alcalinidad permisible de acuerdo a la presión de trabajo de la caldera.

Tabla 4.4 Límites permisibles de alcalinidad en el agua de la caldera (CONUEE, 2009a).

Presión de trabajo (kg/cm ²)	Alcalinidad total (ppm)
0-20	700
20-30	600
30-40	500
≥140	100

4.2.1.6 Conductividad eléctrica

La conductividad es la capacidad de una sustancia de conducir corriente eléctrica. En el caso de soluciones acuosas, el valor de la conductividad es directamente proporcional a la concentración de sólidos disueltos.

En la Tabla 4.5 se muestran los límites de conductividad y de los SDT permisibles de acuerdo a la presión de trabajo de la caldera.

Tabla 4.5 Límites para los SDT y la conductividad en calderas de vapor (CONUEE, 2009a)

Presión de trabajo (kg/cm ²)	SDT máximo (ppm)	Conductividad (µmho)
0-1	6,000	9,000
1.1-10.5	4,000	6,000
10.6-21	4,000	6,000
21.1-31.6	3,500	5,250
31.7-42.1	3,000	4,500
42.2-52.6	2,500	3,720
52.7-más	2,000	3,000

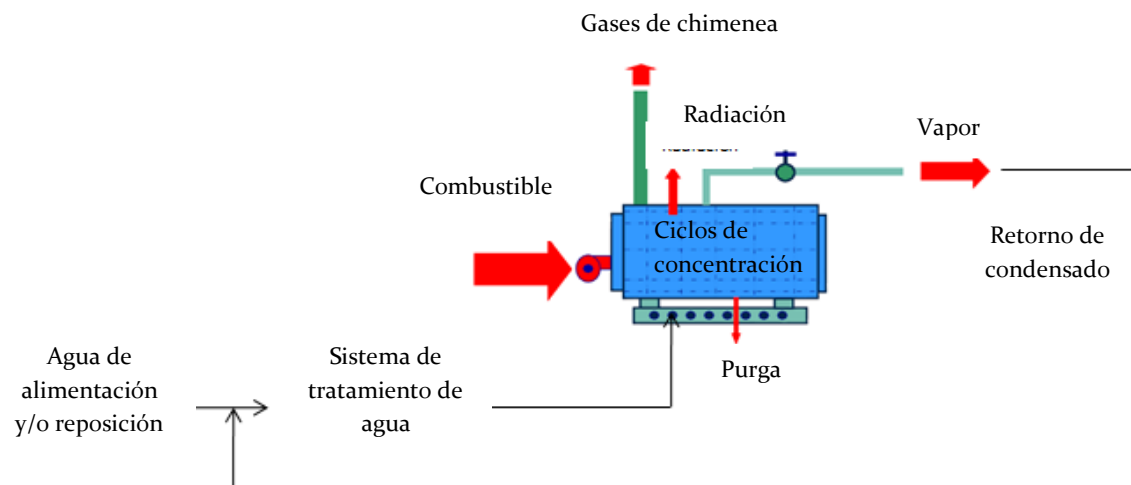
4.3 Generación de vapor

La generación de vapor corresponde a la primera sección del sistema de vapor, en donde el equipo clave es la caldera. El objetivo de las calderas de vapor es la transmisión del agua, a temperatura y presión ambiente, en vapor de agua a una presión y temperatura mayor, partiendo de la energía del combustible utilizado.

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, mantenerlos trabajando a una buena eficiencia reditúa en beneficios importantes para las empresas.

En la figura 4.3 se presenta un diagrama de la caldera en donde se muestra las corrientes de entrada y de salida tanto de materia como de energía.

Figura 4.3 Diagrama de las corrientes de entrada y salida de la caldera.



A continuación se explicará cada elemento con mayor detalle:

4.3.1 Calderas

Las calderas pueden ser clasificadas de diferentes maneras, pero la clasificación más común es de acuerdo a la circulación del fluido dentro de los tubos de caldera. Éstas pueden ser calderas de tubos de agua o calderas de tubos de humo. Las primeras son aquellas en las cuales los gases de

combustión pasan por fuera de los tubos de la caldera y el agua por el interior de ellos; mientras que las de tubo de humo, los gases de combustión circulan por dentro de los tubos de la caldera y el agua por el exterior de ellos.

4.3.1 Agua de alimentación / reposición

El agua de alimentación y/o de reposición entran a la caldera junto con el condensado pasando previamente por un sistema de tratamiento de agua para prevenir la incrustación y la corrosión. El agua de reposición añadida a la caldera es para compensar las diferentes pérdidas que puedan existir en la caldera como son: pérdidas en el vapor (PV), pérdidas en el condensado (PC) y pérdidas en la purga (PP). El agua de reposición total (ART) se puede expresar de la siguiente manera:

$$\mathbf{ART=PV+PC+PP} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

4.3.2 Ciclos de concentración

Los ciclos de concentración de una caldera quedan definidos como la concentración de las impurezas en la caldera (CIC) por la concentración de impurezas en el agua de alimentación (CA).

$$\mathbf{cc=CIC/CA} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Si los cc tienden a infinito, la alimentación será cero. Esto implica una reducción en purgas, lo cual es conveniente ya que éstas se convierten en pérdidas de calor y energía (SISTEAGUA, 2011).

Se pueden incrementar los ciclos de concentración ya sea, reduciendo la cantidad de purga, disminuyendo la concentración total de sólidos en el agua de alimentación o modificando el programa de tratamiento del agua de la caldera.

4.3.3 Vapor

En la corriente de vapor se debe evitar el acarreo de agua, humedad, espuma y sílice (CONUEE, 2009c).

4.3.4 Purga

La purga sirve para la extracción de los sólidos disueltos que se encuentran dentro de la caldera, a la vez que disminuyen significativamente la tasa de transferencia de calor del combustible del agua, reduciendo con ello la eficiencia de la caldera (CONUEE, 2009a).

La purga se realiza extrayendo agua de la parte inferior de la caldera, donde se encuentran más concentrados los sólidos disueltos. La purga es remplazada por el agua de reposición.

Las consecuencias por defecto de la purga son:

- Total de sólidos disueltos (TSD) muy alto
- Alta cantidad de sólidos en suspensión y lodos
- Alta dureza y niveles de sales
- Muy alta alcalinidad

Algunas consideraciones para calcular la cantidad de agua que se debe de purgar son las siguientes (CONUEE, 2009a):

1. La cantidad de agua que se alimenta a la caldera debe ser igual a la de agua que se pierde.

$$A=V+P \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

A= Cantidad de agua de alimentación (kg/hr)

V= Cantidad de vapor generado (kg/hr)

P= Cantidad de agua purgada (kg/hr)

2. La cantidad de purga puede relacionarse con la cantidad de agua de alimentación utilizando los ciclos de concentración (cc)

$$cc= A/P \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

cc= Ciclos de concentración utilizado por la caldera

A= Cantidad de agua de alimentación (kg/hr)

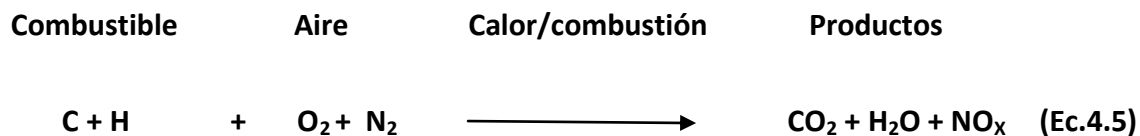
P= Cantidad de agua purgada (kg/hr)

4.3.5 Condensado

El condensado se drena a un depósito para volver a la corriente del agua de alimentación y con esto ahorrar energía en el sistema de suministro de vapor.

4.3.6 Proceso de combustión

Dentro de la caldera, en la cámara de combustión, se lleva a cabo el proceso de combustión, en donde se introduce el combustible a través del quemador en forma de flama. El quemador es el dispositivo responsable de mezclar adecuadamente el combustible y el aire en las proporciones correctas para que se dé la combustión. Durante el proceso de la combustión se producen muchas transformaciones y reacciones químicas, dependiendo de la composición del tipo de combustible utilizado y de las condiciones en que se realice la combustión. Básicamente, cuando se quema un hidrocarburo, el hidrógeno contenido en éste se combina con el oxígeno del aire para producir agua; mientras que el carbón se combinará con el oxígeno del aire para formar bióxido de carbono, liberando energía en forma de calor (CONUEE, 2009c).



Para asegurar una combustión completa, es decir que el combustible se queme en su totalidad, se necesita suministrar una cantidad extra de aire o “exceso de aire. Sin embargo, esto tiene efecto sobre la eficiencia de la caldera y el control preciso de la combustión (CONUEE, 2009c). Es por eso que es necesario controlar con bastante precisión la cantidad de aire a suministrar al proceso de combustión, ya que:

- Demasiado aire reducirá la temperatura del hogar y arrastrará una buena parte del calor útil.
- Poco aire producirá una combustión incompleta, se escapará por la chimenea mucho combustible sin quemar.

El exceso de aire recomendado según el tipo de combustible que se usa se presenta en la tabla

Tabla 4.6 Exceso de aire recomendado según el tipo de combustible (CONUEE, 2009b)

Exceso de Aire Recomendado	
Combustible	Exceso de Aire Recomendado (%)
Gas natural	5-10
Propano	5-10
Gas de coque	5-10
Combustóleo (FuelOil 6)	10-15

Sin embargo, en la práctica, existe un buen número de obstáculos para obtener una combustión completa (CONUEE, 2009c):

- Las condiciones en que opera el quemador no son perfectas y es imposible asegurar la mezcla de las moléculas de carbón, hidrógeno y oxígeno.
- Algunas de las moléculas de oxígeno se combinarán con moléculas de nitrógeno para formar óxidos de nitrógeno (NO_x).

4.3.7 Pérdidas de calor

Además de los problemas que se tienen en el quemador, en la cámara de combustión y los derivados de la relación aire/combustible para obtener una combustión completa y eficiente, existen otras fuentes de pérdidas de calor y eficiencia.

4.3.7.1 Pérdidas de calor en gases de combustión

Ésta es probablemente la fuente de pérdida de calor más importante. La pérdida se produce debido a la temperatura y volumen de los gases que salen por la chimenea: a mayor temperatura de los gases, menor es la eficiencia de la caldera (CONUEE, 2009c).

Se debe de tener cuidado al reducir la temperatura de los gases de combustión, ya que demasiado enfriamiento puede reducir la temperatura de los gases por abajo del “punto de rocío”, lo que aumenta la posibilidad de corrosión por la formación de ácido nítrico (del nitrógeno del aire utilizado para la combustión), ácido sulfúrico (si el combustible contiene azufre) y agua (CONUEE, 2009c).

4.3.7.2 Pérdidas de calor por radiación

Debido a que la envolvente de la caldera está más caliente que el medio ambiente donde se encuentra, una parte de su calor se transfiere a su alrededor. Un aislamiento dañado o mal instalado aumentará considerablemente el potencial de pérdida de calor por radiación.

Las pérdidas por radiación en las calderas según el tamaño de éstas se presenta en la Tabla 4.6

Tabla 4.7 Pérdidas por radiación en calderas según el tamaño de las calderas (CONUEE, 2009b)

Pérdidas por radiación en calderas	
Tamaño de la caldera kg vapor/hora	% Pérdidas
900 000	0.5
45 500	0.7
23 000	0.9
9 000	1
Menores a 9 000	1,1 a 3,0

Una caldera, de tubos de humo o de agua, de 5 MW, razonablemente bien aislada, tendrá una pérdida de 0.3 a 0.5 % de su energía (CONUEE, 2009c). En las calderas de menor potencia, el porcentaje de pérdida por radiación puede variar desde 1.3% para una caldera de 600 CC hasta 3.0% para una caldera de 50 CC (CONUEE, 2009c). Quizá no parezca una cantidad considerable, pero estos porcentajes corresponden a plena carga y está pérdida permanecerá constante, incluso si la caldera no está enviando vapor a proceso y se mantiene simplemente en “stand by” (CONUEE, 2009c).

Lo anterior también indica que, para operar más eficientemente, la caldera debe de trabajar cerca de su máxima capacidad.

4.3.7.3 Pérdidas de calor en purgas

Hay que buscar el nivel adecuado de la purga que se le debe dar a la caldera ya que una purga insuficiente no impide la formación de fangos, incrustaciones y arrastres, mientras que una purga excesiva producirá pérdidas de calor elevada (CONUEE, 2009c).

La purga es más efectiva si se realizan purgas más frecuentes y de corta duración (10 a 20seg) que purgas ocasionales de larga duración, debido a que los primeros segundos de la purga son más efectivos.

4.4 Sistema de distribución de vapor y retorno de condensados

Es importante evitar la corrosión en el sistema de condensado. El tipo de corrosión más común en estos sistemas es la causada por el CO_2 . El CO_2 entra al sistema con el agua de alimentación en forma de sales de carbonato o bicarbonato (alcalinidad) que cuando se pone en contacto con el agua interior de la caldera a alta temperatura, estos compuestos se rompen formando dióxido de carbono que es transportado por el vapor y se condensa en las tuberías y equipos que forma el sistema de condensados, transformándose en ácido carbónico (H_2CO_3) (CONUEE, 2009a).