

CALDERAS

Año 1 No. 3

GUÍA DEL USUARIO (en la Industria y Comercio)

Enero 2021

ISSN 2710-754X

CALDERA

UN "RECIPIENTE A PRESIÓN"

UN "EQUIPO ESTÁTICO"

ES UN SISTEMA MUY DINÁMICO
QUE DEBE SER ATENDIDO
INTEGRALMENTE

ACCIDENTES DEL SEMESTRE / REGULACIONES / SEGURIDAD / CONTROL
EFICIENCIA / CUIDADOS / SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN /

EDITORIAL

¿Solo un Equipo Estático o Un Sistema muy Dinámico?

No hay una buena gestión, una gestión segura de Calderas, si se desconocen y se desaprovecha lo que los Códigos, Estándares y Regulaciones nos ordenan y se busca inventar la rueda cada vez.

Dentro de nuestras ediciones de cierre de semestres se "Relacionan los Accidentes" de ese periodo. Nos gustaría no tener nada que notificar y no publicar más esta sección, pero lamentablemente este año 2020 cierra siendo un año con accidentes por encima del promedio de este último quinquenio.

Con el ánimo de difundir entre los usuarios de calderas los reglamentos de cada uno de sus países dentro de nuestra región latinoamericana. En la presente edición le damos la bienvenida a quienes desde la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), de la República Oriental del Uruguay son los responsables de la administración de Reglamento de Generadores de Vapor, para que nos presenten lo que ha sido el desarrollo de dicha regulación. Contamos nuevamente con la colaboración de un conocedor del reglamento brasileño NR-13, quien lo aplica en las actividades de mantenimiento y reparaciones, para garantizar la seguridad de las calderas. Para reforzar la importancia de conocer y aplicar lo establecido por los Reglamentos, Códigos, Estándares y Buenas prácticas, se incluye en este módulo un artículo relacionado con explosiones por combustión.

Ante la alta accidentabilidad, cualquiera que sea la razón será siempre importante conocer bien qué tipo de Póliza de Seguro se debe seleccionar, así que se insiste en el tema.

De la Carátula de la Presente edición: **"Calderas ¿Equipos Estáticos...Sólo un Recipiente a Presión?"** ya que definitivamente es un sistema muy dinámico y en el que están involucradas muchas áreas y especialidades, desde la dirección de **"Calderas Guía del Usuario" (en la Industria y Comercio)** se ha apostado por llegar a tener la Caldera 4.0, así que hay que difundir los beneficios de las nuevas tecnologías disponibles para operarlas.

Además, considerando que la Eficiencia Energética en la operación de las calderas va de la mano con la Protección del Ambiente (reducción de emisiones y efluentes), se han logrado dos módulos de dos artículos sobre estos temas, Eficiencia de la Combustión, Monitoreo y Control de las Emisiones, pero también sobre la Limpieza Química del lado agua, los Cuidados que debemos considerar al momento de Seleccionar un Tratamiento Químico, su efecto en la caldera, sobre el personal y en el ambiente. Para cerrar este módulo se consideró importante el aseguramiento de una buena Dosificación del tratamiento químico con el sistema de inyección adecuado, y como equipo auxiliar externo sirve este artículo como enlace con el módulo dedicado al Sistema de Agua de Alimentación donde se ofrecen tres artículos sobre las Bombas de Agua de Alimentación y lo que establecen los Códigos con relación a la Tubería de Agua de Alimentación (Parte 2 de la serie de "Tuberías Externas de Caldera" (BEP).



Fotografía: de AUTOFLAME Combustion Management Systems – UK
Corresponde a la Caldera del Centro de Capacitación, mostrando el Sistema EGA



Se continua el esfuerzo de buscar el apoyo y acompañamiento de las organizaciones que desarrollan los estándares bajo los cuales las calderas, sus equipos auxiliares y accesorios son fabricados, deben instalarse, operarse y mantenerse, así que nos acompañan en esta ocasión La Junta Nacional de Inspectores de Caldera y Recipientes a Presión de los Estados Unidos y Canadá, conocida como el National Board, la Asociación Americana de Fabricantes de Calderas (ABMA) y el Instituto Hidráulico, que es la asociación americana de fabricantes de bombas originales y empresas proveedoras.

No queremos cerrar este Editorial sin invitarlos a visitar la Sección de PUBLICACIONES, en la que podrán ver varias referencias bibliográficas y las últimas ediciones de las revistas de las Asociaciones que nos han venido apoyando, que resultaran de mucha importancia y utilidad para los usuarios de calderas.

Carlos Lasarte - Director
**"Calderas...Guía del
Usuario
(en la industria y comercio)"**
Combustión, Energía & Ambiente, S.A.

RECONOCIMIENTOS

A Todos y Cada uno de Ustedes, nuestros más de 3.500 lectores, que ya son una Red alrededor del debido uso de las Calderas, más allá de Latinoamérica, en 52 países.

A todos los Autores de los Artículos, que han confiado en nuestra propuesta y han sido tan bien valorados por la Red de Lectores.

A nuestros Aliados Institucionales con quienes hemos tomado la Decisión de Emprender en el desarrollo de La "Red Latinoamericana de Seguridad en Calderas", el "Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid" de Medellín, Colombia.

Educación para
vivir mejor



POLITÉCNICO COLOMBIANO
JAIME ISAZA CADAVID

A quienes han Colaborado con la Revisión y Comentarios de Artículos:

Ing. LUIS CUETOS
Ing. AGUSTÍN MARTUCCI
Ing. GUILLERMO MOLINA
Ing. PABLO ERBINO
Ing. GUILLERMO CEBA
Ing. RAFAEL NARVAEZ

A nuestra Diagramadora, garantía de una imagen muy profesional:
Lic. CARLA RAUSEO MARTUCCI

CONTENIDO

ENERO 2021

- 5 Relación de accidentes del segundo semestre 2020
- 7 Reglamentación de generadores de vapor en Uruguay
- 10 Projeto de alteração e reparo em caldeiras
Conforme NR-13
- 16 Mucho cuidado al escoger un seguro de incendio y explosión para
cubrir riesgos para calderos
- 19 El Control Electrónico para la Relación
Aire-Combustible
- 23 ¿Quién mató a la eficiencia?
- 30 Limpieza química de Calderas
- 34 Limitaciones y toxicidades de las opciones de tratamiento
químico disponibles para la industria térmica
- 38 Sistemas de dosificación de químico
"Configuración y deficiencias en su diseño"
- 41 Red Latinoamericana de Seguridad en Calderas
- 42 Tuberías Externas de Calderas (BEP)
Parte 2 – Tubería de Agua de Alimentación
- 47 "Selección de bomba de alimentación de caldera"
- 51 ¿Estás seguro de saber la importancia del sistema de
bombas para calderas?
- 55 Noticias
- 57 Publicaciones

Relación de accidentes del segundo semestre 2020

Como se indica en el Editorial, nos gustaría no tener nada que notificar y no publicar más esta sección, pero lamentablemente este año 2020 cierra con un saldo de accidentes por encima del promedio del quinquenio, previamente relacionado en la edición de julio 2020.

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Accidentes	18	5	12	20	16
Decesos	13	2	20	12	8
Lesionados	53	18	52	47	26

Tabla # 1 Comparación del año 2020 con los últimos cinco años



Accidente Arequipa Perú

En la *Tabla #2* se puede observar que los ocho accidentes reportados en este segundo semestre del 2020 han ocurrido en Colombia (1 accidente), México (1 accidentes), Venezuela (1 accidente), Argentina (2 accidentes con un deceso en uno de ellos), Perú y Ecuador (1 accidentes en cada país con un saldo de 3 decesos en cada uno de los accidentes). De los seis países donde esto ocurrió, tres cuentan con un Reglamento de uso y cuidado de calderas.

FECHA	PAIS - LOCALIDAD	SECTOR	TIPO DE CALDERA	DECESOS	LESIONES
Junio 30	Perú - Arequipa	Taller	Pirotubular	3	3
Julio 09	Colombia - Barranquilla	Taller	Acumulación de gases	0	1
Agosto 06	Ecuador - Manta	Alimentos	Pirotubular	3	8
Agosto 12	Argentina - Ushuaia	Calefacción	Calefacción	0	1
Agosto 20	México - Zumpango	Colchones	Pirotubular	0	0
Agosto 20	Argentina - Alicia	Láctea	Pirotubular	1	0
Octubre 31	Venezuela - Ptos. de Altigracia	Petroquímica	Acuatubular	0	0
Diciembre 08	México - Motzorongo Tezonapa	Azucarera	Tolvas de caldera	0	2

Tabla # 2 Relación de Accidentes de Calderas en el segundo semestre del 2020



Manta



Zumpango

Tendencia de Accidentes del Quinquenio en la Región Latinoamericana

En la Gráfica # 1 se puede ver cuál ha sido la tendencia de la accidentabilidad de las calderas en Latinoamérica en los últimos cinco años.



Gráfica #1 Relación de Accidentes, Decesos y Lesionados del último quinquenio

Esto nos obliga a tomar acciones correctivas

...¿Qué está Pasando?

...¿Qué estamos dejando de Hacer?

Los invitamos a Formar parte activa de la *Red Latinoamericana de Seguridad en Calderas y del Club de Usuarios de Calderas de CEACA*

Han colaborado en la verificación de esta información:

Ing. Osvaldo Espinosa desde Ecuador
Ing. Marvin Paredes desde Honduras
Ing. Juan Carlos Cardinali desde Argentina
Ing. Rafael Vicente Castañeda desde Perú



Ushuaia



Ptos. de Altagracia



Manta

Fe de Erratas

En nuestra Primera Edición, en la "Relación de accidentes del primer semestre 2020", Tabla #1 "Relación de Accidentes de Calderas en el primer semestre del 2020", página 6, tomado de los diarios digitales, se reportó como Accidente de Caldera un evento que resultó ser una explosión de un tanque de almacenamiento de melaza, pero gracias a uno de nuestros seguidores, en este caso el Ing. Marvin Paredes desde Honduras, se aclaró lo ocurrido y tenemos que corregir, quitando de la lista el accidente de fecha mayo 06 en la ciudad de Villanueva Cortes, por lo que les pedimos a todos nuestros lectores que nos disculpen y lo tomen en cuenta.

Reglamentación de generadores de vapor en Uruguay

10 años en la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua



ING. SEBASTIÁN HERNÁNDEZ

Ursea, Uruguay

Correo electrónico:

sebastian.hernandez@ursea.gub.uy

+598 2150 8134

ING. DIMITRI KURYS

Ursea, Uruguay

Correo electrónico:

dimitri.kurys@ursea.gub.uy

+598 2150 8168



La regulación de generadores de vapor en Uruguay comenzó en 1914 con normativa que establecía medidas de prevención en accidentes de trabajo. Ésta atendía a los primeros generadores de vapor que comenzaron a ser instalados a finales del siglo XIX. En 1936 se establece que los generadores de vapor que pueden funcionar son aquellos que a juicio del Estado (Dirección de Industrias) ofrecen las condiciones de seguridad necesarias. A partir de entonces, el Estado se encarga de llevar adelante el registro, otorgar las habilitaciones, capacitar a los operadores y realizar las pruebas periódicas correspondientes. Desde los inicios de la regulación hasta la fecha se han registrado en el entorno a seis mil generadores de vapor, estando actualmente en operación unos setecientos distribuidos en todo el territorio nacional (ver figura 1).

Las competencias relativas a generadores de vapor se transfirieron entre diferentes instituciones estatales (principalmente Ministerios de Industria y Trabajo), sin consolidarse en ninguna de ellas, lo que provocó disponer de un gran número de resoluciones institucionales, decretos y leyes que en su conjunto reglamentaban al sector.

En el año 2011 la competencia relativa a regulación y fiscalización del "funcionamiento y condiciones de seguridad de los generadores de vapor" se transfiere a la Ursea proveniente del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

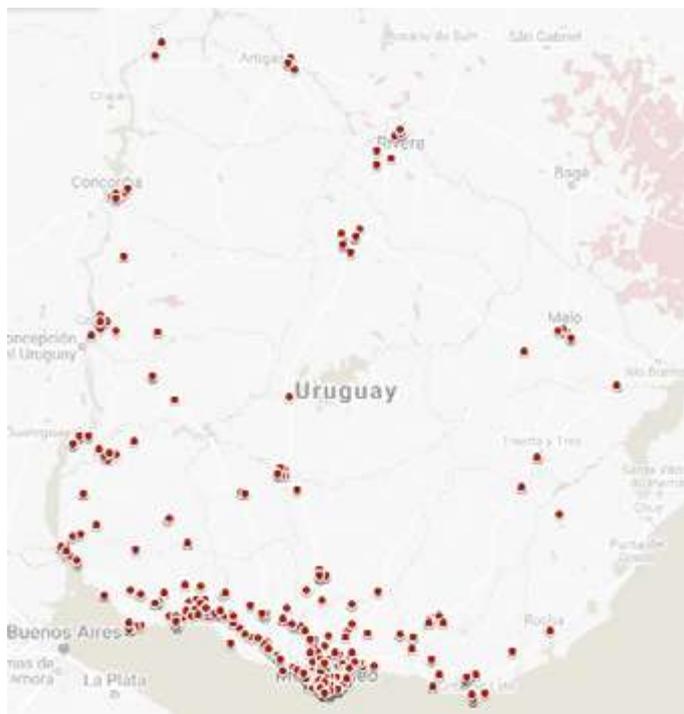


Figura 1 Distribución de los generadores de vapor instalados en el territorio nacional

Elaboración del reglamento

Desde la transferencia de la competencia y hasta el año 2015, la Ursea elaboró requisitos e instructivos que establecieron ciertas reglas en el sector mediante resoluciones, siendo imperiosa la elaboración de un Reglamento que los unificase con la reglamentación existente. Para esto la Ursea contrató al consultor internacional Lic. Lasarte, junto al cual se elaboró un Anteproyecto de Reglamento que estableció los requisitos

y procedimientos para el registro, habilitación, mantenimiento y operación segura de los generadores de vapor. El Anteproyecto revisado y ajustado por técnicos de la Ursea fue puesto en consulta pública tanto para lograr una mayor transparencia en las decisiones de la Ursea, así como promover la participación de los regulados en la elaboración de las normativas.

En cuanto al contenido, el Reglamento abarca los requerimientos establecidos previamente en la regulación vigente, pero amplía de forma gradual las exigencias. La fuente de inspiración principal radica en reglamentos y códigos internacionales, siendo los requerimientos técnicos



Figura 2 Prueba Anual sobre un generador de vapor

basados principalmente en el Boiler & Pressure Vessel Code (BPVC) de la American Society of Mechanical Engineers (ASME) y en el National Board Inspection Code (NB23) de The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors (NBBI). Entre los procedimientos generales que se establecen, se continúa con el registro y habilitación de los generadores de vapor por parte del Estado, pero en lo relativo a pruebas periódicas, se impulsa su realización por parte de Profesionales Idóneos (ver figura 2) a través de Declaraciones Juradas. Las pruebas periódicas que se realizan a los generadores de vapor son de dos tipos: habilitación y anual. Por un lado, las pruebas de habilitación son realizadas con una periodicidad del entorno de cuatro años e incluyen inspección interna y externa del generador de vapor, test hidráulico y de seguridad (pruebas de enclavamientos y de válvulas de seguridad). Por otro lado, las pruebas anuales incluyen la inspección externa del generador de vapor y el test de seguridad.

Camino a la autorregulación

El cambio normativo establecido en el Reglamento implicaba para el Estado disminuir gradualmente las pruebas llevadas adelante sobre generadores de vapor y en su lugar profundizar la fiscalización de profesionales idóneos.

Pruebas periódicas a generadores de vapor

Se mencionó anteriormente que históricamente las pruebas periódicas de los generadores de vapor eran realizadas por el Estado. Esto se mantiene en los primeros años de competencia de la Ursea, donde el objetivo principal fue el resolver una situación compleja que se presentaba en 2011, con un bajo nivel de generadores de vapor operando de forma regular, estimado en poco más de un 30% (ver figura 3). Resuelto esto, y a partir de la aprobación del Reglamento, se establece que los Profesionales Idóneos se encarguen de realizar las pruebas de habilitación, y a partir de esto se comienza la transición al nuevo modelo de regulación. A modo de ejemplo, en el período comprendido entre los años 2012 y 2015 los profesionales realizaban el 5% de las pruebas periódicas, valor que se incrementó al 45% en el período comprendido entre los años 2016 y 2019. En este período, se mantiene un alto nivel de generadores de vapor operando de forma regular, no observando un impacto negativo en el cambio de procedimiento (ver figura 3).

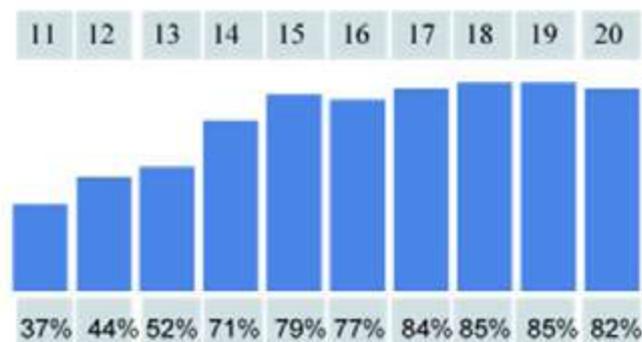


Figura 3. Porcentaje de Generadores de vapor en situación regular desde 2011/20

Luego de cuatro años de aplicación de la reglamentación, y ante los buenos resultados, la Ursea resolvió aumentar la cantidad de pruebas periódicas a realizar por los profesionales idóneos, incluyendo la posibilidad de realizar pruebas anuales. Esto provocó que en 2020 el 85% de las pruebas sean realizadas por profesionales idóneos.

En la figura 4 se muestra la cantidad de pruebas por tipo desde 2012 a la fecha.

Inspecciones de habilitación



Inspecciones anuales

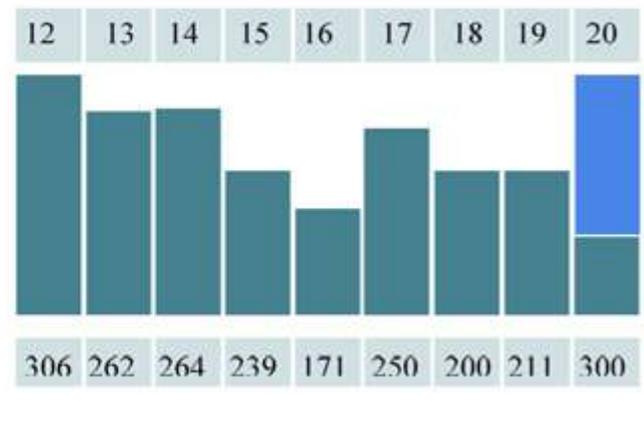


Figura 4. Cantidad de Inspecciones anuales y de habilitación realizadas por el Estado y por Profesionales idóneos desde 2012/20.

Fiscalización de Profesionales Idóneos

En el período posterior a la aprobación del Reglamento, donde se da el incremento de pruebas a generadores de vapor realizadas por profesionales idóneos, la Ursea implementa auditorías aleatorias durante la ejecución de dichas pruebas. En el período comprendido entre los años 2016 y 2019 se realizaron auditorías con una tasa de muestreo del entorno del 15%. Estas inspecciones consisten en acompañar durante dos horas al profesional idóneo que realiza las pruebas evaluando los procedimientos llevados adelante durante la realización de actividades.

El impulsar inspecciones por parte de los profesionales trae consigo además de auditar su actividad, la necesidad de mejorar su competencia. A este respecto, cabe mencionar que dichos profesionales son ingenieros mecánicos (o similares) con conocimientos relativos a generadores de vapor adquiridos en su formación de grado, un requisito exigido previo a que la

competencia fuera transferida a la Ursea que se mantuvo vigente. Los profesionales durante su actividad mejoran su competencia a partir del estudio de la normativa internacional y sus propias experiencias, no existiendo en la actualidad en Uruguay una capacitación específica para la inspección de generadores de vapor que permita garantizar una formación suficiente y uniforme para las tareas que realizan. Este tipo de capacitaciones se realizan en los Estados Unidos desde el año 1919, a través de la NBBI. En 2016 se comenzó a dictar capacitación a inspectores en la República Argentina con contenidos similares a los del NBBI, y con el mismo objetivo, el profundizar y estandarizar los conocimientos de los inspectores. En esta línea, Ursea busca incorporar el requisito de la capacitación específica en inspección de generadores de vapor en su reglamentación, y para eso se encuentra trabajando en impulsar la realización de dicha capacitación en el Uruguay.

Conclusión

En diez años de competencia de la URSEA en el sector de generadores de vapor, los resultados se consideran positivos, con un sector regularizado, y sin mayores inconvenientes. En marco del cambio de la gestión de control en materia de seguridad del sector, uno de los factores claves fue el Reglamento de generadores de vapor aprobado en 2016. Este reglamento implicó incrementar exigencias a los regulados, profesionalizar el trabajo, estandarizar procedimientos, enfrentando exitosamente los desafíos que se presentaron. Este camino emprendido continúa, trabajando en un proceso de mejora continua, revisándose la adecuación de la normativa, toma de decisiones y realización de acciones para optimizar la regulación del sector, siendo los resultados una confirmación de que el camino ha sido el correcto.

Projeto de alteração e reparo em caldeiras Conforme NR-13



ENG. CÉLIO MACIEL

Gerente de integridade – Responsável técnico por inspeções e instalações de sistemas pressurizados em todo o Brasil - Tercal Engenharia

Correo electrónico:

elio@tercal.com.br

Telefone: +55 (12) 98189-7861

Telefone: +55 (12) 3958-1661

Manutenção em caldeiras

No Brasil a norma que regulamenta os serviços de operação, inspeção, manutenção e reparo em caldeiras é a norma regulamentadora nº 13 (NR13), entretanto a mesma é relacionada diretamente as normas de fabricação, boas práticas de segurança e manutenção internacionais.

O Brasil não possui código de projeto para fabricação de caldeiras próprio e, em sua maioria as caldeiras fabricadas no Brasil apresentam o código de construção elaborado pela ASME o (Boiler and Pressure Vessel Code) BPVC – Section 1. Porém há algumas caldeiras que possuem códigos de construção diferentes, exemplo PED (Pressure equipment directive), A. D. Merkblatt e TRD.

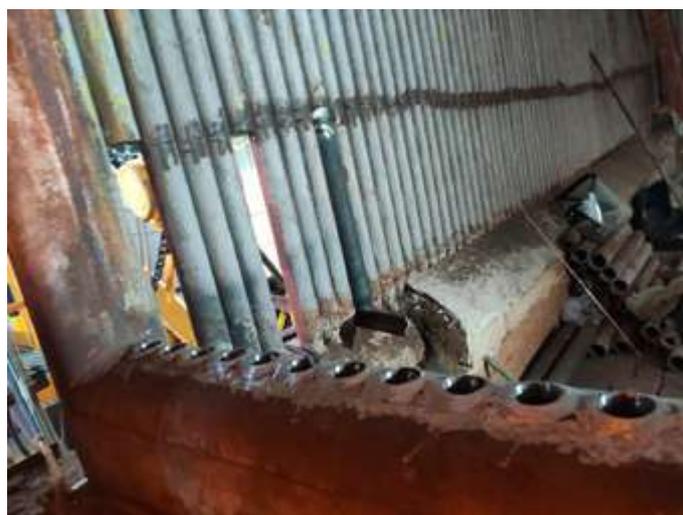
A NR13 determina os passos que devem ser seguidos para obtenção de confiabilidade, segurança e qualidade no processo de manutenção e reparo de caldeiras, o seu item 13.3.3 determina que “Todos os reparos ou alterações em equipamentos abrangidos por esta NR devem respeitar os respectivos códigos de projeto e pós-construção e as prescrições do fabricante no que se refere a:”

- a) materiais;
- b) procedimentos de execução;
- c) procedimentos de controle de qualidade;
- d) qualificação e certificação de pessoal.

Materiais

Conforme o prontuário do fabricante do equipamento onde constam os materiais utilizados para a fabricação da caldeira, constam os materiais utilizados para sua fabricação, sendo que todo o processo de reparo deve ser realizado com a utilização de materiais de mesma qualidade. É de fundamental importância para obtenção de qualidade e eficiência no reparo e operação do equipamento.

Em hipótese alguma devem ser aplicados materiais que não possuam certificado de qualidade e que não atendam a tensão de escoamento necessária para operação segura da caldeira. Caso a caldeira não possua prontuário do fabricante, o mesmo deverá ser reconstituído com as mesmas características de operação e expertise do profissional habilitado que esta elaborando o documento. O profissional habilitado deverá definir os materiais a serem aplicados para que o reparo seja realizado de maneira correta e segura.



Procedimentos de execução

Os procedimentos de execução de reparo devem ser realizados conforme as normas internacionais, para reparos diversos são recomendadas utilizar a ASME IX 2019 – (Welding and Brazing Qualifications), NBIC – (National Board Inspection Code) parte 3 – (Repairs and Alterations) edição 2019 e ASME PCC-2 2018 – (Repair of Pressure equipment and piping) e Que determinam diversos processos de reparo em caldeiras e equipamentos pressurizados, e dão direção e instruções para reparos em equipamentos que não possuam históricos de fabricação.



O item 13.3.3.5 da NR13 determina que “Todas as intervenções que exijam mandrilamento ou soldagem em partes que operem sob pressão devem ser objeto de exames ou testes para controle da qualidade com parâmetros definidos pelo Profissional Habilitado (PH), de acordo com normas ou códigos aplicáveis”.

O PH deverá determinar os procedimentos de reparo e documentá-lo antes de executar a manutenção, e este procedimento deverá ser informado aos profissionais que executaram o reparo, o que trará uma alta confiabilidade ao processo de manutenção da caldeira.

Não se deve executar o reparo da caldeira sem que o plano de execução tenha sido elaborado, este procedimento poderá gerar transtornos que, são evitáveis quando se planeja as atividades em antemão ao reparo. E nos procedimentos serão definidos os ensaios não destrutivos que deverão ser realizados após o reparo do equipamento para determinar a eficiência do reparo.

Todos envolvidos com serviços de soldagem devem ser qualificados para aquela função na posição de soldagem e no tipo de processo que deverá ser executado. Em hipótese alguma deve ser utilizada mão de obra sem qualificação para reparos em caldeiras.

Procedimentos de controle de qualidade

Após a execução dos reparos, os locais em que foram substituídos ou que tiveram correção da falha devem passar por ensaios não destrutivos para garantir a integridade estrutural da caldeira, estes ensaios devem seguir as premissas da ASME V 2019 (“Nondestructive Examination”).

Após a conclusão dos ensaios se necessário, deverá ser realizadas novas intervenções na caldeira até que a mesma apresente total estanqueidade e capacidade de funcionamento. Executar testes de segurança no equipamento antes de realizar o acendimento para verificar a integridade dos controles. Após executar o teste hidrostático na caldeira conforme PG 99.

Procedimentos de controle de qualidade

Todos os profissionais envolvidos deverão possuir qualificação para a função, o registro de qualificação de soldadores, especificação de procedimento de soldagem, registro de qualificação de procedimento de soldagem e instrução de execução e inspeção de soldagem.

Os registros desta documentação deverão acompanhar a documentação do equipamento ao longo de sua vida útil, após a finalização desta documentação será necessário elaborar e realizar a inspeção extraordinária no equipamento e realizar o startup e testes a quente para garantir a operação segura da caldeira.

Os serviços executados deverão ser registrados no livro de registro e segurança da caldeira, para que este histórico de manutenção seja visualizado nas próximas inspeções e para que tenham controle e mitigação das falhas.

PAR – Projeto de alteração e reparo NR13

A documentação relacionada nos tópicos anteriores é a necessária para execução do processo de manutenção e reparo de uma caldeira no Brasil, seguindo os procedimentos e normas internacionais que regem estes equipamentos.

Deve ser realizado o conjunto de desenhos que detalham o reparo do equipamento e registro fotográfico das fases do trabalho, desde a condição de falha, até a operação do equipamento. Deve ser avaliado o tipo de falha e o motivo pelo qual ela ocorreu, a análise de falha também é importante, dependendo a falha deverão ser tomadas algumas decisões para diminuir o problema, um exemplo é o tratamento de água ineficiente, que poderá gerar tamponamento de partes em que há troca térmica, o que gerará superaquecimento da região e posterior falha, sendo solucionada pela lavagem química da caldeira.

Seguridad de la sala de calderas: Evitando explosiones por combustión



Por Geoff Halley

(Este es el tercero de una serie de artículos enfocados en reducir el número de incidentes relacionados con calderas. El autor, Geoff Halley, tiene más de 25 años de experiencia como Testigo Experto, cubriendo unas 300 investigaciones relacionadas con calderas. El fue Director de ABMA de Asuntos Técnicos por un período de 17 años. Al principio de su carrera, fue vicepresidente y director técnico de un importante fabricante de calderas. Ha sido empleado como consultor por varios fabricantes líderes de calderas. Su experiencia general en la industria de calderas cubre 50 años.)

En ediciones anteriores, esta serie ha abordado las explosiones de vapor y lado agua y el monóxido de carbono en la sala de calderas. Este artículo se centra en el área problemática de las explosiones por combustión. Este tipo de explosión ocurre con mayor frecuencia durante el arranque inicial de una nueva caldera o la instalación de un quemador, o durante el ciclo de arranque de una caldera/quemador existentes, a menudo denominado como "Puff" o un "Arranque difícil" (Hard Start).

Sin embargo, en ocasiones puede ocurrir durante el ciclo de funcionamiento de la caldera cuando hay un cambio significativo en la relación aire/combustible que causa que la combustión pulse, también conocida como inestabilidad de la combustión, u oscilaciones impulsadas por la combustión. Estas oscilaciones pueden interactuar con la acústica de la cámara de combustión para aumentar en magnitud hasta que ocurra una explosión. Los daños resultantes de las explosiones de combustión varían mucho dependiendo del tipo de caldera (tubo de fuego o tubo de agua), la cantidad de mezcla combustible encendida y los detalles de construcción. Esto puede resultar en ningún daño aparente, daños significativos a la caldera y/o quemador, daños a la propiedad, lesiones personales o la muerte.

Incidentes de Puesta en Marcha

A continuación, hay tres ejemplos que ilustran la importancia de los procesos de puesta en marcha apropiados.

Incidente 1 ocurrido en una de tres calderas de tubos de agua a gas en una nueva planta central de calentamiento de agua. Las tres calderas habían sido probadas para su encendido en la planta del fabricante antes de su envío. Antes de la puesta en marcha, el supervisor de mantenimiento de la instalación decidió que, basándose en su experiencia, la tubería del tren de gas estaba destinada a tener fugas, dado que estaba roscada y era de gran diámetro, por lo que decidió



Daño a la caldera incidente, mostrando daños en el aislamiento de la carcasa y en las tuberías.

asegurarse de que cada unión roscada de la tubería fuera hermética. Esto requirió desconectar el cableado del tren de gas y remover el tren de gas de la caldera, el cual fue reconectado después que se realizaron los cambios.

El técnico de puesta en marcha llegó y comenzó su proceso con el conocimiento de que había sido probado para encendido antes del envío y no tenía razón para creer que cualesquiera cambios habían sido hechos.

Todo salió bien con la primera puesta en marcha hasta que el piloto de ignición se encendió, en cuyo punto se produjo una explosión, causando daños significantes a la caldera y algunos daños colaterales en los equipos circundantes (ver fotografía).

La investigación subsecuente reveló que el cableado del tren de gas había sido reconectado inapropiadamente, de modo que las válvulas de gas estaban abiertas durante la pre-purga en lugar de estar cerradas. Esto permitió que una gran cantidad de mezcla altamente combustible, de combustible y aire fluyera a través de la caldera y la chimenea, la cual explotó en la ignición del piloto.

Un enfoque más prudente, para lo que fue una nueva puesta en marcha, fue colocar la válvula principal de cierre manual de gas en la posición cerrada y desempeñar un recorrido en seco a través de la secuencia de arranque hasta el punto en que se obtuvo un piloto estable, y fue observado la correcta operación de las válvulas de seguridad de cierre de gas.

Incidente 2 ocurrido en una de las tres calderas pirotubulares de gas en una nueva planta central de calefacción de agua caliente. Las tres calderas habían pasado por el procedimiento de puesta en marcha y estaban operando apropiadamente, calentando el edificio. En el momento en que ocurrió el incidente, un contratista estaba terminando la instalación del aislamiento en la chimenea de la caldera y estaba rompiendo.

La caldera incidente estaba en línea y lista para encenderse, tras una llamada para calefacción. Las tres calderas estaban equipadas con dampers de cierre automático de la chimenea, operados por enlaces accionados por motor. Los interruptores indicadores de posición de los dampers estaban ubicados en el motor de accionamiento. En algún momento, el contratista tuvo dificultades para instalar su aislamiento alrededor de este arreglo de motor/enlace, y para hacer las cosas más fáciles para él, decidió desconectar el enlace.

Poco tiempo después, la caldera recibió una llamada para calefacción, pasó por una secuencia de inicio normal hasta el punto de encendido de la llama principal, en cuyo punto se produjo una explosión,

causando que el contratista se cayera de su andamio y se rompiera una pierna en el proceso. Obviamente, el damper de la chimenea se encontraba en la posición cerrada, al inicio de la secuencia de encendido, y los interruptores de prueba de la posición de los dampers, estando en el motor de accionamiento, dieron una señal falsa al sistema de control del quemador, permitiendo así el encendido del quemador. Si los interruptores de prueba de posición estuvieran en el eje de los dampers en lugar de en el motor de accionamiento, no se habría permitido que el quemador iniciara su secuencia de encendido.

Incidente 3 ocurrió en una gran caldera pirotubular de respaldo seco, preparada para quemar tres combustibles diferentes, en una instalación industrial. La caldera se encontraba en las primeras etapas de comisionado.

Se había comprado un quemador parcial de un fabricante de quemadores de renombre, sin embargo este fue recortado por el contratista de controles, en términos de agregar un variador de frecuencia (VFD) en el motor del ventilador de aire de combustión, trenes de combustible especiales y debido a la complejidad de la instalación, un sistema de control personalizado usando un controlador lógico programable (PLC). La lógica de control de un controlador PLC es programada desde una fuente externa, tal como una computadora portátil, a menudo por el diseñador del sistema de control, cuyo conocimiento puede basarse en el control de sistemas industriales, en lugar de las complejidades de los controles de seguridad de salvaguardia de

la llama del quemador.

El técnico de puesta en marcha tenía dificultades para obtener una llama de piloto estable. Debido a que el PLC controlaba la función de sincronización pre-purga y la velocidad del ventilador de aire de combustión estaba controlada por el sistema VFD, él fue capaz de experimentar tanto con la duración de la purga como con la velocidad del flujo de aire. Los observadores declararon que en un punto, el VFD se había reducido a aproximadamente 12 Hz, momento en el que la velocidad del ventilador del aire de combustión habría sido tan baja, que habría estado proporcionando aire insignificante, para purgar cualquier mezcla combustible de la cámara de combustión. Adicionalmente, la duración de la purga había sido considerablemente acortada.

Después de muchos intentos de encender el piloto ignitor, esta combinación permitió que se acumulara una carga de combustible sustancial en la caldera que eventualmente se encendió explosivamente, abriendo la puerta trasera revestida de refractario de la caldera.

Las lecciones aprendidas de este incidente incluyen:

1. Cuando la complejidad del sistema total dicta el uso de un PLC, sería prudente retener las funciones de seguridad normales definidas por el Código, como la duración de la purga, enclavamientos, etc. en un control de Seguridad de Llama disponible comercialmente, certificado por una agencia independiente.

En este caso, mientras se instaló una unidad de este tipo en el panel de control de la caldera, una revisión del diagrama de cableado reveló que este control solo se estaba siendo usado para la función de detección de llama. La integridad de la programación del PLC no está típicamente certificada por una agencia de pruebas independiente.

2. Cuando es usado un control de velocidad VFD en el ventilador de aire de combustión, sería deseable que el fabricante del quemador lo incorporara en la construcción del quemador. De esta manera, la velocidad mínima del ventilador (Hz) puede ser configurado en el sistema de control. Esto, combinado con el punto 1 anterior, asegurará una purga de preencendido apropiada.

3. Cuando se seleccione un técnico de comisionado, es esencial que esté bien capacitado en configurar sistemas complejos, incluidas las complejidades del quemador a ser usado.

Explosión en un Ciclo Operativo

A continuación está un ejemplo que ilustra cómo este problema puede ocurrir durante el ciclo operativo.

Incidente 4 ocurrió en una caldera de tubos de agua industrial que genera vapor de proceso. La caldera había estado operando por algunos años, con un quemador usando un control basado en articulación por varillaje (jackshaft), para accionar las válvulas de control de flujo de combustible y el control del damper de aire.

En algún momento, fue hecha una decisión de actualizar el quemador removiendo el sistema de control de varillaje (jackshaft), reemplazándolo por un sistema de posicionamiento paralelo. Fue contratado un contratista de controles de buena reputación para desempeñar el trabajo, bajo la supervisión general del operador supervisor de la sala de calderas. Una característica del sistema final era que se podían realizar ciertos ajustes desde una ubicación remota, a través de una línea telefónica, y la entrada a esta característica estaba protegida por contraseña.

Después del comisionado, el nuevo sistema de control se desempeñó normalmente durante varios meses, hasta que un día la combustión comenzó a pulsar o retumbar. Esto continuó haciéndose más fuerte hasta que hubo una explosión en la cámara de combustión, causando grandes daños a la caldera.

Como se mencionó anteriormente, la investigación inicial centrada en un cambio en la relación combustible/aire, causando inestabilidad de la combustión y la explosión resultante. Eventualmente, un rastro registrado de la presión de la cámara de combustión de la caldera, graficado contra el tiempo, hasta e incluyendo la explosión fue proporcionado a las partes investigadoras. Curiosamente, la duración en tiempo del pico de la presión de explosión fue aproximadamente un minuto, en lugar de milisegundos, sugiriendo la posibilidad de alteración con la escala de tiempo de la traza.

Pareció que la relación combustible/aire del quemador había sido cambiada desde una ubicación externa, ilegalmente. Resulta que el operador supervisor de la sala de calderas fue despedido por causa, en algún momento antes del incidente, y ahora vive en otro Estado. La contraseña no se cambió después de su despido.

La moraleja de este incidente es que si un sistema de control necesita protección con contraseña, entonces la contraseña debería ser cambiada frecuentemente, y más ciertamente, si alguien familiarizado con el sistema es despedido.

Resumen

En este y en los dos artículos anteriores sobre seguridad en salas de calderas, han sido discutidos varios incidentes relacionados con prácticas operativas inseguras.

Estas investigaciones se realizaron de forma independiente de ABMA, sin embargo, la razón por la que ABMA fue fundada en 1888 fue principalmente para reducir el número de accidentes relacionados con calderas en ese momento y el tema de la seguridad sigue siendo un tema central de nuestros esfuerzos.

El objetivo de estos artículos es arrojar luz sobre la importancia de utilizar técnicos certificados que conozcan bien los productos y operadores de calderas con conocimientos.

Además del alcance y la educación del usuario final, ABMA está representada en los principales comités que se ocupan de la seguridad de las calderas y, por lo tanto, muchos de los temas discutidos en estos artículos se han introducido para su evaluación como adiciones a los Códigos y Normas relevantes. Algunos se han incorporado, mientras que otros aún están en proceso.

¿Quieres saber más sobre ABMA?

¿POR QUÉ ESPERAR A QUE SUS CALDERAS FALLEN?

...Realmente, cuando ocurre la falla de una caldera, ¿se puede decir que le tomó de sorpresa?

¿Por qué no tomar correctivos en tiempo real?
¿Por qué no prevenir que falle o que las fallas se repitan?



Acompañamiento en el monitoreo de los parámetros críticos de operación de sus calderas, para alertar condiciones que afecten la seguridad, eficiencia, integridad, confiabilidad y alimentar el plan de inspección.



Auditorías operacionales de confiabilidad y seguridad, basado en los códigos NBIC; NFPA 85; API RP 584.



Definición de planes de inspección, basado en levantamiento de las condiciones en que ha operado, de acuerdo con API RP 584 Integrity Operating Windows; EPRI Condition Assessment; API RP 580 / ASME PCC-3 Inspección Basada en Riesgo; NBIC Parte 2.



Ejecución o acompañamiento durante de Inspecciones, para garantizar el cumplimiento del plan de inspección planteado.



Apoyo en las decisiones sobre los hallazgos, con base en lo establecido en el código que aplique.



Análisis de causas raíz de fallas, incluyendo el manejo de las muestras y análisis de laboratorio, para la definición de mecanismos de daño.



Mucho cuidado al escoger un seguro de incendio y explosión para cubrir riesgos para calderos



CARLOS QUEVEDO

Seajuste S.A. Asistencia técnica en Seguros

Guayaquil - Ecuador

E-mail: seajuste@gmail.com

ES NECESARIO HACER USO DE LA CONTRATACION DE ESPECIALISTAS QUE DEFENDAN SUS INTERESES Y SEAN LA CONTRAPARTE DE LOS CRITERIOS DE LOS AJUSTADORES DE SINIESTROS QUE PONE LA ASEGURADORA.

Teniendo los antecedentes de temas presentados en las Ediciones No. 1 y 2 de la Revista "Calderas Guía del Usuario (en la Industria y Comercio) en las cuales se habló sobre las condiciones generales y condiciones particulares de las pólizas de seguros, primero, se cubrió el tema básico para una mejor comprensión de seguros y posteriormente se trató el tema del seguro de rotura de maquinaria, a continuación, se presenta lo correspondiente al seguro de incendio y explosión. En una cuarta entrega se expondrá una comparación de las dos pólizas de seguro.

A continuación, se analiza parte de las CONDICIONES GENERALES DE LA PÓLIZA DE SEGURO DE INCENDIO

Este seguro cubre las pérdidas o daños materiales causados directamente por los siguientes eventos:

Tómese debida nota que la cobertura que ofrece esta póliza de seguro es única y exclusivamente para los daños que pudiesen ocurrir, como es para nuestro caso, en el caldero mas no los daños a los operadores o personas que sean afectadas por el siniestro, lo que obliga a que se contrate o disponga de un seguro de accidentes personales de manera independientemente del Seguro Social obligatorio, mismo que de ja mucho que desear y no es tan eficiente como el servicio de empresas privadas.

"La póliza de seguro de incendio cubre las pérdidas o daños a los bienes asegurados causado por fuego incluyendo el impacto directo de rayo"

Generalmente los mantenimientos programados para los calderos es realizado por personal contratado para tal efecto quienes a su vez a más del personal que realizará dichas tareas dispondrá de equipos propios de su empresa, por lo que en caso de ocurrir un incendio tanto el personal como los equipos afectados del contratista no están cubiertos, esto es que no

tendrán derecho a ningún tipo de indemnización, incluso si al establecer la causa raíz por la que ocurrió el incendio se llegase a determinar que el incendio fue provocado por el contratista, la aseguradora puede aplicar la subrogación de derechos contra terceros causantes del siniestro, por lo que se sugiere que el contratista disponga de un seguro de responsabilidad civil contractual y extracontractual.

"La póliza de seguro de incendio cubre pérdidas o daños por explosión que se produzca dentro o fuera del establecimiento asegurado, pero excluyéndose la pérdida o daño a la a calderas, plantas economizadoras u otros recipientes, maquinarias o aparatos en que se emplea la presión o vapor a sus contenidos".

Hablando del caldero, el contratar una póliza de seguro de incendio que cubra explosión no aplica cuando los daños por explosión son causados en o por el caldero mismo, sólo **si ocurre una explosión por efecto diferente al de explosión del caldero y lo afecten. Dichos daños si estarían cubiertos**, en otras palabras, causas externas al caldero que ocasionen incendio o explosión y que afecten al caldero, los daños que sufre el caldero si están cubiertos y se tiene derechos a indemnización. Esta es la razón principal por la que, técnicamente se debe contratar una póliza de seguro de rotura de maquinaria que complementa y cubra los riesgos que presentan los calderos.

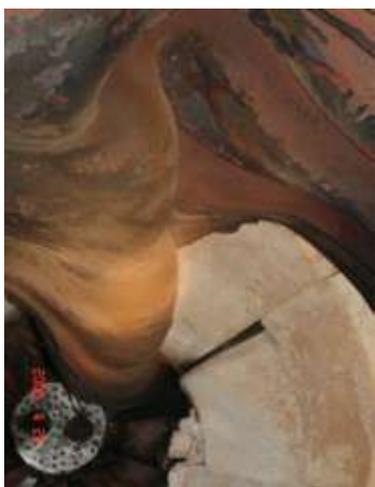
La póliza de seguro de incendio y explosión dispone de exclusiones que establecen que no se considera explosión, las siguientes condiciones:

- a. *"Vibraciones producidas por el ruido de aeronaves o por cualquier otro vehículo"*
- b. **IMPLOSION**
- c. *Rotura, estallido o desprendimiento de partes rotativas o móviles de maquinaria, causados por fuerza centrífuga o daño mecánico o eléctrico*
- d. *Golpes de ariete hidráulico.*
- e. *Rompimiento o colapso de edificios, estructuras o tanques, debido a la expansión o dilatación de sus contenidos".*

Se conoce que en un caldero se puede producir una implosión por diferencia de presiones, la mayoría de las veces coincidiendo con pérdida momentánea de nivel de agua, al menos este es el término utilizado en la bibliografía técnica, y en caso de darse este fenómeno no estaría cubierto el siniestro por la póliza de seguro de incendio y explosión por considerarse como una exclusión, es decir que este riesgo no estaría cubierto y no daría lugar a indemnización alguna.

La póliza de seguro de incendio y explosión entre una de las exclusiones considera:

"Daños materiales accidentales, súbitos e imprevistos de maquinaria como consecuencia de: impericia, negligencia, errores de diseño, cálculo y montaje, falla de agua en calderas, fuerza centrífuga, cuerpos extraños, fallas en los dispositivos de regulación, implosión (incendio interno) o explosión química interna".



Tal como ya se había dicho anteriormente, de manera clara se excluye: *FALLA POR IMPERICIA DE LOS OPERADORES O MANTENEDORES, NEGLIGENCIA, ERRORES DE DISEÑO, CÁLCULO Y MONTAJE, FALLA DE AGUA EN CALDEROS* que son riesgos y causas probables, lo cual una vez más demuestra que el seguro de incendio aplicado a calderos es única y exclusivamente si ocurre un incendio o explosión y estos afectan al caldero, pero que el siniestro no sea ocasionado por el mismo caldero, razón que hace necesario la contratación de un seguro de rotura de maquinaria y por otra la necesidad de contratar un especialista o consultor que defienda al asegurado dado que se hace mención a impericia, negligencia, errores de diseño a más de la falta de agua en el caldero.

La póliza de seguro de incendio y explosión, considera y cubre los siguientes gastos:

"HONORARIOS PROFESIONALES. Honorarios de arquitectos, ingenieros y consultores, en la medida que fueren necesario para la reposición, reemplazo o reparación de los bienes asegurados a condición de que sean consecuencia de un riesgo cubierto por la presente póliza y en la medida que no excedan de las tarifas autorizadas por las respectivas agremiaciones o colegios profesionales, excepto aquellos destinados a probar el siniestro y su cuantía, siempre y cuando se haga constar en la condiciones particulares el límite asegurado para este amparo."



En caso de que ocurra un siniestro, de acuerdo a la legislación, incumbe al asegurado probar la ocurrencia del siniestro, para este caso se pueden dar dos alternativas:

- la primera que en defensa de sus intereses el asegurado contrate un especialista que soporte el reclamo ante la aseguradora y demuestre que el mismo está cubierto de acuerdo a las condiciones de la póliza de seguro contratada,
- la segunda opción se aplica cuando la aseguradora designa un ajustador y éste no tiene conocimiento pleno del tema y trate de presentar argumentos que no son aplicables al siniestro, perjudicando al asegurado, ya sea por desconocimiento o por otros intereses, no sin antes indicar que quien paga sus honorarios es la aseguradora, esto obligaría al asegurado a contratar un especialista que defienda sus intereses y refute técnicamente los criterios del ajustador.

Una vez que fuese aceptado el reclamo, el asegurado tiene derecho a contratar un especialista o los que considere necesarios para la reparación del caldero, conformando un grupo de trabajo dirigido y coordinado por un especialista en calderos; para esto es necesario que en las CONDICIONES PARTICULARES se determine y se establezca un valor que pueda cubrir esos gastos en una de las condiciones particulares o posibles entre las fallas de calderos, cuyo rubro generalmente se lo describe como honorarios profesionales, que es independiente de los gastos que ocasionen los trabajos de reparación.

Uno de los mayores argumentos que suelen y pretenden aplicar los ajustadores de siniestros es el que a continuación se indica, en

base a lo cual recomiendan a la aseguradora el no pago del reclamo presentado por el asegurado, como es:

“Daño inherente a las cosas por su propio desgaste deterioro normal, pérdida de resistencia, corrosión, erosión, oxidación, fermentación, vicio propio, defecto latente y los daños causados por calefacción o desecación a que hubieren sido sometidos los bienes asegurados.”

Es conocido que algunos de los fenómenos a los que se hace mención se dan en los calderos, pero cada uno de ellos tiene su explicación y soporte técnico, que pueden dar lugar a que no se aplique la mencionada exclusión ya sea por la propia operación del caldero, por el mantenimiento que se da al caldero, ya que el negocio del asegurado es producir y no cobrar un siniestro a la aseguradora, amén de la pérdida de beneficio por lucro cesante, razón por la que se insiste que el asegurado, para estos temas deba contar con la participación de un experto en calderos que técnicamente defienda su posición ante la aseguradora, así como ante los ajustadores de siniestros quienes por lo general no son especialistas en calderos, dado que mediante un examen general de diferentes ramos obtienen, de la Autoridad Competente, una credencial que los convierte en un TODOLOGO, lo que ha dado en muchas ocasiones, debido a discrepancias, el que el asegurado tenga que presentar ante la autoridad competente un reclamo administrativo, recurso de apelación, recurso extraordinario de revisión e incluso juicio civil.

En la cuarta entrega se expondrá una comparación de las pólizas de seguro de rotura de maquinaria y la de Incendio y Explosión.

El Control Electrónico para la Relación Aire-Combustible



GUILLERMO ALBERTO MOLINA

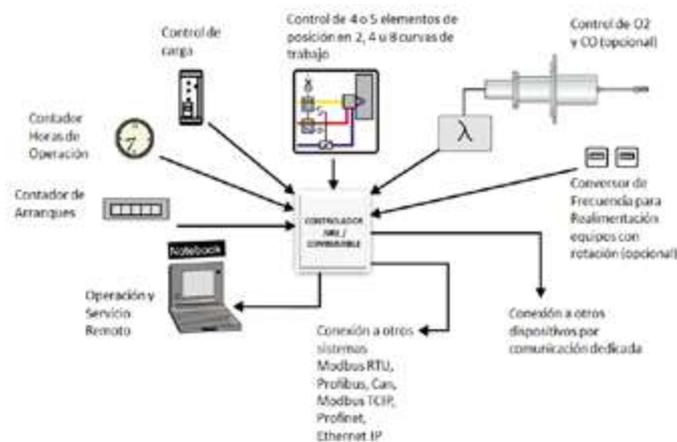
Ingeniero electrónico especialista en combustión
Argentina

E-mail: gamolinaar@gmail.com

Los avances tecnológicos en busca de la eficiencia energética para un sistema de combustión, y por consiguiente de la caldera, han desarrollado nuevos controladores, los cuales facilitan tanto a la operación de la planta como la base para un entorno de Calderas 4.0

En el artículo publicado en la edición anterior, sobre "Calderas 4.0", se mencionó que al incorporar el Control Electrónico para la Relación Aire-Combustible, se obtiene una combustión estable y repetitiva en todo el rango de carga del quemador, además, es posible incorporar el Control de Oxígeno, de manera que esté integrado en el mismo y lo último en eficiencia que es el Control de CO.

Su ventaja principal es que este control es expandible, es la base para la Caldera 4.0, donde la información que se dispone para todo el rango de combustión es suficiente para hallar rápidamente el inconveniente en caso de una falla. Al poder incorporarle un módulo de comunicación, toda la información está disponible para ser procesada fuera de la instalación.



El "Relacionador electrónico" tiene la posibilidad de interconectar el aire y el combustible por medio de bandas de curvas electrónicas, abre la posibilidad que los métodos de operación para la tecnología de combustión sean mucho más eficientes y confiables que otras soluciones,

como límites cruzados o control de relación neumática. Los primeros aparatos que aparecieron en el mercado simplemente sustituyeron la interconexión mecánica con una solución electrónica.

En un principio, la secuencia de control del quemador estaba por separado. Sin embargo, la decisión natural para combinar estas dos funciones en un único dispositivo fue conducir a la creación de los sistemas que están disponibles hoy. Así como la base de funciones "control secuencia del quemador" y "electrónica para relación combustible/aire", también hay otras funciones que se ofrecen, tales como el manejo de la indicación de falla o el control de carga del quemador. Un moderno sistema Integrado de Manejo del Quemador cumple con una multitud de funciones asociadas a la combustión como:

- Sistema de manejo del Quemador
- Control electrónico de relación aire/combustible
- Supervisión de Llama
- Prueba de estanqueidad de Válvulas
- Controlador de carga del Quemador
- Contador horas de operación y arranque
- Sistema de indicación de fallas
- Interfaz a Sistemas de Control
- Interfaz de PC para configuración
- Control O₂ y la Regulación de CO
- Control de velocidad a Revoluciones para el ventilador aire de combustión.

Sistemas altamente integrados como estos, son capaces de hacerse cargo de todos los controles necesarios, la regulación y las tareas de control relacionadas con un quemador.

Hay una multitud de condiciones que se observan en el diseño de este tipo de dispositivos. Los requisitos relativos a estos dispositivos están estipulados en normas europeas aplicando: EN298 para los sistemas automáticos de control de gas del quemador y EN230 en sistemas automáticos de control de quemador de combustible líquido y para los sistemas de relación electrónica, éstos deben cumplir con EN12067-2.

El sistema es seguro y a prueba de fallas. Esto significa que la reacción del aparato a cualquier falla que pueda ocurrir debe ser definida y debe probarse que el quemador no puede entrar en un estado peligroso. Este sistema ha sido probado durante muchos años y ofrece un alto nivel de seguridad.

Por otro lado, el modelo de probabilidad de falla ha sido un tema frecuente de discusión (es decir, los fallos peligrosos son evaluados de acuerdo a su probabilidad y el dispositivo se clasifica en términos de su correspondiente nivel SIL). Este enfoque se está utilizando muy a menudo y si los controladores programables se utilizan para controlar un quemador, un nivel SIL que corresponda por sí solo no es suficiente. El modelo determinista de fallo, de acuerdo a EN298 y EN230, así como las demás normas relacionadas con la tecnología de combustión debe ser cumplido y demostrado. Actualmente tenemos controladores con nivel Sil 3.

Como características principales tenemos:

Métodos flexibles de operación: Gracias a su base electrónica, estos controladores electrónicos ofrecen ahora la posibilidad de realizar funciones que son estándar (como purgas de fondo) y especiales (como alertas configurables a medida del usuario), que es muy importante para ciertas calderas.

Combustible de conmutación: Hay varias posibilidades que se ofrecen para cambiar entre los combustibles (por ejemplo, de líquido a gas). Por un lado, con la ayuda del quemador de encendido, es posible cambiar directamente sin necesidad de realizar un nuevo encendido sin barrido de gases. El funcionamiento del quemador no se interrumpe y la salida del quemador se reduce solamente por un corto tiempo. El llamado "cambio de combustible sin pérdida de carga" no afecta a la salida de la caldera u horno en absoluto. En el proceso, el combustible líquido y el gas se utilizan para disparar al mismo tiempo, durante la fase de transición. La suma de los dos combustibles siempre equivale

a la potencia del quemador requerido. Durante la transición, el proceso de combustión puede reaccionar a las variaciones de carga que se producen.

Combustión de Múltiples combustibles: si hay productos residuales que se crean durante la producción y son combustibles ¿que podría ser más obvio que quemar estos en una caldera existente? Este es un método respetuoso del medio ambiente que también ahorra energía. Sin embargo, la mayoría de las veces estos combustibles residuales se producen en cantidades variables y cualidades diferentes.

Cambio rápido entre las curvas de operación: Con un quemador complejo, a menudo es necesario cambiar a otro juego de curvas durante la operación. Los sistemas de regulación aire/combustible, ofrecen la posibilidad de almacenar diferentes juegos de curvas para diferentes tipos de operación. La transición entre el juego de curvas durante la operación debe ser a prueba de fallos y no debe tener un efecto negativo en la relación aire/combustible.

Operación en espera: Puede ser conveniente no apagar el quemador por completo, para ello se apaga la llama principal y se deja el quemador de ignición activo durante el tiempo de "espera de demanda". Esta aplicación es especialmente útil para los quemadores en los cuales la caldera está asociada a procesos donde se requiere una rápida demanda de vapor sin tener que esperar el arranque completo del quemador y que la caldera esté "en temperatura". Esta operación, permite una gran disponibilidad de la caldera y evita los daños térmicos severos, evitando el enfriamiento de la caldera.

Indicación de fallas: La Gestión de indicación de fallas se está convirtiendo cada vez más importante en las plantas de combustión modernas. Requisitos de alta disponibilidad hacen que sea necesario para poder identificar y corregir la causa de un fallo en el sistema rápidamente. Ya que este tipo de sistema de gestión de la combustión controla todos los procesos relacionados con el quemador, también es capaz de proporcionar información detallada sobre la causa de una falla.

La conexión con los módulos adicionales de indicación de falla también hace posible la grabación de los datos que se puede acceder directamente al sistema de gestión. Esto permite la separación de las cadenas de seguridad sin necesidad de utilizar una entrada de seguridad dedicada para cada sensor de la caldera.

La optimización de la combustión: La regulación del contenido de oxígeno que queda de la combustión ha sido uno de los últimos acontecimientos en relación con quemadores industriales por muchos años. El regulador compuesto electrónico aire/combustible fue la primera solución que ofreció posibilidades prácticas y rentables para la intervención. Así que hoy, un centro de regulación de O_2 puede ajustar el aire o la curva de combustible por medios electrónicos con el fin de ajustar la combustión de acuerdo con las variables de las perturbaciones que ocurren. Estas perturbaciones son:

- Para el Aire:* Temperatura, Presión y Humedad
- Para el Combustible:* El poder calorífico, Temperatura, Viscosidad, Densidad, Variaciones de presión del gas.
- Contaminación:* en el Quemador y en la Caldera

Por razones de seguridad, todas estas variables requieren más aire de combustión que sería necesario para la combustión ideal. Este exceso de aire se calienta innecesariamente y el transporte del calor se pierde a través de la chimenea. Las cantidades en exceso de aire se utilizan directamente para determinar la eficiencia de la combustión o las pérdidas en los gases de combustión durante la combustión misma.

Así, el uso de equipo electrónico también permite un ahorro considerable que se hizo en el caso de las plantas con una capacidad de fuego medio.

Para ahorrar energía eléctrica y disminuir las emisiones de ruido, se utilizan convertidores de frecuencia para impulsar al ventilador del quemador. Pero incluso un quemador con regulación de O_2 no alcanza el máximo ahorro de energía porque una "distancia de seguridad" sigue siendo necesaria para una combustión óptima. Sin embargo, durante los últimos años ha habido un concepto de regulación en el mercado que permite a los quemadores de gas, operar directamente en el punto de funcionamiento óptimo del equipo, directamente sobre el llamado "borde CO" del quemador.

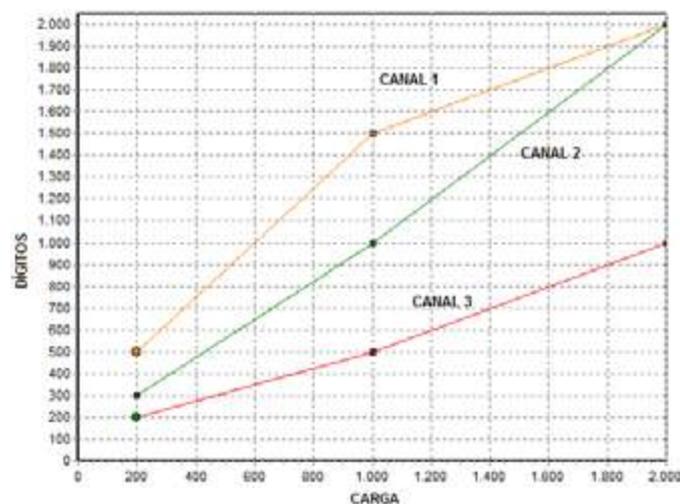
Por sí sola, la medición del contenido de O_2 en los gases de combustión no puede proporcionar una indicación de una combustión completa. También se requiere información sobre las proporciones de inquemados H_2 y CO en los componentes de los gases de combustión, para este propósito. En efecto, si se produce una combustión incompleta, las emisiones de CO y

H_2 siempre se presentan juntas en los gases de combustión. Los beneficios asociados con este, para incluir una mejor regulación, es un tiempo de respuesta significativamente más corto, compensación por el aire infiltrado, fiabilidad, robustez, libre de mantenimiento y un ahorro adicional de energía más allá de las de un sistema de regulación de O_2 . Con esta solución, tampoco hay necesidad de que el quemador se puede calibrar o ajustar ya que el sistema determina el punto de trabajo óptimo para la combustión. El aspecto importante de ahorro en combustible también se complementa con el beneficio de la seguridad de la planta mejorada. La vigilancia de una caldera con sensores de gases de combustión mejora su nivel de seguridad, ya que los cambios en la relación aire/combustible son monitoreados constantemente.

La vinculación del control con la tecnología de planta en Caldera 4.0, se realiza a través del uso de "buses industriales", donde la caldera está vinculada a un concepto de control más completo para toda la planta, siendo por ejemplo un sistema SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos).

Perspectivas y conclusiones:

La utilización de la electrónica en las calderas está en continuo crecimiento. La tendencia en la tecnología de combustión hacia Caldera 4.0 encuentra la solución de problemas con la electrónica. Esta tecnología se está incorporando cada vez más, inclusive a quemadores con un rango de capacidad pequeño-medio de 0.3 a 3 MW, ya que la búsqueda de eficiencia y confiabilidad no tiene límites.



En esta tabla se muestra una curva con 3 canales. Los rangos pueden llegar a 2000 en cada eje, según el fabricante.



APLICACIÓN EN CALDERAS ACUOTUBULARES

Plantar Siderúrgica S.A.

El grupo Saacke, ha desarrollado durante varios años quemadores para diferentes aplicaciones. En esta oportunidad, mostraremos un ejemplo de un quemador modelo SSBG - LCG, instalado en Plantar Siderúrgica S.A., región latinoamericana (Brasil). El mismo se encuentra montado sobre una caldera acuotubular ICAVI, y tiene la particularidad de trabajar con un combustible de bajo poder calorífico, el gas de alto horno (GAF). Es importante tener en cuenta, que estas sustancias y gases magros, con un bajo valor de calentamiento a menudo se crean como subproductos en la producción industrial. Su uso térmico, en lugar de su eliminación costosa, es una medida económica y ecológica. En este proyecto, el quemador se complementa con una mufla especial en la que se inyecta el gas de bajo poder calorífico.

LA SOLUCIÓN DE SAACKE



En Plantar Siderúrgica S.A., estos gases magros no se podían quemar con quemadores de gas convencionales que ofrece el mercado, por lo que la opción del SSBG - LCG 200, ofreció la oportunidad de quemar dichos gases de manera controlada.

En estos casos, el aire de combustión de los SSB-LCG 200 consta de dos flujos parciales que entran en la cámara de combustión de una forma particular. Generan un remolino interno, que junto con el revestimiento caliente de la mufla, aseguran que el gas pobre se encienda de manera confiable y se quemara de manera absolutamente estable. En las imágenes de la izquierda y abajo, se puede ver el quemador ensamblado a la mufla y montado sobre la caldera acuotubular.

Como resultado, las emisiones de NOX son muy bajas e incluso cumplen de manera confiable requisitos internacionales.

APROVECHAMIENTO DE GAF

Filosofía de operación con Gas de Alto Horno:

El quemador torsional SSBG - LCG utiliza aquellos productos difíciles para procesar convirtiéndolos en combustibles útiles.

En el caso de Plantar Siderurgia S.A., el inicio del proceso de combustión se efectúa calentando la mufla con combustible auxiliar (GLP). Luego, ingresará el Gas de Alto Horno, y sólo quedará como llama soporte una pequeña llama piloto de GLP, de tan sólo 200 kw ($175.000 \text{ kcal/h} = 8 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de GLP)

* Combustible principal: Gas de alto Horno. Poder calorífico medio 850 kcal/Nm^3

* Combustible soporte: GLP



Acceda a combustibles con bajos valores de calor y reduzca costos



SAACKE South America
Alberto Einstein 156
CABA, Argentina
Tel. +54 9 11 4911-1480
saacke@saacke.com.ar
www.saacke.com



RANGO DE POTENCIA:
1-100 MW

COMBUSTIBLES:
Gases con valores de calentamiento extremadamente bajos superiores a $2,0 \text{ MJ} / \text{m}^3$. Líquidos con valores de calentamiento extremadamente bajos ($5-15 \text{ MJ} / \text{kg}$)

CAMPOS DE APLICACIÓN
Apto para todos los generadores de calor.

¿Quién mató a la eficiencia?



PABLO ERBINO

Departamento de Ingeniería de Saacke South America S.A.
Argentina

Correo electrónico: paerbino@saacke.com.ar

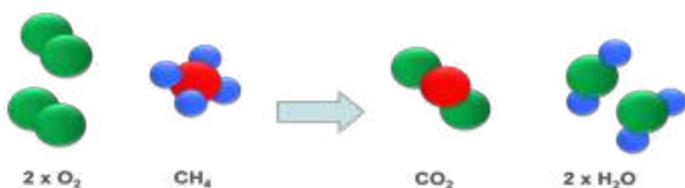
Hoy evaluamos el exceso de aire.

El exceso de aire es un mal necesario en los sistemas de combustión de todas las calderas. A lo largo del artículo entenderemos el porqué de ello, así como los efectos del exceso en demasía. Lo que indefectiblemente se traduce en pérdida de eficiencia y, dicho de otra forma: pérdida de dinero.

1. El oxígeno y el aire de combustión

Tal como sabemos, las calderas tradicionales precisan aporte de calor. Esto normalmente se efectúa con el calor latente de los combustibles, a través de la combustión. Y para tener combustión imprescindiblemente necesitamos el aporte de un valioso elemento: **Oxígeno** (O_2). Dicho componente en la mayoría de las instalaciones lo aporta el aire ambiente. El cual es succionado por el ventilador e insuflado a través de la caja de aire del quemador o los quemadores, según sea el caso.

Dependiendo del tipo de combustible, por cada unidad del mismo, necesitaremos una determinada cantidad de aire que aporte el contenido de O_2 necesario para la combustión. Así, por ejemplo, para quemar completamente 1 Nm^3 (normal metro cúbico) de gas natural se requiere 9.5 Nm^3 de aire o para quemar 1 kg de fuel oil pesado, se necesitan 10.7 Nm^3 de aire. Complementando la información, si cada Nm^3 de aire contiene 20.9% de oxígeno, entonces necesitamos en realidad 1.99 Nm^3 y 2.2 Nm^3 de oxígeno por cada unidad de gas natural o fuel oil pesado, respectivamente.



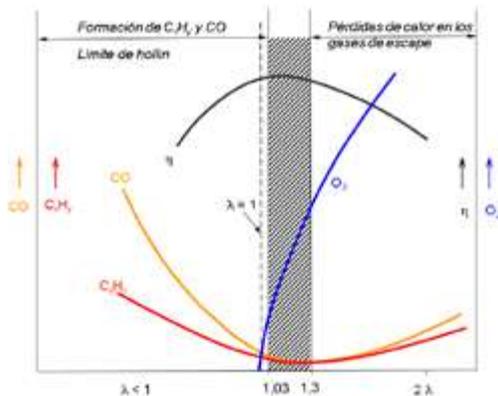
Ejemplo del esquema de la combustión teórica (ideal)

2. El exceso de aire de combustión

¿Pero, es suficiente que creemos las proporciones citadas y listo? A decir verdad, no. Eso es teoría y en la vida real no se consigue.

Sucede que los combustibles están compuestos por distintos elementos (también combustibles). Como ser el carbono, el hidrógeno y en algunos casos algunas trazas de azufre. Hilando fino vemos que en una unidad (kg o Nm^3) de combustible hay muchas partículas pequeñas (átomos) de carbono, hidrógeno y azufre. Y cada uno de esos átomos deben encontrarse con la cantidad exacta de átomos de oxígeno que requiere cada uno para la combustión. calderas logremos que todos los átomos de combustible tengan su pareja de oxígeno, si tan solo aportamos la cantidad exacta de átomos de oxígeno.

Entonces, para tener certeza de que cada átomo de combustible va a conseguir su pareja de oxígeno en la medida que ingresan a la zona de llama, es que se "agrega un poco más de oxígeno" (aire en realidad). Prefiriendo de esta forma que, para conseguir la combustión completa, nos sobren algunos átomos de oxígeno. Pero definitivamente debemos priorizar que no sobre ninguna partícula de combustible sin utilizar (quemar). Pues si no quemamos totalmente el combustible, estamos quemando el dinero que costo comprarlo, y además estamos intoxicando el medio ambiente. Por ejemplo, tener en cuenta que cada molécula de CH_4 (metano) que emitamos al ambiente, contamina 16 veces más que si emitiésemos el resultado de la combustión completa de la misma.



Efecto producido por el exceso de aire λ en la combustión y en la emisión

El gráfico de arriba muestra cómo se comporta la combustión en función del exceso de aire. Siendo λ (lambda) el coeficiente de exceso de aire y $\lambda=1$ la condición ideal (estequiométrica). Por lo tanto, desde $\lambda=1$ hacia la izquierda se observa el comportamiento con defecto de aire y hacia la derecha, con exceso. Quedando en evidencia en la zona rayada del gráfico, en donde debería trabajar la combustión. Siendo ideal lo más a la izquierda posible dentro de esa zona.

Hasta aquí nos queda claro que la combustión necesita aire (oxígeno en realidad), en una determinada proporción respecto al combustible y con un determinado exceso, para asegurarnos la combustión completa.

¿Pero cuanto exceso de aire requerimos? y ¿Qué pasa si se nos va la mano con el exceso de aire?

El exceso de aire dependerá de lo difícil que sea lograr el "emparejamiento" de cada átomo de combustible con sus correspondientes partes de oxígeno. De esta forma podemos intuir que la tarea es más simple con combustibles gaseosos, un poco más difícil con combustibles líquidos y más

complejo aún en el caso de los combustibles sólidos. Por lo que normalmente los excesos de aire requeridos según el tipo de combustible, para una combustión completa, son:

- Combustibles gaseosos, entre 5 y 10 % de exceso de aire
- Combustibles líquidos, entre 10 y 20 % de exceso de aire
- Combustibles sólidos entre 20 y 50 % de exceso de aire

¿Pero todas las calderas pueden conseguir estos valores?

Claro que no. En primer lugar, nos referimos a combustibles tradicionales y estandarizados. Como ser gas natural, fuel oil y carbón. Para elementos especiales y/o subproductos de proceso que se quieran aprovechar como combustible en la caldera, habrá que analizar caso por caso.

En segundo lugar, lograr la correcta mezcla del combustible y el oxígeno es una de las principales funciones del sistema de combustión. Es decir, dependiendo del tipo de tecnología que tengamos aplicada, la mezcla será más o menos eficiente. Y, por lo tanto, para lograr la combustión completa, en algún caso será necesario usar más exceso de aire que en otros.

Es importante comprender, entonces, que cada combustible requiere condiciones particulares en la dinámica de la mezcla con el comburente, así como en la cantidad requerida de este último. Por lo que no siempre un mismo sistema de combustión es apto para ser utilizado con otro combustible. Por más que nos parezca que las diferencia entre el combustible anterior y el nuevo son

mínimas, merece la evaluación de un especialista antes de proceder con el cambio. Y aun así, en caso que sea viable, siempre será necesario el nuevo ajuste de la combustión.

3. ¿Exceso de aire de combustión en demasía?

Respondiendo ahora a las implicancias de un mayor exceso de aire, ese aire de más absorberá calor (energía) se irá por la chimenea con valiosa energía desaprovechada.

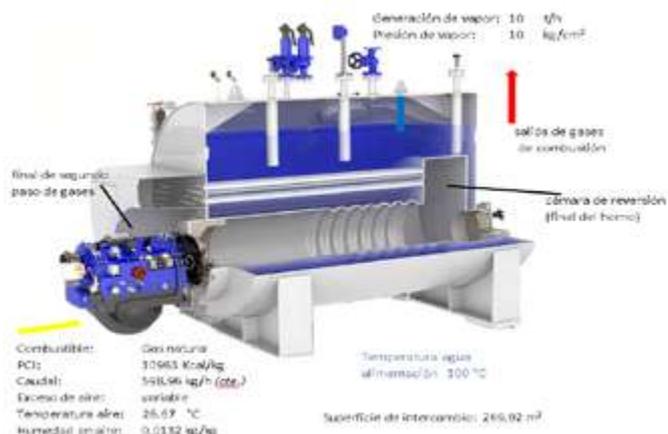
Consecuentemente estaremos quemando más combustible que el que debiéramos, así como, generando un mayor flujo de emisiones indeseadas. Por lo tanto, este es otro buen argumento para evitar el exceso de aire indebido durante la combustión.

También si hiláramos fino, mayor exceso de aire significa mayor humedad ingresando con el aire. Pues el aire ambiente suele contener humedad (agua), que también absorbe calor y se termina yendo irremediablemente por la chimenea. Por lo que cuanto mayor exceso de aire, mayor cantidad de agua ingresando en forma de humedad con el aire ambiente y, por lo tanto, mayor pérdida de dinero.

4. ¿Cómo se comporta la caldera con exceso de aire indiscriminado?

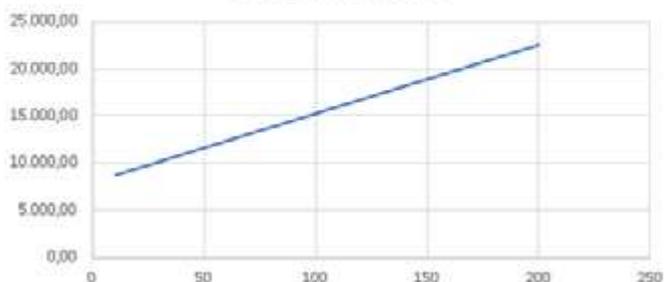
Hasta aquí, una descripción conceptual de los efectos negativos que produce un exceso de aire excesivo, más allá del mínimo exceso de aire requerido para la combustión. Veamos ahora que el exceso de aire, además, altera el comportamiento de la caldera en su totalidad.

Para ello, hemos efectuado los cálculos termodinámicos del comportamiento de una caldera humotubular (pirotubular en varios países) de tres pasos de gases (horno + dos pasajes a través de haces convectivos). Dichos cálculos se efectuaron para una caldera de 10 toneladas/hora de diseño, que opera una presión de 10kg/cm² de presión de vapor. Ver esquemas siguientes:



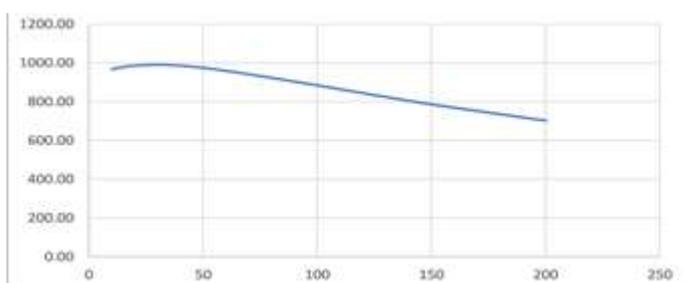
En el estudio se observa claramente que, al incrementarse el exceso de aire, el caudal de gases de combustión se incrementa, Con ello, las velocidades de circulación de los gases dentro de la caldera.

Caudal volumétrico normal de gases de combustión



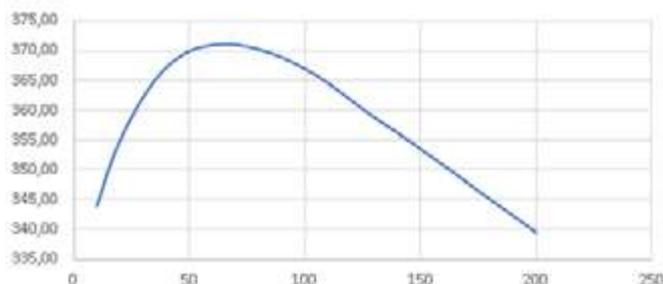
A su vez cuanto mayor exceso menor es la temperatura de la llama, que, conjugado con las mayores velocidades, consecuentemente alteran los coeficientes de transferencia térmica.

El primer síntoma es un incremento inmediato en la temperatura al final del horno (cámara a de reversión trasera de gases). Esto es así hasta el 25% de exceso de aire. A partir de allí la temperatura de gases en esa zona de la caldera comienza a disminuir.



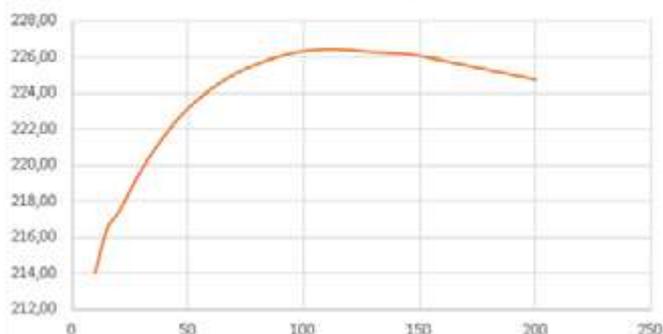
En cuanto al segundo paso de gases la temperatura de gases aumenta significativamente, ya que el coeficiente de transferencia térmica por convección se ve impactado con los valores de exceso de aire. De esta forma, al haber menos entrega de calor en el segundo pasaje de gases, la temperatura de éstos aumenta. Volviendo a tener los valores de temperatura en el mismo orden que cuando trabajaba con bajo exceso de aire, recién cuando el exceso de aire alcanza el 180%.

Temperatura de salida del segundo paso



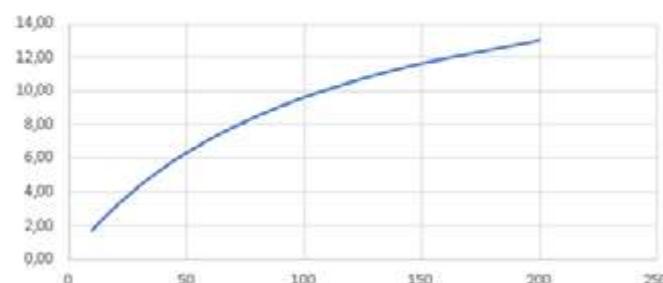
Por un efecto similar al producido en el segundo pasaje de gases, la temperatura de salida de gases de la caldera aumenta significativamente hasta alcanzado un exceso de aire de alrededor de 150 %. A partir de donde empieza a disminuir lentamente, por efecto de la gran dilución que se produce con semejante flujo de aire de más.

Temperatura de salida del sistema (Chimenea)



Completando el análisis, se observa la curva de los valores de oxígeno remanente medidos en los gases de combustión.

O₂ medido en gases de escape (Chimenea)



En la simulación se ha mantenido constante el máximo consumo de combustible y variado el exceso de aire. A continuación, los resultados, expresados en gráficos:

5. ¿Cuáles son los factores que producen exceso de aire de combustión?

Diversos factores son los posibles causantes del exceso de aire indebido. Entre los principales, podemos enunciar:

1. En el diseño:	Deficiente diseño u obsoleto diseño del sistema de combustión
	Deficiente diseño u obsoleto diseño de la caldera
2. En el aire:	Variaciones en la temperatura ambiente
	Variaciones en la presión atmosférica
	Variaciones en la humedad del aire ambiente
3. En el combustible:	Variaciones en la composición y por ende en su poder calorífico
	Variaciones en la temperatura combustible
	Variaciones en la viscosidad (en el caso de líquidos)
	Variaciones en la densidad
	Fluctuaciones presión de suministro del combustible
4. La contaminación:	Suciedad en la caldera
	Suciedad en el quemador y conductos de aire
5. Relacionador de aire combustible:	La histéresis mecánica (juegos muertos)
	Ajustes de combustión deficientes
	Sistema relacionador de aire y combustible defectuoso

6. Conclusiones y sugerencias

El exceso de aire de combustión en demasía atenta directamente contra la eficiencia de la caldera.

El exceso de aire se debe a distintos factores. Algunos de ellos se deben al tipo de tecnología utilizada como sistema de combustión, así como en su mantenimiento, y otras a variaciones en el combustible y en las condiciones atmosféricas. Por lo que es importante estar atento para corregir las desviaciones, cada vez que éstas se produzcan.

Técnicamente existen sistemas de control que miden en línea los gases de combustión a través de la instalación de instrumentos fijos en la chimenea de la caldera y de esa forma corrigen automáticamente las desviaciones. Este tipo de lazos de control tienen costos que podrían ser inviables en pequeñas instalaciones, pero altamente convenientes para implementarlos en medianas y pequeñas calderas.

Independientemente de que se tengan implementados estos lazos de control, es necesario verificar periódicamente su correcto funcionamiento, la sintonía del mismo y contrastar las mediciones a través del uso de analizadores de gases de combustión portátiles.

En calderas que no tienen este tipo de sistemas de corrección automática de la combustión, es aún más necesario el uso de analizadores de gases de combustión portátiles, para verificar periódicamente el estado de la combustión. Dando participación al especialista (Matriculado en Combustión), para que efectúe las correcciones necesarias.

En cualquier caso, es necesario estar atento. Y tal cual se ha mostrado en el presente artículo, el exceso de aire también puede percibirse por los cambios de temperatura en los gases de la chimenea. Por lo que una simple inversión, colocando un termómetro en el flujo de gases de combustión, permitirá a los usuarios observar que algo ha cambiado en la caldera. Sirviendo como elemento de alerta, para saber que es necesario llamar al especialista en combustión. Pues el aumento de temperatura en los gases nos estará avisando que algo anormal está pasando en la caldera. Lo cual no solo podría deberse al exceso de aire indiscriminado, sino a otros problemas, que también el experto se encargará de dilucidar y resolver.

Análisis de Gases de Emisión a la Atmósfera – EGA de Autoflame

Lectura obligada para Gerentes de Sostenibilidad – La Realidad en Latinoamérica

Durante más de 50 años, la empresa británica con sede en Londres, Autoflame Engineering, ha estado proporcionando a sus clientes a nivel mundial, soluciones para sus problemas de combustión, ayudándoles a poder reducir sus consumos de combustible y a monitorear sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Estudios recientes muestran que las ciudades grandes y modernas, como Londres, en áreas de unos 2 km² donde se concentran las zonas de oficinas y negocios, poseen mayor huella de carbono, por persona, que ninguna otra parte del mundo. En esta ciudad, se producen unas 15.5 toneladas al año de dióxido de carbono, mientras que la media producida en todo el Reino Unido es casi un 25% menor, 12.5 toneladas al año. De seguro, esta tendencia se repite en la mayoría de grandes urbes del mundo.

El Analizador de Gases de Salida, EGA (Exhaust Gas Analyser), de Autoflame está diseñado para ayudar a cualquier empresa a medir y reportar su impacto ambiental, incluyendo emisiones de gases de efecto invernadero. Entender y comunicar estas emisiones puede ayudar a identificar formas de mejorar el desempeño medioambiental y reducir los costes de estas compañías. Las posibles aplicaciones son muy variadas, desde sistemas convencionales de calefacción, calderas de vapor, turbinas de combustión o sistemas de cogeneración con motores alternativos.

Aunque ahora mismo en el mercado existen diversas aplicaciones que ayudan a calcular su huella de carbono en función del tipo y de la cantidad de combustible usado, en ningún caso podrán calcular las emisiones de gases NO_x, los cuales deben ser siempre medidos y controlados directamente en la fuente, la chimenea de salida de gases de las calderas.

Gracias a la instalación de un Analizador de Gases de Salida (EGA) Autoflame, usted será capaz de monitorear las emisiones totales de gases de efecto invernadero de su sala de calderas, las cuales suponen sin duda alguna, la mayor fuente de emisiones de carbono de grandes edificios en las grandes ciudades. El EGA de Autoflame monitoreará continuamente las emisiones de CO, CO₂, O₂, NO y NO₂, así como el total de combustible usado. Todos estos datos junto con las temperaturas ambiente y de los gases en chimenea, son usados para generar una auditoría de las emisiones de gases de efecto invernadero en “tiempo real”. La instalación de este tipo de equipos es fácil y rápida, realizándose normalmente en unas pocas horas.

El EGA almacenará todos estos datos de emisiones durante 3 años, reescribiendo los nuevos valores sobre los más antiguos una vez los 3 primeros años de vida del equipo se hayan cumplido. En cualquier momento, esa información puede ser descargada en formato .CSV (exportable a Microsoft Excel) tanto mediante conexión bluetooth o infrarrojos, o mediante conexión directa al BMS de la instalación.



En Latinoamérica, para la mayoría de las grandes ciudades, la contaminación del aire es mucho peor de lo que se piensa, con niveles medios que superan con creces las directrices de la Organización Mundial de la Salud (OMS), 10 µg/m³ anuales para PM_{2.5}. Según datos del “World Air Quality Report” de Greenpeace para 2018, en ciudades como Santiago y Lima la calidad del aire excede hasta casi 3 veces las pautas de la OMS, seguidas, en menor medida, por Ciudad de México, Sao Paulo y Bogotá.

En estas grandes ciudades, se estima que la mayor parte de las emisiones de gases NO_x provienen de la combustión de combustibles fósiles, por lo que cada vez más se crea la necesidad de aunar esfuerzos para virar hacia tecnologías más verdes y sostenibles, disminuyendo así los niveles de contaminación del aire, lo que sin duda supondrá una sustancial reducción de los 7 millones de personas que cada año mueren en el mundo debido a la contaminación atmosférica, según estimaciones de la Organización Mundial de la Salud.

Los gases NO_x, dentro de los gases de efecto invernadero, suelen ser considerados como de menor importancia que el dióxido de carbono al solo suponer el 6% del total de emisiones contaminantes en el mundo en 2017. Pero nada más lejos de la realidad, los gases NO_x, mezcla de NO (95-98%) y NO₂ (2-5%), son uno de los principales causantes del cambio climático ya que se consideran unas 300 veces más potentes que el dióxido de carbono a la hora de retener calor en la atmosfera.

Quizás, el referente mundial a seguir sea el estado de California en Estados Unidos, donde desde hace muchos años se viene liderando la forma de reducir las emisiones de gases NO_x. En una reciente reunión de la ABMA (American Boiler Manufacturer Association), se realizó una presentación por parte de la AQMD (Air Quality Management District) de California, en la que proponían y daban las pautas para instaurar límites de 14 mg/m³, unas 7 ppm, en emisiones de estos gases. Otra de las normativas más exigentes en cuanto a los niveles de emisiones de gases NO_x es la China, donde para las grandes urbes y zonas industriales, como Beijin, establece máximos de 30 mg/m³ (16 ppm).

A modo comparativo con Latinoamérica, la normativa chilena en su Decreto Supremo número 31 del 24 de noviembre de 2017 y para el área metropolitana de Santiago, solo impone unos valores máximos de emisiones de NO_x de 100

ppm (188 mg/m³) para nuevas instalaciones y de 200 ppm (376 mg/m³) para instalaciones existentes.

Mientras que la regulación colombiana en su Resolución Número 909 del 5 de junio de 2008, establece un máximo de 350 mg/m³ (186 ppm), tanto para nuevas instalaciones como para las existentes. Queda por tanto patente la predisposición, cada vez más restrictiva, que por necesidad se irá imponiendo en toda América Latina.



Es por todo ello que el uso de un Analizador de Gases EGA de Autoflame juega y jugará un papel crítico y fundamental en la medida total del nivel de emisiones de sustancias nocivas, ayudando a asegurar el cumplimiento de estas tendencias de emisiones cada vez más restrictivas.

Y ya si, una vez que se conozca toda esta información requerida y disponible de emisiones, es posible empezar a trabajar para reducirlas, mejorando o modernizando los equipos de combustión existentes.

En la mayoría de los casos, los niveles de NO_x pueden reducirse en un 50% gracias a la implementación de sistemas de control Autoflame. Por lo que este fabricante británico de soluciones de eficiencia energética no solo tiene la respuesta para medir su huella de carbono, sino también para reducirla.

CAPACITACIONES

AHORA EN MODALIDAD A DISTANCIA

- CURSOS SOBRE CALDERAS -



Combustión,
Energía &
Ambiente, S.A.

EN EL ÁREA ESPECÍFICA DEL CUIDADO DE CALDERAS:

Ha sido el área de especialidad de Combustión, Energía & Ambiente, S.A. y de Carlos Lasarte, la auditoría, evaluación de la confiabilidad y seguridad de las Calderas, para lo que contamos con un equipo de especialistas - instructores que podrían darle forma a un programa de especialización en cuidados, operación, inspección, análisis de fallas y mantenimiento de calderas, algunos ejemplos de los cursos que se pueden ofrecer se presentan a continuación.

TALLERES TEÓRICOS Y PRÁCTICOS

- ✓ **"ANÁLISIS DE FALLAS DE CALDERAS ACUATUBULARES Y/O PIROTUBULARES":**
¿Su caldera ha tenido fallas repetitivas y quiere implantar entre su personal la "Metodología de Análisis Causa Raíz"?
- ✓ **"DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA CALDERAS USANDO HERRAMIENTAS DE LA METODOLOGÍA DE RBI Y CONDITION ASSESSMENT":**
¿Ha decidido llevar a cabo una inspección extraordinaria de su caldera, para definir su evaluación de condición y establecer los alcances de mantenimientos mayores a corto y mediano plazo?
- ✓ **"VENTANAS DE INTEGRIDAD OPERACIONAL DE CALDERAS": (Práctica Recomendada de API 584)**
¿Realmente la información recogida en el sistema de control de sus calderas es utilizada para ubicarse en los niveles de confiabilidad y modificar o definir los planes de inspección de sus calderas?

CURSOS

- ✓ **"¿CÓMO EXTENDER LA VIDA DE UNA CALDERA?": (ACUATUBULARES Y/O PIROTUBULARES)**
Concluido el curso los participantes han de estar en capacidad de estructurar un plan de auditoría interna para generar las mejoras y acciones correctivas de su propio sistema de generación de vapor.
- ✓ **"DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA CALDERAS PIROTUBULARES"**
- ✓ **"LAS MEJORES PRÁCTICAS EN REPARACIONES MECÁNICAS DE CALDERAS"**
- ✓ **"TRATAMIENTO DE AGUAS CICLO VAPOR Y CONDENSADO"**
- ✓ **"COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GASEOSOS"**
- ✓ **"SISTEMAS DE CONTROL Y SEGURIDAD DE CALDERAS"**
- ✓ **"LIMPIEZA QUÍMICA Y PRESERVACIÓN DE CALDERAS"**

CURSOS ADAPTADOS A SUS INSTALACIONES, PROCESOS Y NECESIDADES

En función de las necesidades específicas del solicitante, si el curso se requiere bajo la modalidad de In-Company (presencial o a distancia), se presentará el requerimiento de información de sus calderas para adaptar el curso a los requerimientos particulares: fallas de equipos, casos de planta.



CONTACTO:  +34 625 89 82 25

 capacitacion@ceaca.com

SUSCRÍBETE:
www.ceaca.com

SOMOS UNA
COMUNIDAD DIGITAL

Limpieza química de Calderas



SERGIO ALTAMIRANO

Consultor en Limpiezas Químicas de Calderas
NEXXO S.A. Chile

Correo electrónico: sysaltamirano@gmail.com

El alcance de este artículo está referido a calderas acuotubulares, de potencia; como frecuentemente se encuentran en centrales termoeléctricas y calderas recuperadoras como aquellas que se emplean en plantas de celulosa y papel para recuperar los productos químicos empleados en el proceso. Ambos tipos de calderas se consideran, en este escrito, operando bajo el punto crítico del vapor, esto es 221 atm de presión y 705 °C de temperatura.

Los dueños de estas calderas deben decidir acerca de la conveniencia técnica y económica de ejecutar la limpieza química, ya sea antes de la primera puesta en servicio de ellas, lo que se conoce como limpieza pre-operacional, o bien después que la caldera ha estado en servicio por varios años, lo que se conoce como limpieza operacional.

Los fabricantes de calderas normalmente especifican los alcances de una limpieza pre-operacional, mientras que las empresas especialistas en limpiezas químicas, recomiendan la limpieza operacional, normalmente en coordinación con el fabricante, cuando se ha cumplido los límites de ensuciamiento (depósitos por el lado agua), años de servicio y otros factores.

La decisión de cuándo y cómo limpiar una caldera, es responsabilidad del dueño de la misma.

Documentación técnica requerida

En líneas generales el estudio de una limpieza química de caldera, demanda contar con cierta documentación técnica mínima, tanto para el caso de una limpieza preoperacional como para una limpieza operacional, como se indica a continuación:

- Especificaciones técnicas para la limpieza, las que normalmente son provistas por el fa-

bricante u otra empresa asesora; en caso de no disponer de ellas, son propuestas por la empresa especialista en limpiezas químicas.

- P&ID de la caldera y ciclo de vapor y agua, por la necesidad de visualizar los puntos de entrada y retorno de las soluciones químicas con sus respectivas dimensiones, para calcular los tiempos de llenado, circulación y vaciado, tanto de las soluciones químicas como los enjuagues entre las distintas etapas de la limpieza; además para definir cómo se van a proteger los sectores que deben ser excluidos de la limpieza.
- Dimensiones de los tubos de la caldera, para calcular la velocidad del flujo de soluciones a través de los tubos y el tiempo que se requiere completar un ciclo de circulación, esto en función de las características de las bombas temporarias que se emplearán. (se mencionan bombas temporarias porque es normal que no se permita emplear las bombas propias de la instalación).
- Materiales de los sectores que serán expuestos al contacto con las soluciones químicas, lo que demanda seleccionar cada uno de los productos químicos a emplear y asegurar la compatibilidad de cada uno de ellos con los materiales existentes.
- Perfil de la caldera, para asegurar que la presión de descarga de las bombas temporarias sea capaz de alcanzar los puntos más altos de la caldera sin disminuir el flujo.
- Lay out del área, esto para conocer los espacios disponibles para la instalación de los equipos temporarios necesarios, tales como caldera móvil, estanques modulares y/o existentes para recibir y tratar los efluentes, antes de enviarlos destino final autorizado.

Suministros principales

- Agua desmineralizada disponible en estanques y capacidad de generación de la planta, para satisfacer sin ninguna interrupción el suministro de agua que demandará la limpieza química, esto en relación directa con la cantidad de etapas y productos químicos que en términos de porcentaje será necesario aplicar, los enjuagues entre etapas, y su relación con los efluentes que se generarán.
- Vapor saturado, para calentar las soluciones que son más efectivas a mayor temperatura, siempre que no se exceda el límite que pueda degradar algún producto químico en solución. El suministro de vapor saturado puede obtenerse al encender la caldera que está en limpieza, desde otra caldera de la planta, o desde una caldera móvil temporaria.
- Piping temporario, se refiere a tuberías y válvulas temporarias que se diseñan y construyen para establecer los circuitos de llenado, circulación y vaciado, en relación con el tipo de productos químicos a emplear, dimensión de las bombas de inyección y circulación, y cantidad de vapor necesario para calentamiento de las soluciones.
- Intercambiadores de calor, necesarios para mantener la temperatura de las soluciones mediante aporte de calor indirecto.
- Productos químicos, normalmente son acopiados con algún tiempo antes de la fecha de inicio de la limpieza, considerando además una cantidad de resguardo de un 10 a 20% ante eventual necesidad, o bien prescindir del resguardo si hay seguridad que el suministrador de productos puede aportarlos de inmediato ante un requerimiento urgente, que no signifique interrumpir la faena de limpieza.

Limpieza pre-operacional

Al término del montaje de una caldera nueva se puede asumir que el estado de limpieza por el lado agua de sus componentes, especialmente los tubos, es similar a cuando fueron despachados desde fábrica, o tal vez, algo más sucios dependiendo de las condiciones de mantenimiento durante el período de almacenamiento. En todo caso, a no mediar alguna situación anormal, los depósitos que será necesario remover, serán casi siempre materias orgánicas como

aceite, grasa, algún preservante, más depósitos inorgánicos como el óxido de laminación de los tubos, oxidaciones superficiales, arena fango, más otros contaminantes no adheridos que pueden ser removidos con un flujo agua en circuito abierto (flushing).

Para remover los depósitos orgánicos se recurre a un lavado alcalino, inyección y circulación de una solución caliente de productos alcalinos con bombas temporarias, o bien recurrir a un hervido alcalino, con productos similares, esta vez encendiendo la caldera hasta generar una presión de un 30 a 40% de la presión de operación, o a la correspondiente temperatura de saturación, para generar una circulación térmica sin el uso de bombas.

Para remover los depósitos inorgánicos se recurre a un lavado ácido, también conocido como decapado o limpieza química propiamente tal; los depósitos son removidos mediante la disolución de ellos, con ácidos inhibidos, para evitar la corrosión del metal base. Es oportuno comentar que aun cuando a los ácidos se le agrega un inhibidor de corrosión, hay de todas maneras una corrosión muy pequeña, la cual es medida en uno o más cupones de corrosión, al controlar la pérdida de peso de los cupones en términos de g/m^2 . Normalmente es aceptable una pérdida de peso de 20 g/m^2 lo que equivale a una pérdida de espesor del tubo de unos $0,2 \mu\text{m}$.

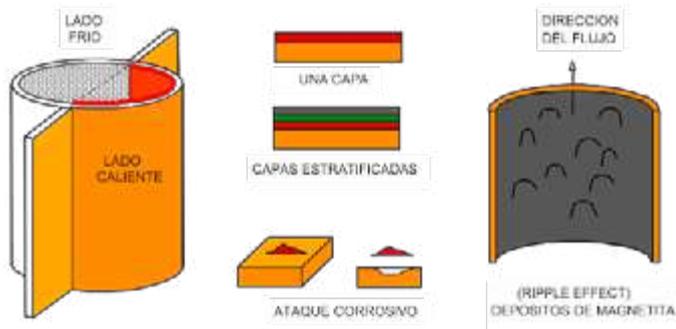
Dependiendo del tipo de caldera y funciones que cumplirá, algunos fabricantes especifican desarrollar solamente la limpieza alcalina, aunque lo más común es que se especifique la limpieza alcalina seguida de la limpieza ácida.

Limpieza operacional

A diferencia de una limpieza pre-operacional, donde se asume el tipo y cantidad de contaminantes a remover, la limpieza operacional demanda investigar la cantidad de depósitos acumulados en los tubos en términos de g/m^2 (densidad de depósitos), también sus principales componentes y si tales depósitos están estratificados en capas de diferente composición. La única manera de investigar estas condiciones es mediante muestras de tubos para ser analizados en laboratorio, y desde el resultado seleccionar los productos químicos y etapas necesarias para remover tales depósitos.

Las muestras de tubos deben tomarse desde las zonas de mayor carga térmica, asumiendo que ellas sean representativas de toda la caldera.

La figura que sigue ilustra algunos comentarios relacionados con una muestra de tubo:



- El tubo debe ser seccionado para analizar el lado caliente (mitad del lado del hogar) y el lado frío (mitad opuesta), puesto que la cantidad de depósitos es siempre mayor en la mitad caliente del tubo. El mayor valor de los depósitos medidos, no el valor medio, se toma como referencia para decidir la limpieza de la caldera.
- Si los depósitos se encuentran en capas con diferente composición, será necesario considerar distintas formulaciones químicas para la remoción de los depósitos capa por capa.
- En caso de alta densidad de depósitos, deberá considerar el análisis de la corrosión debajo de cada depósito, si se detecta pérdida de espesor del tubo, e incluso estudiar la necesidad de realizar un análisis metalográfico de la condición actual del material.

Quando limpiar una caldera

Como se comentó en un párrafo precedente, la limpieza pre-operacional es dispuesta por el fabricante, mientras que la limpieza operacional está demandada por algunos criterios:

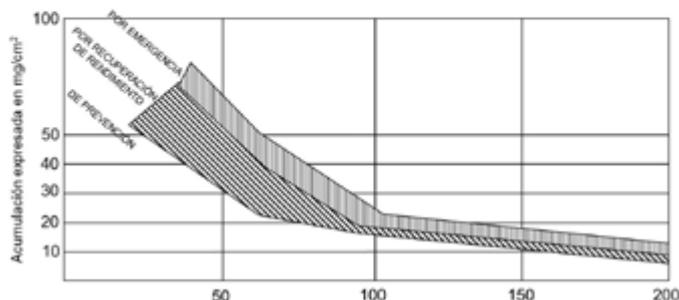
- Por la cantidad de los depósitos acumulados y en relación con la presión de operación de la caldera, a mayor presión el límite de tolerancia de depósitos es menor. A continuación, entre otras, guía recomendada para una limpieza operacional.

Durante la medición de depósitos acumulados en las muestras de tubos, es necesario tener en cuenta el método usado para extraer los depósitos como lo señala la norma ASTM 3483; con el método mecánico no es posible raspar la totalidad de los depósitos, como si se consigue con el método con solventes; por lo que a la

cantidad medida con el método mecánico, es adecuado agregar un 15% más.

SE RECOMIENDA LA ELIMINACIÓN DE LOS DEPOSITOS

1. Cuando tengan una acumulación dentro del campo del gráfico, antes de llegar al .
2. Cuando la proporción de Cu supera un 15%
3. Cada 4 años como máximo



Al determinar la composición de los depósitos tiene gran importancia la presencia de cobre que pudiera dar origen una corrosión galvánica, y también la presencia de sílice por su alta resistencia a la transferencia de calor, ya que su conductividad térmica es del orden de 0,6 Btu/h-pie² °F/pulg versus 310 del acero.



Presencia de cobre observado durante el análisis de un tubo de muestra

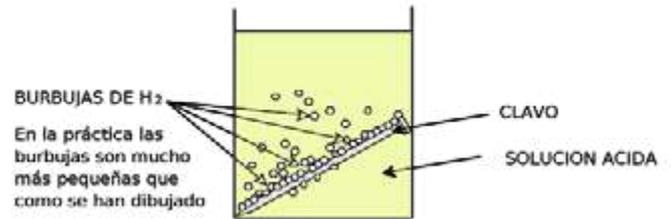
- Por una contaminación accidental del agua de alimentación, por ejemplo, con agua salada o algún combustible.
- Por años de operación acumulados, aplicable a calderas de usos especiales, que, sin esperar los límites tolerables de depósitos, se determine limpiar la caldera bajo el concepto de prevención.
- Por aumento del consumo específico de combustible, ocasionado por los depósitos que afectan a la transferencia de calor entre el hogar y las paredes de tubos que generan el vapor. Con una buena estadística se puede llegar a concluir que el gasto de una limpieza química podría ser menor que el actual mayor consumo de combustible en un período de tiempo determinado.

Prueba del inhibidor de corrosión

Es costumbre que el inspector de la limpieza química, antes de inyectar la solución ácida solicite demostrar la efectividad del inhibidor de corrosión. Para ello existen algunos métodos de orden práctico que pueden realizarse en terreno dando una aceptable confianza.

La "prueba del clavo" (nail test), consiste en sumergir un clavo limpio (sin grasa) en un vaso con la solución ácida inhibida que se va a inyectar y observar la formación de microburbujas, que no son otra cosa que la generación de hidrógeno originada por la reacción entre el hierro y el ácido.

La efectividad del inhibidor se aprecia cuando la generación de burbujas es pequeña. Si se hace el mismo ensayo en la solución ácida, pero sin



inhibidor, se observará que el clavo se vuelve blanquecino debido a la gran cantidad de microburbujas que se generan en su superficie.

Otro método práctico es sumergir una bolita de virutilla de hierro en la solución ácida, por ejemplo, HCl; si permanece en el fondo demuestra la efectividad del inhibidor, si sube a superficie es porque la generación de burbujas de hidrógeno ha sido alta y en consecuencia el inhibidor no es aceptable para ser usado.

Matraz con ácido sin inhibidor de corrosión; la bolita de virutilla flota por la acción del hidrógeno generado y atrapado en la virutilla



Matraz con ácido con inhibidor de corrosión; la bolita de virutilla permanece en el fondo porque no hay generación suficiente de hidrógeno que la haga flotar

Métodos más usados en una limpieza química

1.El método "multi etapas" contempla las siguientes etapas:

- Etapa alcalina: Siempre desarrollada en primer lugar.
- Drenaje y enjuague (2 veces): Para remover restos de la solución alcalina.
- Etapa ácida inhibida: Decapado de la superficie por el lado agua.
- Drenaje y enjuague (2 veces): Para remover restos de la solución ácida.
- Etapa secuestrante: Para captar los iones férricos y evitar la precipitación de hidróxidos en la siguiente etapa.
- Etapa neutralizante: Para alcanzar un pH alcalino adecuado y permitir la etapa siguiente.
- Etapa de pasivación: Para formar una fina capa de óxido estable (magnetita) y retardar por un tiempo breve la oxidación de las superficies decapadas en espera de la pronta entrada en servicio de la caldera.

- Preservación de la caldera: Si la entrada en servicio no se producirá dentro de unos 7 a 10 días, deberá considerarse una preservación, ya sea en condición húmeda (llenado con agua tratada con pH 10 y un secuestrante de oxígeno), o condición seca (caldera sin humedad y en una atmósfera de nitrógeno).

2. El método "one filling" o de "una fase"

Sólo aplicable a la limpieza pre-operacional, Permite desarrollar todas las etapas de una limpieza química en un solo volumen equivalente al volumen de la caldera más el volumen del circuito temporario, al que agregando ciertos productos químicos permite cambiar la función de la solución, para desarrollar las mismas etapas del método multi etapas evitando los enjuagues, lo que significa ahorrar agua desmineralizada y por ende disminuir el volumen de efluentes. Sin embargo, estos efluentes deben ser conducidos en su totalidad a una planta de tratamiento autorizada, puesto que no permite la precipitación de sales para separar el agua del fango residual, como si los permiten los ácidos inorgánicos.

Limitaciones y toxicidades de las opciones de tratamiento químico disponibles para la industria térmica



PAUL HATTINGH

Anodamine Inc.

Presidente - Estados Unidos de América del Norte

Correo electrónico: paul@anodamine.com

Existen numerosas industrias que comprenden el mundo de los sistemas de calderas, vapor y condensado; todos ellos requieren tratamiento(s) químico(s), que históricamente se han mercantilizado. Esta tendencia controlada por el proveedor de químicos ha permitido la introducción y aplicación de muchos productos de bajo costo, tratados como químicos convencionales. Estos químicos convencionales han desempeñado un papel importante moldeando las expectativas de desempeño y costos de la industria, a pesar de que la mayoría de estos productos presentan considerable toxicidad para los seres humanos y el medio ambiente. Este documento tiene la intención de iniciar un diálogo técnico y financiero entre las tres áreas responsables de evaluar los tratamientos: técnica, ambiental y compras, para arrojar luz sobre los costos ocultos de los productos químicos convencionales, aparentemente viables desde el punto de vista económico.

Consideraciones claves:

- ¿Cómo evalúa un usuario potencial las mejores opciones de tratamiento para las necesidades particulares de protección de su instalación?
- ¿Cuáles son los costos ocultos asociados a la aplicación de los químicos convencionales?
- ¿Cuáles son las toxicidades de estos productos químicos convencionales?

Los Productos Químicos convencionales: Los Costos Ocultos

Todos los productos químicos convencionales son, por diseño, de bajo costo. Por lo tanto, estas opciones son muy atractivas para los posibles usuarios. Desafortunadamente, los usuarios a menudo no profundizan y ni dedican el tiempo y los recursos necesarios para comprender los riesgos, los costos ocultos, las toxicidades y las limitaciones de aplicación de estos químicos convencionales. Se podría argumentar que existe una desconexión entre el personal del área técnica de una empresa, que establece las expectativas de protección y desempeño del pro-

ducto y los departamentos de compras, quienes autorizan el presupuesto. El personal técnico generalmente se enfoca en el desempeño legítimo del producto, sus requisitos de manejo y los efectos generales, mientras que el departamento de compras tiene un enfoque específico en el costo y el precio. Ambos lados, el desempeño y el precio, son importantes al evaluar un posible tratamiento químico. Sin embargo, la desconexión entre los dos permite que exista una brecha en la que es difícil lograr un equilibrio satisfactorio entre desempeño y costo, lo que permite que una opción de bajo precio supere cualquier consideración valiosa con respecto al desempeño, la toxicidad, etc.

Recientemente, se ha introducido un proceso intermedio en la evaluación de producto, el departamento ambiental de la planta. A pesar de que esta autoridad adicional supervisa la selección y aplicación de productos, todavía existe un delicado equilibrio entre el costo inicial de los químicos convencionales y sus costos ocultos asociados a los efectos en la planta y toxicidades.

Desafortunadamente, los proveedores de estos químicos convencionales a menudo no resaltan las limitaciones de sus productos, sus consecuencias y su impacto en la producción final de vapor. Los costos ocultos asociados son usualmente de 10 a 100 veces mayores que el precio de los químicos como tal.

Para ilustrar esta falta de evaluación y mitigación de las limitaciones de los químicos convencionales, analizaremos un régimen típico de tratamiento, utilizando un agente reductor, una amina convencional formadora de película y una amina alcalinizante para el control del pH del vapor y condensado.

- El programa típico para el control del pH de la caldera es de bajo costo y ofrece una toxicidad relativamente baja.
- El agente reductor es notablemente más tóxico, peligroso para los seres humanos y el medio ambiente, pero está catalogado como "esencial" para prevenir la corrosión y producir un óxido protector (magnetita).
- Las formulaciones de aminas convencionales formadoras de película (FFA) y sus mezclas son altamente tóxicas, el principio activo es peligroso para el medio ambiente y conlleva problemas serios de manipulación y toxicidad. Estos productos a menudo incluyen un dispersante polimérico.
- La amina alcalinizante, o una mezcla multicomponente de la misma, es mayoritariamente tóxica y a menudo inflamable. Las limitaciones de esta amina alcalinizante o de esta mezcla multicomponente, provocan costos adicionales por combustible y presentan serias preocupaciones ambientales y de manipulación.

La aplicación de estos tres protocolos de tratamiento de bajo costo generalmente ocasionará un aumento en los costos de producción de vapor, como resultado de cada una de las limitaciones de los químicos convencionales. Este artículo examinará esas toxicidades químicas de los químicos convencionales y su efecto creciente sobre el agua, los costos del combustible empleado y los diversos impactos ambientales.

A continuación, se incluye una lista de productos químicos convencionales y sus respectivas toxicidades, en la Tabla 1. Esta lista no es de

ninguna manera final y completa, pero incluye muchas de las sustancias clave que se encuentran comúnmente.

SUSTANCIA	No. CAS	DL50 Ratas (Dosis Letal)
Fosfato Trisódico	10101-89-0	~6500 mg/Kg
Soda Cáustica (50% sol)	1310732	~ 500 mg/Kg
Hidróxido de Amonio (25% sol)	7664-41-7	~ 350 mg/Kg
Hidracina (35% sol)	7803-57-8	~ 108 mg/Kg
Carbohidrazida (>95%)	497-18-7	~ 311 mg/Kg
Hidroquinona (99%)	123-31-9	~ 200 mg/Kg
Dietilhidroxilamina (85% sol)	3710-84-7	2190 mg/Kg
Metil etil cetoxima (~99%)	3710-84-7	~2300 mg/Kg
Ciclohexilamina (~95% sol)	108-91-8	~432 mg/Kg
Metoxipropilamina (99%)	5332-73-0	690 mg/Kg
Monoetanolamina	141-43-5	~700 mg/Kg
Dietanolamina	111-42-2	~1600 mg/Kg
Oleilamina (> 95%)	112-90-3	1689 mg/Kg
Oleildiamina	7173-62-8	~253 mg/Kg
Octadecilamina (90%)	124-30-1	~2400 mg/Kg

Tabla 1. Listado de Algunos Químicos convencionales básicos y sus Dosis Letales

Muchos proveedores diluirán los productos tóxicos para disminuir la toxicidad del producto en la presentación que suministran. Dado que todos los productos se descargan al medio ambiente, el usuario debe investigar la alta toxicidad que muchos de estos productos tienen para las especies de peces, algas y otros animales marinos.

El usuario agrega un agente reductor para eliminar el oxígeno disuelto y prevenir los efectos localizados y perjudiciales del pitting sobre el metal. Esta acción también producirá un óxido "protector" a base de magnetita. Se informa al usuario que el producto químico elimina todo el oxígeno y forma esta capa de magnetita, lo cual es indicativo de una buena protección de las plantas. Este consejo es falso y algo engañoso, ya que el oxígeno no es el único contaminante científicamente conocido que apoya una posible reacción catódica (consumo de electrones por oxidación del ánodo metálico). Además, gran parte del oxígeno es removido mecánicamente por el desaireador y el químico convencional realmente sólo debe lidiar con el oxígeno restante.

La magnetita, el óxido protector que se forma cuando se elimina el oxígeno disuelto y/o cuando las temperaturas superan los 300 °C, se ve directamente afectado por fluctuaciones físicas y químicas comunes. Estos cambios químicos y físicos (pH, flujo y falta de oxígeno) conducen a la reducción de la estabilidad de la magnetita, aumento de la solubilidad y, finalmente, al transporte a través del sistema. Este mecanismo de daño y falla se conoce comúnmente como corrosión asistida o acelerada por flujo (FAC). La corrosión asistida por flujo provoca el adelgazamiento del metal base, la pérdida de óxidos y un mayor transporte de hierro. El hierro transportado se acumulará y volverá a depositarse dentro del sistema. Estas condiciones generalmente dan como resultado reducciones significativas en la transferencia de calor de la caldera. Esta disminución en la transferencia de calor de la caldera genera un incremento significativo en el uso de agua y combustible. Con la formación de óxido de hierro III (hematita) en lugar de la formación de óxido de magnetita, el potencial de corrosión asistida por flujo disminuye, ya que se ha demostrado científicamente que este óxido es más estable.

Adicionalmente, algunos secuestrantes de oxígeno tienen productos de reacción y degradación térmica que son dañinos, tóxicos o corrosivos e incluyen dióxido de carbono y ácido acético.

- En una caldera típica de baja a media presión, 1 mm de acumulación de óxido y la transferencia de calor reducida resultante podrían representar aproximadamente aumento del 5-8% en la demanda total de combustible.
- El aumento de combustible incrementa significativamente el costo de producción de vapor y también aumenta la descarga ambiental de combustibles fósiles.
- La mayoría de los agentes reductores (secuestrante de oxígeno) son tóxicos tanto para los humanos como para el medio ambiente.

El proveedor de productos químicos generalmente recomendará entonces el uso de un dispersante para movilizar y transportar el hierro en un esfuerzo por evitar su deposición y los efectos resultantes sobre la transferencia de calor. Los dispersantes tienen una alta afinidad por los

cationes divalentes, y por tanto tienen una acción predominante hacia el calcio, magnesio y especialmente relevante en este caso, el hierro. A medida que el ánodo se corroe (oxidación) dando como resultado la liberación de hierro divalente y electrones, el quelante (dispersante) forma complejos con el hierro. El principio de Le Chatelier muestra que a medida que el hierro (II) es eliminado y capturado mediante formación de complejos por el dispersante, el cátodo consume los electrones y la corrosión continuará. Dado que los dispersantes son predominantemente dosificados en relación estequiométrica, la sobredosificación conduce a una mayor corrosión del metal y la dosificación reducida conduce a la deposición. La mayoría de los dispersantes tienen limitaciones con la estabilidad térmica, lo que conduce a la formación de productos de degradación por pirólisis (típicamente ácidos carboxílicos orgánicos de bajo peso molecular).

Las aminas alcalinizantes tienen diferentes proporciones de volatilidad, diseñadas para aumentar el pH del condensado en diferentes ubicaciones. Sin embargo, las aminas alcalinizantes están expuestas a limitaciones de distribución, disociación y degradación.

La degradación térmica de las aminas alcalinizantes depende del producto, pero típicamente acompaña a la formación de ácidos carboxílicos de bajo peso molecular, como el ácido acético y el ácido fórmico.

Las cinco aminas convencionales formadoras de película (FFA) comúnmente disponibles en la industria han sido ampliamente estudiadas, son bien conocidas y científicamente bien documentadas. Se ha documentado que estas formulaciones de aminas convencionales poseen una lista completa de limitaciones con una tendencia a un aumento de los impactos negativos a medida que aumentan las presiones de la caldera y las temperaturas operativas. Los productos de degradación son conocidos, corresponden a la formación de ácidos carboxílicos de bajo peso molecular. Las bolas de cerasas, los depósitos viscosos y los mecanismos de corrosión bajo depósito son limitaciones adicionales asociadas con el uso de aminas convencionales. Los componentes activos de las formulaciones de las aminas convencionales formadoras de película se acumulan en el medio ambiente y son tóxicos tanto para los seres humanos como para el medio ambiente.

La Respuesta del Operador

En el ejemplo de caso típico dado, tenemos la formación de ácidos carboxílicos de bajo peso molecular. Estos productos de degradación generalmente se devuelven a la caldera y luego se exponen (como todos los contaminantes) a ciclos de concentración dentro del equipo. A medida que estas especies se concentran, impactan directamente y reducen el pH de la caldera. La respuesta de remediación es típicamente un aumento en la dosis de álcali sólido, adicionado para neutralizar las especies ácidas y mantener el pH de la caldera.

Esta acción provoca un aumento significativo de sólidos disueltos y particulados en la caldera. La respuesta del operador es entonces aumentar la purga de la caldera para eliminar los contaminantes concentrados, reducir los ciclos de concentración y diluir los contaminantes restantes, lo que ofrecerá un respiro temporal, pero también aumentará el uso de agua de reposición. El mayor uso de agua de reposición aumenta a su vez las dosis de aditivos químicos y aumenta la demanda de combustible necesario para calentar la nueva agua de reposición entrante.

El aumento de combustible crea más descargas ambientales de aire/agua y la purga permite la descarga de estas sustancias químicas tóxicas.

Conclusión: Uniendo todas las piezas

A menudo, estas limitaciones mencionadas y las consecuencias asociadas superan con creces el bajo costo inicial del tratamiento y, en muchos casos, estas consecuencias generan gastos que no se incluyen en el costo de los aditivos químicos durante el análisis inicial del usuario durante el proceso de evaluación.

Como usuario, es su responsabilidad entender completamente las limitaciones en cuanto a desempeño y costos, cuando se aplican los químicos convencionales. Es importante, que una completa evaluación de riesgos sea realizada, para minimizar los riesgos y limitaciones asociados confiabilidad y disponibilidad de los activos de las plantas.



ANODAMINE

Protección superior en el tratamiento químico del ciclo agua/vapor



Tecnología de superficie activa, no tóxica, amigable con el medio ambiente y sin riesgos para los operadores.



Formación de una película microfílmica hidrofóbica que evita el ataque directo del agua y cualquier contaminante sobre el metal.



Prevención de la corrosión en metalurgias ferrosas y mixtas.

Eliminación de la corrosión asistida por flujo (FAC) en secciones de una o dos fases.



Gracias a su capacidad de viajar en la fase gaseosa, la protección no se limita solo a las tuberías de calderas, sino que alcanza todas las secciones del ciclo agua/vapor (alimentación, caldera, vapor, turbina y condensado).

La perfecta sociedad entre el metal y el agua

Tel: (+57) (5) 3853980 Ext 121. Cel: (+57) 3185604064

Escríbenos: marketinglatam@anodamine.com

www.anodaminecolombia.com



Sistemas de dosificación de químico

“Configuración y deficiencias en su diseño”



DAVID LIZARDO

SUSERTECA

Distribuidor Autorizado

Pulsafeeder

Venezuela

Correo electrónico:

dlizarido@suserteca.com

HUMBERTO RAMOS

Homenaje a quien fuera un maestro en el tema y un libro abierto siempre dispuesto a compartir sus conocimientos, quien sin duda alguna hubiera aceptado nuestra invitación a escribir este artículo junto a su Pupilo David Lizarido

Panamá - Venezuela



También llamados sistemas de inyección o paquetes de químicos, es un sistema conformado por 4 sub-sistemas: bombas dosificadoras (Operativa y Respaldo), líneas de succión y descarga con accesorios, tanque de alimentación y tablero de control, todos instalados sobre una base metálica también llamada skid o patín, cuya finalidad es inyectar un químico por medio de un programa de tratamiento establecido con precisión, efectividad y confiabilidad en nuestros procesos.

El programa de tratamiento químico no es más que la administración o dosificación precisa de un producto con el propósito de mantener los valores y/o parámetros operacionales de un proceso.

Al hablar de administración o dosificación de un químico, debemos pensar inmediatamente en la bomba dosificadora del sistema, la cual es el corazón de nuestro paquete de inyección, y ¿por qué decimos que es el corazón del sistema? Porque si la bomba no es eficiente o se encuentra fuera de servicio simplemente nuestro programa de tratamiento es deficiente, obsoleto o inútil en nuestras operaciones.

Las bombas comúnmente utilizadas en los sistemas son de tipo plunger, solenoide, de diafragma mecánico o de diafragma impulsado hidráulicamente, en algunos casos podemos observar sistemas con bombas centrífugas o de engranaje, pero no es el deber ser ya que este tipo de bombas son utilizadas para trasegar o hacer baches de un producto químico sin importar el factor tiempo, caso contrario de las bombas dosificadoras donde el proceso como tal amerita la administración del químico teniendo presente la relación caudal-tiempo.

Accesorios mínimos instalados en los sistemas de dosificación

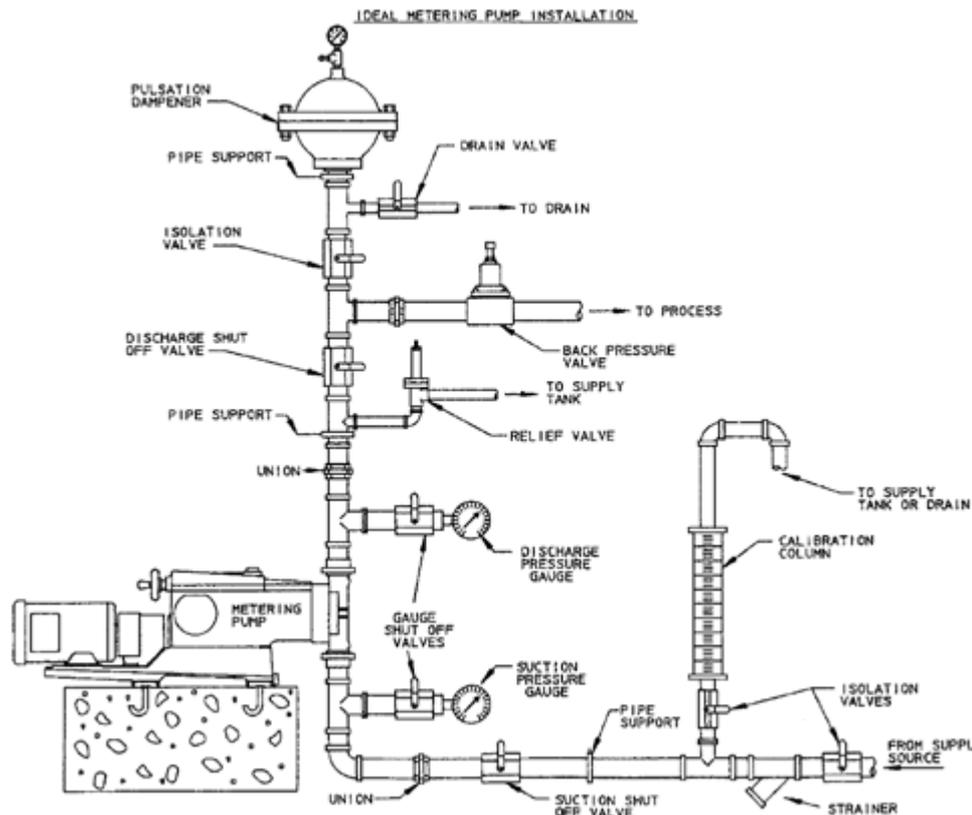
Las características y complejidad de nuestros procesos definen la configuración y lógica de control de los paquetes de inyección de químico, así como el tipo de operación (Manual o Automatizado)

Cuando hablamos de los accesorios de la línea de succión del sistema, esta debe estar compuesta como mínimo por la columna de calibración y el filtro tipo Y.

En lo que respecta a los accesorios de la línea de descarga, esta debe estar compuesta como mínimo por válvulas de alivio de presión y manómetro, solo en algunos casos la válvula contrapresión y amortiguador de pulsaciones son necesarios.

Uno de los componentes menos valorado y de suma importancia en nuestros paquetes de dosificación es la Columna de Calibración, podemos decir que este accesorio es lo que para un doctor es el estetoscopio, con esta columna verificamos el funcionamiento de la bomba y podemos realizar pruebas de diagnóstico tales como: Linealidad, Reproducción y Repetibilidad, estas pruebas nos permiten realizar diagnósticos al diafragma, a las válvulas check de succión y descarga, que se encuentran en el cabezal químico de la bomba, y diagnóstico a la caja de engranaje, sin necesidad de interrumpir el funcionamiento de la bomba en el sistema, igualmente permite verificar y confirmar el caudal de producto químico inyectado según el programa de tratamiento de agua establecido.

Al momento de realizar estas pruebas, debemos tomar en cuenta que las bombas dosificadoras sin importar su modelo o marca, NO son 100% precisas, esto debido a que durante la apertura y cierre de las válvulas check del cabezal químico tenemos producto químico que retornar a la línea de succión y al cabezal de la bomba, en la válvula de purga de aire igualmente tenemos pérdida de fluido, así como tenemos pérdida a través de los sellos del pistón de la bomba. En el caso particular de las bombas de diafragma impulsadas hidráulicamente (API 675) su precisión es de un 98%.



Instalación ideal de accesorios en las líneas de succión y descarga de una bomba dosificadora.

Errores comunes en el diseño y operación de los sistemas de dosificación

Los sistemas de dosificación son fabricados bajo cálculos de ingeniería y diseños específicos acorde a las condiciones operacionales de nuestros procesos, sin embargo, en la práctica podemos observar errores que afectan el correcto funcionamiento de nuestros sistemas y por ende no permiten una correcta dosificación y/o efectividad de nuestros programas de tratamiento de agua.

Algunos de los errores observados en la práctica diaria son los siguientes:

1.- El uso de bombas provenientes de otros sistemas de dosificación, sin tomar en cuenta compatibilidad de materiales, condiciones operacionales y configuración interna de la bomba. Pudiéndose generar daños y ataque químico por incompatibilidad del material (Imagen 01) al instalar una bomba de otro sistema.



Imagen 01: Ataque químico a diafragma cónico por incompatibilidad de materiales – fluidos, consecuencia de usar una bomba de otro sistema, sin evaluación previa.

2.- Selección e instalación innecesaria de accesorios tales como válvulas de contrapresión y amortiguadores de pulsaciones, esto debido a la no realización de cálculos hidráulicos previos que permitan constatar su uso.

3.- Toda bomba necesita de un NPSH (siglas en inglés de Columna de Succión Neta Positiva), indicado por el fabricante, los diseñadores de sistemas de dosificación deben asegurar un NPSH que sea mayor al NPSH requerido de fábrica, de esta forma aseguramos que el corazón del sistema (La bomba) cuente con el suficiente empuje de succión en su cabezal químico, toda bomba está en capacidad de succionar hasta cierto punto, pero esto no es el deber ser, si la bomba se instala por encima del nivel del químico del tanque, la obligamos a trabajar fuera de su función real de diseño, generando desbalanceo hidráulico que afectarían el punto óptimo de operación del sistema de dosificación.



Imagen 02: En este sistema el NPSH requerido es mayor que el NPSH disponible, la columna de químico que nos daría el empuje de succión al momento del arranque del equipo es casi nula, con lo cual el esfuerzo de la bomba para estar alineada a nuestro proceso es mayor, imaginemos por un momento que instalamos las bombas a nivel de piso de la bandeja de este sistema y el tanque lo ubicamos por lo menos 30 ctm por encima, el resultado sería completamente distinto, obtendríamos un sistema balanceado y óptimo para entrar en nuestro proceso inmediatamente.

4.- Las válvulas adecuadas en los sistemas de dosificación son las válvulas de bola paso completo, en la práctica es común ver instaladas válvulas de aguja y válvulas de compuerta (Imagen 03) las cuales NO son adecuadas para nuestros sistemas por los siguientes motivos:

- Las válvulas de aguja son paso reducido y no son de cierre rápido.
- Las válvulas de compuerta no son de cierre rápido y requieren mantenimiento.



Imagen 03: Válvulas de compuerta bloqueadas por falta de lubricación del vástago, su operación manual no es adecuada.

5.- Reducción del diámetro de las tuberías de succión y descarga (Imagen 04), los diámetros deben ser al menos el mismo de las conexiones de las bombas.



Imagen 04: El diámetro de la tubería (tubing) es de $\frac{1}{4}$ de pulgada y las conexiones de la bomba son de $\frac{1}{2}$ pulgada.

Reflexionemos

Comparando el agua de nuestras calderas con la sangre que recorre nuestro cuerpo, si esta sangre no es óptima presentaremos patologías que con el tiempo podrían hacernos colapsar, de igual forma sucede con el agua que suministramos a nuestras calderas sin importar su tipo (Piro-tubular o Acu-tubular), si no suministramos agua de calidad a las calderas las fallas serán recurrentes, hasta el punto de ser necesarias paradas continuas para realizar mantenimientos correctivos y en el peor de los casos el colapso de la caldera, en tal sentido nos preguntarnos si realmente son necesarios los sistemas de dosificación para nuestras calderas y la respuesta sin duda alguna debe ser Sí.

Quizás pensemos que un programa de tratamiento es solo un gasto, pero en corto plazo entendemos que no es así, la relación costo-beneficios de un sistema de dosificación es notable cuando no son necesarias paradas no planificadas en las calderas, para la realización de mantenimientos correctivos. Adicionalmente a esto, la seguridad y vida de nuestro personal no tiene precio, ya que una caldera en óptimas condiciones operacionales garantiza la vida, y continuidad de nuestras operaciones y procesos.



POLITÉCNICO COLOMBIANO
JAIME ISAZA CADAVID



Red Latinoamericana de Seguridad en Calderas

Invitamos a toda la comunidad de Usuarios, Consultores y Proveedores relacionados con el funcionamiento seguro de Calderas, a formar parte de esta iniciativa, desde el área de trabajo en que se desempeñe

Si usted Trabaja en una Instalación con Calderas – Operación, Mantenimiento, Control Químico, Inspección o Seguridad y Salud Ocupacional:

"USUARIO DE CALDERAS"

Si usted Trabaja de forma independiente o para una empresa Consultora o Suplidora en las áreas de Seguridad y Salud Ocupacional, Instrumentación y Componentes de Sistemas de Control, Materiales Metálicos, Refractario o Aislamiento, Productos o Equipos para Tratamiento de Agua, Equipos Auxiliares, Inspección; Mantenimiento y Reparaciones:

"CONSULTOR O SUPLIDOR"

***¡El tema de Seguridad tiene múltiples aristas!
Así que regístrese en una de estas dos opciones.
¡Su actividad es importante para garantizar la
Seguridad de las Calderas!***

Esta actividad se desarrolla bajo el Convenio Marco Institucional entre el **Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid** y la empresa **Combustión, Energía & Ambiente**, con el fin de compartir experiencias y conocimientos en torno a la seguridad de las calderas a nivel de Latinoamérica.

Está a su disposición el Software Libre SOSCAL con el que podrá valorar el nivel de Seguridad Ocupacional en sus Instalaciones alrededor de las Calderas.

Para usarlo libremente lo invitamos a ingresar al siguiente enlace:

<http://webnet.elpoli.edu.co/soscal/> Primero ¿No tienes cuenta aún? **Regístrate**

Educación para
vivir mejor

Tuberías Externas de Calderas (BEP)

Parte 2 – Tubería de Agua de Alimentación

Por Steve Kalmbach

Esta es la segunda de una serie de tres partes sobre tuberías de vapor, agua de alimentación y purga.



Las tuberías de agua de alimentación para calderas de vapor se componen de varias configuraciones diferentes para cumplir con los requerimientos de la planta de calderas. Existen diferencias entre la instalación de una sola caldera con un arreglo simple de bomba de agua de alimentación de encendido y apagado ON/OFF y sistemas de agua de alimentación complejos para múltiples calderas con economizadores de agua de alimentación. Cada uno de estos diferentes sistemas tiene distintos puntos de terminación de ASME Tuberías de Potencia (Power Piping) B31.1 para el Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión, Sección I, límites de tuberías requeridos por el código. Este artículo mirará sobre los requerimientos variados para los sistemas de agua de alimentación.

A diferencia de los requerimientos bien definidos de la Sección I de ASME y ASME B31.1 para las tuberías de vapor y purga, los puntos de terminación para las tuberías de agua de alimentación están determinados por los arreglos usados para suministrar agua de alimentación a la caldera. Estas reglas se encuentran en la Sección I de ASME (2019), Figura PG-58.2-1 (anterior Figura PG-58.3.1 (a)), para calderas acuotubulares (tipo tambor) y Figura PG-58.2-6 para calderas pirotubulares (desde 2019), párrafos PG-58.4 y PG-59.2; PG-61; y ASME B31.1 (2018), Figura 100.1.2-3, párrafos 122.1.3 y 122.1.7 (b.1) (anterior Figura 100.1.2(B)). Las siguientes reglas básicas se aplicarán a todos los sistemas de agua de alimentación discutidos en este artículo.

Requerimientos de Diseño

Los requisitos de diseño para todas las tuberías de agua de alimentación clasificadas como BEP son como sigue:

- Presión de diseño: la presión de trabajo máxima permitida (MAWP) más 25% o MAWP más 225 libras por pulgada cuadrada (psi), lo que sea menor, más la carga estática aplicable (regla 101.2.2).
- La presión de transición a la cual se cambia de adicionar el 25% de la MAWP para adicionar 225 psi ocurre en el nivel de 900 psi, más la carga estática aplicable.
- Si la presión de diseño es menor o igual a 900 psi, adicionar 25% más la carga estática aplicable. Si la presión de diseño es superior a 900 psi, adicionar 225 psi, más la carga estática correspondiente.

La temperatura de diseño está basada en la temperatura de saturación del vapor a la MAWP de la caldera. Tenga en cuenta que esta

presión de diseño está basada en la MAWP y no en el ajuste del dispositivo de alivio de presión o en la presión de operación.

Existen reglas de diseño adicionales que aplican a todos los tipos de tuberías de agua de alimentación de calderas. El código requiere la instalación de una válvula de cierre ubicada en la conexión de agua de alimentación de la caldera. La tubería desde la válvula de cierre hasta la conexión de agua de alimentación de la caldera **deberá** ser del mismo tamaño que la conexión de agua de alimentación de la caldera. Desde esta válvula de cierre hasta el punto de terminación de las Tuberías Externas de la Caldera (BEP), la tubería puede ser reducida al tamaño requerido para suplir la caldera con agua de alimentación.

La tubería de agua de alimentación que no forman parte de las Tuberías Externas de la Caldera (BEP) es clasificada como tubería externa que no es de la caldera (NBEP). La Sección I del código ASME requiere que esta tubería

sea capaz de suplir la cantidad requerida de agua de alimentación a la caldera cuando el dispositivo de alivio de presión de ajuste más alto, más el 3%, esté operando. A diferencia de los requerimientos de presión para las BEP, esta regla puede permitir el uso de accesorios de tubería de una clase diferente a los requerimientos de diseño de las BEP, si los dispositivos de alivio de presión instalados son menores que la Presión Máxima Admisible de Trabajo (MAWP) de la caldera.

El código ASME B31.1 establece específicamente que la válvula de cierre requerida deberá ser la primera válvula fuera de la caldera con la válvula de retención ubicada aguas arriba. La úni-

—— Sistemas Básicos de Agua de Alimentación On-Off ——

Los sistemas básicos de agua de alimentación para calderas pequeñas y tamaño moderado utilizan un control de nivel montado en la caldera el cual energiza la bomba de agua de alimentación cuando el nivel de agua de la caldera alcanza un punto bajo y luego detiene la bomba de agua de alimentación cuando es alcanzado el nivel de agua de operación normal. Este arreglo requiere el mínimo de una válvula de cierre ubicada en la caldera y una válvula de retención instalada antes o aguas arriba de esta válvula. La válvula de cierre y su tubería conectando a la conexión de agua de alimentación de la caldera **deberá** ser del mismo tamaño que la conexión de la caldera. Las tuberías restantes en los límites de BEP pueden, sin embargo, reducirse al tamaño requerido para suplir a la caldera, si es

—— Válvulas de Control Regulatoras de Agua de Alimentación ——

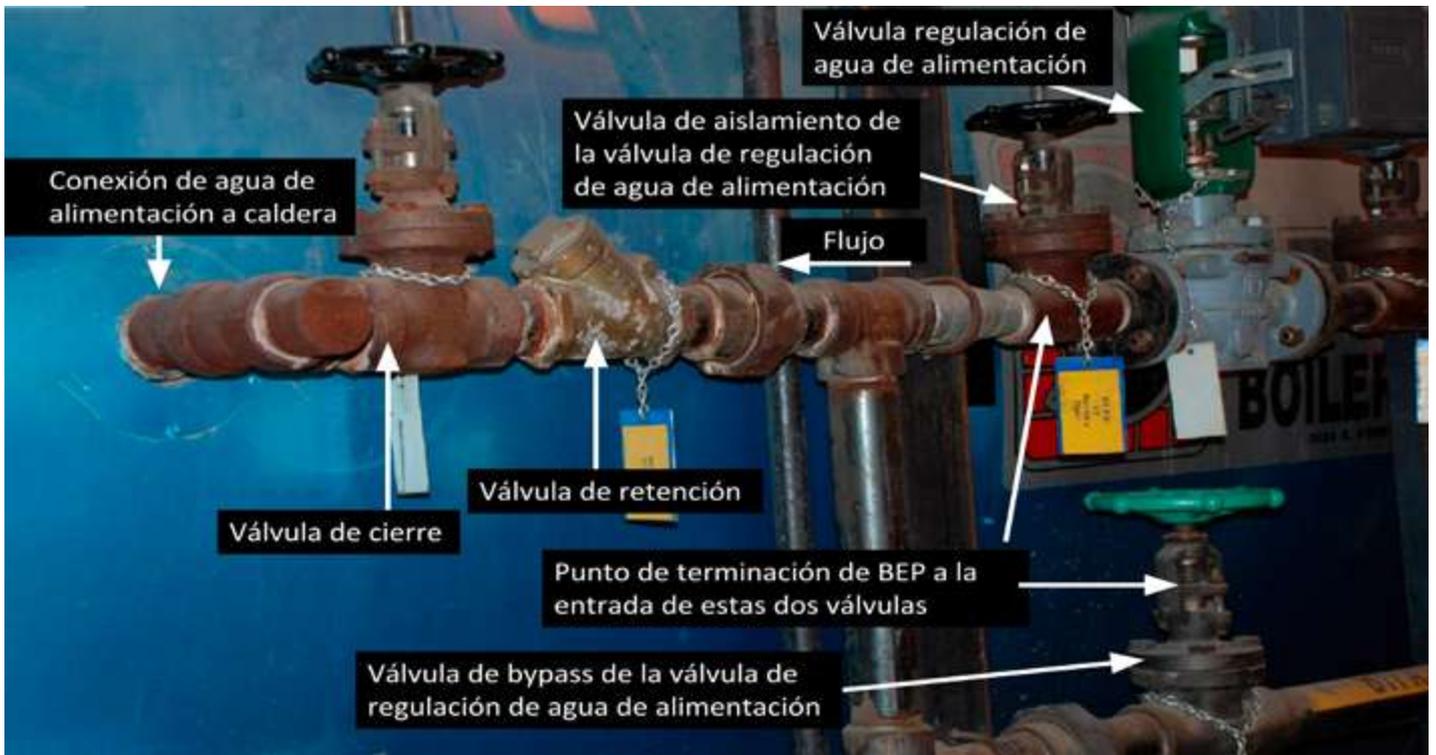
El siguiente arreglo ganando en popularidad es el uso de una válvula reguladora de agua de alimentación controlada por la variación en el nivel del agua de la caldera. Este tipo de sistema provee un mejor y más consistente control del nivel de agua de la caldera, y se está volviendo más estándar según calderas pirotubulares más grandes están siendo instaladas. Este sistema es también usado para instalaciones de múltiples calderas donde hay un cabezal de agua de alimentación común con múltiples bombas de agua de alimentación. El cumplimiento de la Sección I del código de ASME requiere que el sistema de agua de alimentación sea capaz de suplir la

ca excepción a esta regla está en ASME B31.1, párrafo 122.1.7 (b2), para la tubería de agua de alimentación usada en un sistema de unidad de turbina de una sola caldera donde la válvula de retención puede ser la primera válvula fuera de la caldera con la válvula de cierre ubicada aguas arriba. Está permitido tener una válvula de retención y una válvula de cierre de diferente tamaño.

Comencemos nuestra discusión sobre las tuberías de agua de alimentación con un sistema de agua de alimentación muy básico que se encuentra en la mayoría de las calderas de tamaño pequeño a mediano: el sistema de agua de alimentación de encendido y apagado ON/OFF.

necesario. La presión de diseño para la tubería desde el punto de terminación hasta la fuente de agua de alimentación está sujeta a la Sección I de ASME, la cual requiere que esta tubería sea capaz de suplir la cantidad requerida de agua de alimentación a la caldera cuando el dispositivo de alivio de presión de ajuste más alto, más 3%, está operando. En el caso donde estos dispositivos de alivio de presión son más bajos que la MAWP de la caldera, esta puede permitir el uso de accesorios con un régimen de clase más baja que para las tuberías usadas dentro de los límites de BEP. Debería tenerse precaución si los dispositivos de alivio de presión son cambiados al régimen de MAWP de la caldera para asegurar que los accesorios son adecuados para su uso en el nuevo requerimiento de presión.

cantidad requerida de agua de alimentación a la caldera cuando el dispositivo de alivio de presión de ajuste más alto, más el 3%, esté operando. La buena práctica de ingeniería requiere que las válvulas y tuberías de agua de alimentación satisfagan este requerimiento para la operación segura de la caldera. Debería tenerse precaución si los dispositivos de alivio de presión están instalados usando un ajuste menor que la MAWP y luego cambiado en una fecha futura a la MAWP de la caldera. Las bombas y válvulas de agua de alimentación deberían ser verificadas y confirmadas de que ellas aún están en cumplimiento del código si son hechos cambios.



Ejemplo de una bomba supliendo dos o más calderas utilizando un bypass de tres válvulas alrededor de la válvula reguladora.

Cuando se usa una válvula de agua de alimentación, una examinación minuciosa del arreglo del agua de alimentación debería desempeñar para determinar los puntos de terminación de BEP.

Como se señaló anteriormente, la válvula de retención y la válvula de cierre requeridas también se incluyen en esta tubería. Cuando es instalada una válvula de agua de alimentación sin bypass, esta viene a ser el punto de terminación y está sujeta a las reglas de diseño para las tuberías de agua de alimentación. En cuanto a los sistemas básicos de agua de alimentación mencionados anteriormente, esta válvula de agua de alimentación y la tubería a la válvula de cierre requerida pueden ser reducidas en tamaño a lo que es requerido para alimentar la caldera. Cuando una válvula reguladora de agua de alimentación está equipada con una derivación de tres válvulas, los puntos de terminación de la BEP son reubicadas. Las nuevas ubicaciones serán la cara exterior del bloque y las válvulas de derivación (bypass) (ver figura 100.1.2-3 en ASME B31.1 2018, anterior Figura 100.1.2(B)). En este caso, la válvula de agua de alimentación solo está sujeta al requerimiento de diseño del 3% sobre el dispositivo de alivio de presión de ajuste más alto. Todas las válvulas y la válvula de control del agua de alimentación deben ser dimensionadas para proveer la cantidad requerida de agua de alimentación para ser compatible con el código.

Economizadores de Agua de Alimentación

Otra instalación que se está volviendo más común es el uso de un economizador de agua de alimentación que está montado en la chimenea de la caldera. Instalando estos sistemas puede presentar problemas al definir los puntos de terminación y otros requerimientos para cumplir con ASME B31.1. La Sección I de ASME establece específicamente que, si un economizador está instalado sin válvulas intermedias entre la conexión de salida del economizador y la con-

exión de agua de alimentación de la caldera, es responsabilidad del comité de la Sección I del código ASME. Las válvulas requeridas para el cumplimiento de BEP solo aplican a la tubería instalada en la conexión de entrada del economizador. Los requerimientos de alivio de presión del economizador ahora se cumplen con las válvulas de alivio de presión de la caldera y no es requerida protección adicional para el economizador.

Un problema surgirá cuando la tubería y válvulas de agua de alimentación requeridas por el código estén ubicadas entre la conexión de salida del economizador y la conexión de entrada de agua de alimentación de la caldera. El economizador ahora puede ser aislado de la caldera y venir a ser un recipiente a presión encendido que requiere válvulas de alivio de presión. Esta tubería ahora debe cumplir con las reglas del código ASME B31.1 para tuberías BEP.

Las reglas de diseño de BEP ahora están definidas por la MAWP del economizador, o la presión de apagado de la bomba del sistema de agua de alimentación, no por la MAWP de la caldera. Está permitido instalar dispositivos de alivio de presión en el economizador basado en la MAWP del economizador, incluso si este excede la MAWP de la caldera. Para garantizar el flujo de agua de alimentación a la caldera, estas válvulas deberían ser cuidadosamente se-

leccionadas de modo que las válvulas de alivio de presión de la caldera operen antes que los dispositivos de alivio de presión del economizador. Dado que la MAWP del economizador es generalmente mucho más alto que la MAWP de la caldera, existe la posibilidad de que la BEP esté expuesta a esta presión más alta. Es posible para una caldera con una MAWP de 150 psi y con tubería de agua de alimentación diseñada para 188 psi que incorporar un economizador diseñado para una MAWP de 400 psi, con dispositivos de alivio de presión con un ajuste de 400 psi, ahora sometiendo esta tubería de 188 psi a 400 psi. Un economizador ubicado aguas arriba (lado bomba) de los límites requeridos de las BEP requerirá una presión de diseño compatible con la presión del agua de alimentación en la ubicación instalada. Normalmente, esto será considerablemente más alto que cualquiera de las presiones de diseño empleadas dentro del alcance de la BEP.

Bombas de Agua de Alimentación

Cuando una inspección es desempeñada en una caldera y se observa que la presión de operación es sustancialmente más baja que el ajuste de la válvula de alivio de presión, la bomba de agua de alimentación debería ser verificada para asegurarse que esta cumpla los requerimientos de la Sección I de ASME, la cual dice que las bombas de agua de alimentación deberían ser capaces de suplir la cantidad requerida de agua de alimentación a la caldera cuando el dispositivo de alivio de presión de ajuste más alto, más el 3%, está operando. Si los dispositivos de alivio de presión están ajustados para 150 psi y la caldera está operando a 60 psi, existe la posibilidad de que la bomba de agua de alimentación no esté dimensionada apropiadamente.

Para que la bomba esté dentro de la curva de desempeño a 60 psi, es dudoso que la bomba pueda suplir el agua de alimentación requerida a 150 psi más 3%; sin embargo, si está instalada una bomba que está dimensionada para 150 psi más 3%, probablemente esta estará fuera de la curva de desempeño a 60 psi. El flujo de la bomba está inversamente relacionado a la presión de descarga. Según aumenta la presión, el flujo disminuye. Cuando la presión de operación y las presiones de ajuste de alivio de presión están más cercanas, es probable que la bomba se desempeñe apropiadamente. Aún es prudente confirmar que la bomba cumple con los requerimientos y cumple con la Sección I del código ASME.

Dispositivos de Alivio de Presión

A veces, puede venir a ser necesario reducir la presión de ajuste de los dispositivos de alivio de presión de manera que la bomba de agua de alimentación esté dentro de los parámetros de diseño y operación y de conformidad con las reglas de la Sección I del código de ASME. Esto está permitido dentro de los requerimientos del código siempre que la capacidad de alivio de presión requerida sea proporcionada. Según la

presión de ajuste del dispositivo de alivio de presión sea más baja, el dispositivo vendrá a ser más grande para proveer la capacidad requerida. Puede haber una limitación sobre a cuánto puede ser reducida la presión, ya que el tamaño de los dispositivos de alivio de presión estará limitado por el tamaño de las aberturas en la caldera.

Conclusión

La instalación e inspección de tuberías de agua de alimentación sujetas a las reglas de la Sección I de ASME y ASME B31.1 para BEP requiere una examinación detallada de cada sistema para asegurar el cumplimiento del código. Cada sistema de agua de alimentación es único y deberá cumplir requerimientos específicos para estar en conformidad con el código. Esta examinación determinará los puntos de terminación de la BEP y los elementos sujetos a estas reglas. Los siguientes elementos deberían ser verificados para asegurar el cumplimiento del código.

- El código requiere como mínimo una válvula de cierre ubicada en la conexión de agua de alimentación de la caldera y una válvula de retención instalada aguas arriba de esta válvula.
- La válvula de cierre y la tubería a la conexión de agua de alimentación de la caldera **deberá** ser del mismo tamaño que la conexión de agua de alimentación de la caldera.
- La presión de diseño para las tuberías de agua de alimentación sujetas a los requerimientos de BEP es MAWP más 25% o MAWP más 225 psi, lo que sea menor. NOTA: Esto está basado en la MAWP, no en la operación o ajuste de presión del dispositivo de alivio de presión.
- La temperatura de diseño para esta tubería está basada en la temperatura del vapor de saturación en la MAWP de la caldera.
- Cuando una válvula de control de nivel de agua de alimentación es instalada sin una derivación (bypass), la válvula misma viene a ser el punto de terminación de la BEP.
- Cuando una válvula de control de nivel de agua de alimentación es instalada con válvulas de aislamiento y una derivación (bypass), la derivación y la válvula de aislamiento (ubicadas aguas abajo de la válvula de control de agua de alimentación) se convierten en el punto de terminación de la BEP.

- Cuando se usa un economizador sin algunas válvulas intermedias entre el economizador y la conexión de agua de alimentación de la caldera, las reglas BEP aplican a la entrada del economizador y válvulas de alivio de presión no son requeridas en el economizador.
- Tenga precaución cuando instale válvulas de control de nivel de agua de alimentación entre la conexión de salida del economizador y la conexión de entrada de agua de alimentación de la caldera. Esta tubería ahora puede estar sujeta a la MAWP del economizador, no al MAWP de la caldera. Las válvulas de alivio de presión son ahora requeridas en el economizador.
- La fuente de agua de alimentación debe ser capaz de suplir la cantidad requerida de agua de alimentación a la caldera al 3% sobre el dispositivo de alivio de presión ajustado más alto.

La próxima y última parte 3 en esta serie discutirá la instalación e inspección correcta y que cumpla con el código de un sistema de tuberías de calderas, que a menudo se pasa por alto e instala inapropiadamente: válvulas de purga y tuberías.

Steve Kalmbach ha estado involucrado en la reparación de la caldera, mantenimiento y servicios industriales durante más de 45 años. Su compañía, Kasco, tiene un Certificado de Autorización "R" del National Board para reparaciones y alteraciones y un Certificado de Autorización de ASME con designadores S y U controlados por la oficina en Golden, Colorado.

Puede ser contactado en skalmb4427@aol.com

Publicado por primera vez en otoño 2012 en el BULLETIN del National Board. Reproducido con permiso del National Board.

Versión en línea:



“Selección de bomba de alimentación de caldera”

Además de la seguridad general de la planta, una de las principales preocupaciones de un gerente de planta es asegurarse de maximizar el tiempo de actividad, la confiabilidad y la disponibilidad de sus plantas. Las bombas de alimentación de calderas consumen una gran porción de la energía auxiliar usada dentro de una planta de potencia, y estas bombas pueden requerir más de 8 MW en una planta de potencia de 400 MW. Por lo tanto, es crítico para el tiempo de actividad, la disponibilidad y la confiabilidad de la planta que estas bombas operen eficientemente y en su punto de diseño. Para conseguir este nivel de eficiencia, es importante elegir el tipo apropiado de bomba de alimentación de caldera basado en la aplicación requerida.

Muchos factores deben ser tomados en consideración cuando se selecciona una bomba de alimentación de caldera. Decisiones, tales como la construcción de la bomba, la construcción del rotor, el tipo de cojinete y los requerimientos del sistema de soporte de la bomba, deberían ser hechas en conjunto con el fabricante de la bomba y tener en cuenta la experiencia específica en instalación y servicio del fabricante. La capacidad de la bomba para desempeñarse bajo varias condiciones operacionales y transitorias también debería ser discutida con el proveedor de la bomba para asegurar que la selección óptima es hecha para un servicio y confiabilidad a largo plazo.

Algunas de estas variables que impactan la selección de la bomba de alimentación de la caldera incluyen el modo de espera (standby) en caliente, las oscilaciones de carga, el arranques y paradas y los arranques en frío.

Si las operaciones/demandas de la planta requieren que la planta permanezca en modo de espera caliente por hasta 24 horas, el agua de alimentación de la caldera permanece cerca de la temperatura de operación y es continuamente recirculada de vuelta a la succión. Esto permite que la planta reaccione rápidamente a la demanda de carga, alcanzando la carga completa en 10

minutos. Por lo tanto, la bomba debería poder realizar esta operación continua al caudal de recirculación predeterminado.

Una planta de ciclo combinado típicamente operará en varios puntos de carga a lo largo de un ciclo de 24 horas, conocido como variaciones u oscilaciones de carga. El diseño/eficiencia de la planta está basado en operación a plena carga. Cuando la planta opera a menos de carga completa, los sistemas de bombeo serán impactados. Las bombas deberían ser seleccionadas/especificadas y controladas para satisfacer los diferentes puntos de carga mientras se mantiene una eficiencia y confiabilidad óptimas de la planta.

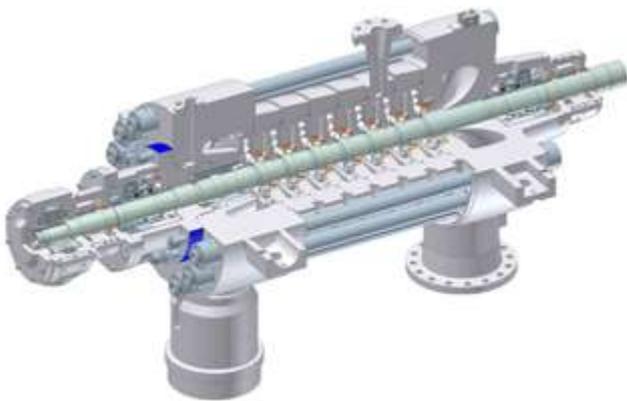


Una planta “pico” y/o intermedia estará sujeta a frecuentes arranques y paradas. El sistema de bombeo debería ser especificado y diseñado para tolerar esta operación cíclica. Algunos factores que deben tenerse en cuenta cuando se selecciona una bomba que operará en estas condiciones son los parámetros hidráulicos, mecánicos y operacionales.

Llevar la planta arriba en un arranque frío requiere llenar el tambor de la etapa de alta presión (HP) de turbina. Algunas operaciones utilizan la bomba de agua de alimentación de la caldera (BFWP). Esta práctica es arriesgada ya que la BFWP es una unidad de alta energía y serios daños al equipo pueden resultar si esta no es controlada apropiadamente durante este proceso. Alternativamente, una bomba dedicada al servicio de llenado del tambor HP puede ser una inversión que valga la pena.

Para asegurar que estas necesidades sean satisfechas, el usuario debe consultar las recomendaciones del fabricante basadas en los servicios y usos de la bomba. Los tipos de bomba, los materiales de construcción, la construcción del rotor y las consideraciones de sello, entre otros criterios, necesitan ser evaluados para garantizar que la aplicación apropiada será implementada, lo que resultará en una bomba más eficiente.

Hay algunos tipos de bombas de alimentación de calderas que pueden ser implementadas en un sistema de planta de potencia basado en las necesidades del usuario. Para presiones de hasta aproximadamente 125 bar (1800 psi), los tipos típicos de bombas de alimentación de calderas incluyen la sección de anillo multietapa horizontal (tipo BB4) o diseños de caja dividida axial (tipo BB3), aunque en algunas aplicaciones puede haber una preferencia por una bomba de doble carcasa (tipo BB5). Para presiones más altas, los tipos de bombas de alimentación de caldera usadas son usualmente de sección de anillo multietapa (tipo BB4) o bomba de doble caja (tipo BB5). Las empresas de servicios eléctricos prefieren la disposición de la bomba entre rodamientos para obtener el más alto nivel de confiabilidad.



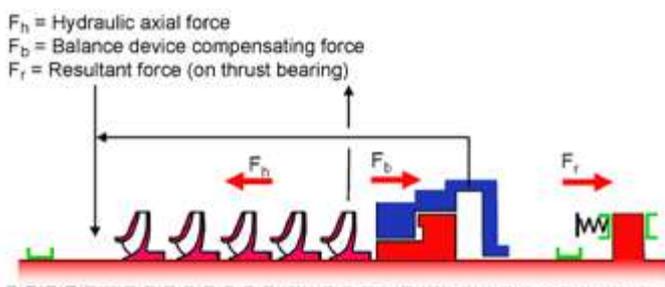
Bomba de sección de anillo multietapa (BB4)

La elección del material se basa en los fluidos que se manipulan y de las temperaturas a las que operará la bomba. Las bombas de alimentación de calderas son típicamente construidas con internos de acero inoxidable de la serie 400. Los tipos de bomba BB3 y BB4 utilizan carcasa de acero inoxidable de la serie 400 cuando la temperatura de bombeo supera los 120°C (250°F). El barril exterior de la bomba tipo BB5 puede ser de acero fundido o forjado, diseñado

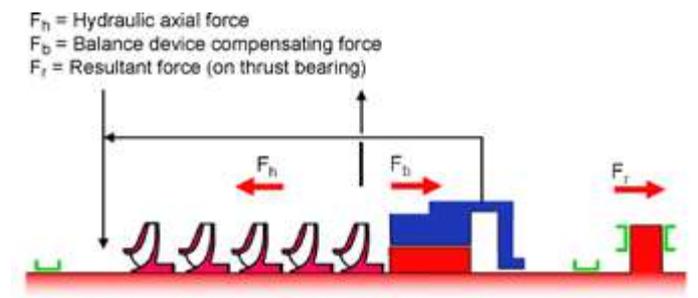
usando la Sección VIII de ASME como guía para los límites de presión y atornillado. Cuando se utiliza material de acero al carbono forjado para el barril exterior, las áreas de la superficie interna expuestas a una alta velocidad de flujo de fluido pueden ser recubiertas por soldadura (overlay) con acero inoxidable para mejorar la resistencia a la erosión.

Un factor clave en la selección de bombas para el exigente servicio de alimentación de calderas es el equilibrio axial hidráulico del rotor. Hay que tener en cuenta dos tipos de construcción del rotor: impulsores en línea (Tándem) e impulsores opuestos (back-to-back). Con los impulsores en línea, el empuje axial hidráulico de los impulsores generalmente es contrarrestado por un dispositivo de equilibrio, ya sea un disco de equilibrio o un tambor de equilibrio (balance disk or a balance drum), o algunas veces una combinación de ambos.

Las ventajas de un diseño de disco de equilibrio pueden incluir una recirculación interna reducida y la habilidad del disco para compensar el desgaste y la cantidad de empuje que requiere equilibrio. El tambor de equilibrio no compensa los cambios en el empuje y típicamente exhibe más pérdidas internas de recirculación. La ventaja del tambor de equilibrio está en la apertura de su holgura de funcionamiento. En el caso de bombas en sistemas en los que pueden producirse alteraciones severas, o donde material extraño está continuamente presente, los tambores de equilibrio pueden resultar menos sensibles que los discos de equilibrio. Cuando un rotor está configurado con el diseño de impulsor impuesto, cualquier cambio en el empuje axial durante su vida útil debido al desgaste en las holguras dará lugar a cambios de empuje residual más pequeños. Esto permite seleccionar un cojinete de empuje más pequeño.



Compensación de empuje axial por disco de equilibrio o tambor de equilibrio escalonado junto con cojinete de empuje



Compensación de empuje axial mediante tambor de equilibrio y cojinete de empuje axial

El sellado del eje puede ser logrado con sellos mecánicos, empaques o diseños de laberinto de fugas controladas. Los sellos mecánicos pueden ser operados sin inyección de agua fría o pérdida de agua caliente de proceso. El plan de tubería típico usado es un Plan 23 (recirculación del anillo de bombeo a través del enfriador de vuelta a la cámara de sellado), con una variedad de otros planes utilizados en servicios de menor actividad. El Plan 02 (sin salida, sin circulación, con chaqueta de enfriamiento) se puede utilizar en los modos de operación de marcha lenta o en espera en caliente además de las bombas embaladas. Pueden ser requeridos sellos mecánicos diseñados a velocidades de eje superiores a 23 m / s (4500 pies / min). El empaque de grafito se puede utilizar a velocidades de hasta 25 m/s (5000 pies/min) y a presiones de hasta 34,5 bar (500 psig). Deberían ser permitidas mayores tasas de fuga para la operación en los límites más altos. Los diseños de laberinto son de no

contacto, pero resultan en altas tasas de fuga y penalizaciones de eficiencia térmica, ya que el agua caliente se pierde continuamente del flujo del proceso.

Hay muchas consideraciones que intervienen en seleccionar la bomba apropiada, algunas de las cuales no se mencionan en este artículo. Uno de los aspectos más importantes de la selección de la bomba es evaluar qué función cumplirá la bomba de alimentación de la caldera y a qué tipo de entorno estará sujeta. En ese punto, el usuario debe referirse a las recomendaciones del fabricante para asegurar que la selección apropiada será hecha, proporcionando la bomba más eficiente y maximizando su vida útil. Seleccionar el tipo correcto de bomba de alimentación de caldera es una forma de ayudar a maximizar el tiempo de actividad, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta.

Peter Gaydon

Ingeniero Mecánico

Director de Asuntos Técnicos del **Instituto Hidráulico** con responsabilidad de todos los estándares, libros guías y programas de certificación del Instituto Hidráulico, así como la gestión de los comités de regulaciones gubernamentales con alcance técnico.



Desde 1917, **el Instituto Hidráulico (HI) ha** convocado a ingenieros de bombas de las comunidades de fabricantes, diseño y usuarios para desarrollar tanto ANSI como estándares de la industria. HI también produce Lineamientos de Aplicación; Cursos de Capacitación de Bombas, Componentes y Sistemas de Bombas y el programa de Certificación de Evaluación de Sistemas de Bombas Profesional (PSAP). HI tiene un libro guía para ayudar en la selección, aplicación y operación de bombas para aplicaciones de plantas de Potencia. Bombas de Plantas de Potencia: Lineamientos para Aplicación y Operación se pueden comprar en www.eStore.Pumps.org/Guidebooks. Información adicional sobre el **Instituto Hidráulico (HI)** en www.pumps.org



**¿ESTAN TRABAJANDO
CORRECTAMENTE LOS
SOPORTES DE SUS
TUBERÍAS?**

**LOS EXPERTOS DE
PIPINGSOLUTIONS PUEDEN
IDENTIFICAR LOS
PROBLEMAS DE SOPORTES
DE SUS TUBERÍAS Y
RECOMENDAR SOLUCIONES.
WhatsApp: +34 625898225**



PIPINGSOLUTIONS, INC.

6219 Brittmoore Road - Houston, Texas 77041-5114, U.S.A.

Teléfono: 1-713-849-3366 - FAX: 1-713-849-3654

E-mail: info@pipingsolutions.com - Web: <https://www.pipingsolutions.com>

Representante en América Latina:

Combustión, Energía & Ambiente, S.A. - WhatsApp: +34 625898225

E-mail: carlos.lasarte@ceaca.com - Website: <https://www.ceaca.com>



¿Estás seguro de saber la importancia del sistema de bombas para calderas?



LEANDRO SOTO OSTOS

Ingeniero de ventas de equipos de bombeo industrial
Gerente de Ventas Panawater S.A.
Panamá - Venezuela

Correo electrónico: renviper@gmail.com

¿Por qué improvisar cuando hablamos de la selección, instalación, puesta a punto, operación y mantenimiento? ¿Hasta qué punto yo como usuario de calderas conozco los requerimientos que deben cumplir de sus bombas de agua de alimentación? ¿Hay alguna norma o manual que establezca estos requerimientos?

Desde la Sección I del Código ASME "Reglas para Construcción de Calderas de Potencia" y la Parte 1 "Instalación" del Código de Inspección del National Board, plantean los requerimientos del sistema de agua de alimentación a las calderas, desde el punto de vista del caudal y la presión, esto último relacionado con los ajustes de los dispositivos de alivio de presión. Cumplir con estos requerimientos es crucial para garantizar la operación segura de la caldera. Por otro lado, el sistema de agua de alimentación deberá ser verificado según el sistema de generación de vapor vaya siendo cambiado.

Del sistema de agua de alimentación, tuberías, válvulas y bombas, estas últimas son posiblemente el componente de mayor importancia, el corazón, que garantiza la operación segura de las calderas. Para referencia y apoyo, siempre sugiero el "Cameron Hydraulic Data" de C.C. Heald en cualquiera de sus 20+ ediciones, que para muchos es una biblia a la hora de seleccionar según los requerimientos y variables de trabajo.

El caso presentado en este artículo podría considerarse como una visión anecdótica de las necesidades del bombeo confiable en la caldera de una planta industrial, que podría haber sido creado por el autor, basado en sus experiencias, pero podría ser real y más un lector habrá pasado por esto.

Y todo comienza con una llamada de urgencia de una Planta en Centro América...

Sábado 4:41am, mayo del 2018.

Recibimos una llamada de un Ingeniero de planta de una fábrica de aceite quien comenta alterado... Ingeniero disculpe la hora, la bomba de la que hablamos no aguantó, tengo la caldera parada y una producción para entregar esta semana ya comprometida como usted sabe, que podemos hacer...(WoW) en ese momento, pensé mil cosas que decirle y recordé en un segundo como comenzó este tema hace un año aproximadamente.

Abril del 2017, en gira de visitas a plantas industriales.

Con mi experiencia en áreas gerenciales en plantas de aceite de varios años y las ganas de apoyar en temas de bombeo sobre todo luego de un último entrenamiento en una fábrica en Luisiana-USA, comencé a acercarme a todas las fábricas cercanas para ver qué estaban haciendo en bombeo, como estaban sus sistemas actualmente, modelos y marcas más usadas por ellos. Tenía ya experiencias en visitas algunos países de Centroamérica, como Costa Rica, Honduras y Guatemala e imaginé que estarían en condiciones similares; es decir, una lucha fuerte por mantenerse en presupuesto, con mucho trabajo de taller interno y discutiendo la situación de inversiones o presupuesto necesarias para cumplir con las metas anuales de producción, que siempre están por encima de cualquier otra necesidad de la empresa.

Entonces, particularmente en una de estas empresas se hizo un recorrido extenso y detallado de su parque de bombas que van desde equipos ANSI, desplazamiento positivo de diversos tipos, dosificadoras, vacío, agua condensada, trasiego en tanques y finalmente de lo más importante, todos los sistemas de bombeo que apoyan y sustentan la caldera de la planta tanto en alimentación como llenado y "uff... ¿qué pasó aquí? ...hay mucho trabajo que hacer".

Por muchos años y después de varios cambios de dueños, gerencias y reparaciones; nos encontramos, en la alimentación de caldera, un sistema de bombeo dúplex basado en el tipo multietapas horizontales de unos 600PSI cada una, un diseño bastante típico para estos formatos de plantas prefabricadas y usualmente compradas a Integradores Asiáticos de renombre en el ramo. Por supuesto no siempre las bombas originales son las mejores, pero hacen el trabajo con eficiencia suficiente para confiarle los primeros años de vida de la planta.

Los equipos que encontramos tenían fugas, falta de manómetros de succión y de descarga, las válvulas de compuerta se veían comprometidas o de baja confiabilidad, ruidos inadecuados del motor, uno de los motores estaba fuera reparándose (la caldera estaba trabajando solo con una bomba)

Después de un buen análisis y revisar los equipos que había, había que sugerir como solventar los equipos indispensables en la línea de producción, otros en el sistema de trasiego de tanques de producto terminado y los de caldera que definitivamente, tenían la importancia máxima de cualquiera de los anteriores.

El Ingeniero de planta solicitó presentar las propuestas y hablar con el responsable de mantenimiento, que no había porqué preocuparse porque tenían tres años trabajando así y "todo estaba muy bien". Luego de conocer al Ingeniero de mantenimiento y comentarle la preocupación por lo observado, supuse que no se iba a lograr la acción correctiva esperada, pues era un joven bastante nuevo en su posición, de poca experiencia, que estaba aprendiendo el arte de hacer mantenimiento bajo presupuesto cerrado, basado en las prioridades de producción y con planes de mantenimiento apenas básicos o en desarrollo, aplicando lo aprendido en la universidad.

Se solicitó ir más arriba para hacerle un comentario de alerta a la gerencia, para elevar este

punto de vista. Se logró una reunión donde finalmente se planteó el tema de la caldera y sus sistemas de bombeo, a lo que nos comentó:

...Entiendo, pero eso es mucho dinero y tiempo de parada que ahora no puedo darme el lujo de hacerlo!

...Ingeniero, si su planta está diciéndonos algo, hay que escucharla!

Los equipos industriales y particularmente las bombas tienen una curva de comportamiento que varía en el tiempo, muchas veces con el mantenimiento y productos correctos alargamos su vida, pero otras veces sin mucha explicación fallan antes de lo previsto o inclusive sin avisar (aquí los especialistas en mantenimiento dirán que siempre avisa, pero no lo creo).

En casos como este, puede resultar complicado hacer entender objetivamente, a quienes toman decisiones, sobre la necesidad de inversión en temas de mantenimiento, si se considera la prevención y predicción como un gasto.

Luego de varias llamadas al ingeniero de mantenimiento, se resolvieron un par de problemas menores en equipos que no eran para la caldera y se mantenía la preocupación y el seguimiento, hasta que en diciembre de ese año 2017 decidieron comprar una bomba de segunda para la redundancia (dijeron: "una baratija frente al costo de la nueva"). Se instalaron nuevos manómetros, pero no la válvula de compuerta de la que alegaban que estaba en perfecto estado. El sistema de seguridad de alta presión ya estaba dañado y no lo habían reparado. La bomba "nueva" no era un modelo exacto al que tenían instalado, pero con una curva similar.

Mediados de diciembre de 2017. Nuestra empresa emitió un nuevo informe a la planta para indicarles la urgencia del tema de reparar el sistema de bombeo de la caldera para evitar una inminente parada por rotura total, revisar los sistemas de apoyo de las bombas, la seguridad y hacer pruebas que significaba una parada mayor de aproximadamente dos días. Por supuesto impensable para la gerencia.

Finales de febrero de 2018. Como parte del presupuesto de planta del año habían procurado una bomba nueva para cambiar una de las viejas y dejar el sistema en mejor estado durante la próxima parada programada para mediados de año.

...al fin, una luz en el camino, decisión que debían haber tomado meses atrás.

Perfecto un gran paso, pero se recomendó no olvidar la reparación completa de los sistemas de seguridad y medición, para lograr la efectividad requerida con dicho cambio.

Se pidieron algunos datos de los diseños originales para corroborar alguna data, pero había poca disponible, la caldera era un segundo equipo, las bombas originales no eran las actuales, así que se tenía un ojo cerrado en el asunto, pero al menos el equipo estaba en camino. Por cierto, estos equipos usualmente tardan unas 10-12 semanas en estar listos, lo que indicaba que la entrega estaría muy justa para el mantenimiento programado, pero se podía lograr. De nuestro lado, la preocupación recaía en quedar mal como suplidor, pero aún más en que el equipo en servicio no aguantara hasta esa fecha.



Volviendo a la llamada inicial el día de la falla; **sábado 4:42am, mayo del 2018**...Ingeniero mañana mismo salimos para allá, y veamos cómo está el envío de la bomba para acelerarlo (fue lo primero que pensé y le dije mientras seguía dándole vueltas a la cabeza como resolver esto en poco tiempo, ya que el dinero ahora no era el problema)

Domingo 11:50am. El equipo de trabajo viajó al sitio para ver si había algún chance de reparar la bomba, ya en planta nos dimos cuenta que no habían contado toda la verdad y la situación era peor. La bomba que estaba funcionando era la de respaldo, hacía falta el motor de la segunda y las tomas de succión y descarga estaban todas recargadas y desalineadas por lo que se debían reconstruir todos los distribuidores (manifolds de succión y descarga). Recuerdo que ese día se trabajó hasta las 2am del lunes y se hizo un arreglo a la bomba de respaldo que aún quedaba, consiguiendo un motor usado

para arrancarla y así operar hasta que se hiciera la nueva parada. Se le comentó al personal de planta que duraría máximo una semana, pero era impredecible. El equipo de trabajo fue a casa a descansar y esperar la bomba de fábrica. Ese miércoles se envió la bomba adelante en avión y nos avisaron que la bomba reparada no estaba funcionando bien.

Miércoles aproximadamente a la 1:30pm. Yendo hacia la planta para apoyar en la instalación, hacer todas las pruebas de arranque y asegurar que el equipo nuevo quedara en perfecto funcionamiento. Faltaban aproximadamente dos horas de camino cuando se recibió una llamada:

...Ya vamos a arrancar el equipo nuevo ... No podemos esperar más y se va a dar la orden, el personal de planta sabe lo que tiene que hacer...nos vemos aquí y revisan cuando llegue que ya esté funcionando!

Esto es una decisión de la supervisión de la planta, pero siempre es muy aconsejable e importante por razones de garantía, que el representante del fabricante o el suplidor esté allí para que presencie y verifique como quedó la instalación, todo el procedimiento de arranque y las variables de trabajo, etc. para además capacitar al personal técnico de la planta que atenderá la bomba ya en servicio.

“Llegamos y se encontró una escena de guerra, nos miraban como un comando armado para salvar al soldado Ryan entre una nube de polvo, el silencio era increíble, la caldera apagada y las caras caídas”

¿Qué paso? preguntaron los Gerentes, que ese día si estaban todos en el sitio, viendo como el equipo nuevo había sido destruido en segundos luego de arrancado. “Aún no lo sé, estamos llegando, pero vamos a revisar de inmediato”

pensando en un plan B, pues a simple vista la bomba nueva efectivamente estaba en pedazos y había que hacer todo de nuevo.

Una semana después, con una bomba de segunda, todos los sistemas de seguridad nuevos y a punto, el personal en entrenamiento, algunos técnicos despedidos, dinero gastado por emergencia y mucho aprendizaje, el sistema de bombeo de la caldera estaba al 50% operativo, pero como debe ser, solo quedaba esperar la bomba nueva que llegaría en 10-12 semanas más.

Por cierto, la falla se le atribuyó a un golpe axial provocado por arrancar la bomba en columna llena y con la válvula de compuerta abierta sin poder ver variables porque no existían manómetros. La fuerza fue tal que el eje se salió por la tapa trasera acabando con gran parte de la carcasa, rodamientos y otros elementos internos.

Para resumir y dar una pequeña moraleja, deberíamos tomar en cuenta lo siguiente:

a) Los diseños originales de las bombas y demás elementos industriales siempre varían en el tiempo debido a desgastes, ampliaciones o aumentos de requerimientos, cambios de variables tales como: características del fluido, flujo, presión, temperatura; etc. Por eso, no hay que confiarse y se debe ser precavidos en los análisis de recambio de equipos y comparar esos diseños originales contra la situación actual, más aún si están pensando en alguna ampliación o cambio próximo; escoger el equipo indicado va a dar la seguridad y tranquilidad requerida para muchos años más. Sigamos siempre las recomendaciones del fabricante e ingenieros especialistas.

b) Los sistemas de protección de las bombas van más allá de una válvula de seguridad, un sensor genérico de presión, una tubería sobredimensionada o de alta escala; hablamos de un conjunto de variables de trabajo que se deben proteger, ya que no es la inversión del equipo el problema, es su parada lo que dará el verdadero dolor de cabeza, por decir una pequeñez frente a posibles pérdidas humanas o de estructuras y equipos. Así que: válvulas de compuerta, alineación de tuberías a las tomas de succión y descarga, manómetros en succión (no olvide jamás el NPSH) y descarga, alivios de presión, reguladoras de presión o anti-ariete, sistema de lubricación si requiere, y los demás que puedan colocar nunca son suficientes.

c) Capacite a su personal, conozca sus equipos e instalaciones, haga los planes de mantenimientos completos, planifique sus paradas y cúmplalas. No escatime en gastos cuando se trate de la bomba de su caldera, el corazón de la planta.

d) Hay que ser sinceros, profesionales y pedir ayuda o esperar por ella cuando sea necesario; decidir a tiempo, pero también asertivamente es un arte, hacerlo apoyados de expertos... **¡y con seguridad nos ira siempre mejor!**

Desarrollo de Webinarios sobre los Artículos mejor valorados:

Como se indicó en la Presentación de la Revista "Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)" Nos Planteamos posicionarla como la revista de referencia, para los usuarios de todos los tipos y capacidades de calderas de la región latinoamericana, cubriendo todas las áreas de especialidad técnica relacionadas con el buen uso de Calderas. Hasta ahora, con solo dos ediciones previas "Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)" ha llegado a más de 4.000 lectores en 52 diferentes países.

Queremos que "Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)" sea abierta a las opiniones, consultas y sugerencias de los lectores y autores, para mejorarla y llevarla a cumplir con las expectativas de ustedes y cubrir las necesidades que tenemos en la región.

Queremos llegar a ser el Centro de Encuentro – Club Técnico para el análisis, la discusión, intercambio y la generación de valor agregado para optimizar el desempeño de los responsables de la Generación de Vapor, la Confiabilidad, Eficiencia y Seguridad de las Calderas.

Los objetivos planteados:

- Incentivar el intercambio de Experiencias Exitosas, o no, de Usuarios de Calderas
- Difundir:
 - Las mejores prácticas de Cuidados de estos equipos
 - Las novedades de los Códigos relacionado
 - Las nuevas tecnologías en las varias especialidades
- Incentivar a los usuarios y a los entes reguladores a usar las calderas bajo las mejores prácticas y normativa.

En este sentido y siguiendo sus opiniones como lectores, se han llevado adelante los tres primeros Webinarios de los artículos mejor valorados en la Primera Edición de julio 2020:

Webinario # 1 (17 de noviembre 2020)

"Inspección de caldera"

¿Está satisfecho con la que realiza su proveedor de tratamiento químico?"

Webinario # 2 (01 de diciembre 2020)

"Calderas, emisiones y la capacitación de los operadores"

Webinario # 3 (15 de diciembre 2020)

"Software de seguridad en calderas pirotubulares (humotubulares)"

Si no tuvo la ocasión de presenciarlos, suscríbase y véalos en nuestro **Canal YouTube**



Esté pendiente de nuestras noticias semanales desde editorial@ceaca.com

Próximos Webinarios de la Segunda Edición octubre 2020:

- La Accidentabilidad de Calderas en nuestra Región...**De su Opinión en Foro Abierto**, en el Análisis de ... ¿Qué está pasando? ... ¿Qué estamos dejando de Hacer?
- Caldera 4.0: La tecnología de hoy que puede mejorar una caldera
- B31.1 Código de Tuberías de Potencia y Análisis de Esfuerzos de Tuberías
- Accidentes en calderas ¡¡Aprendamos de los errores!!
- Seguridad funcional en calderas
- Preservación de calderas en condiciones fuera de servicio

Agradecemos el aporte que los autores están brindando al dar un esfuerzo adicional al de escribir sus artículos, abriéndose a compartirlos con ustedes en estos Webinarios, y el apoyo e interactividad con esta propuesta y la participación activa de cada uno de ustedes al dar su opinión – valoración de los artículos sobre los que quieren interactuar con los autores y asistir en los Webinarios

Háganle llegar esta buena noticia a otros Colegas y Usuarios de Calderas, para que beneficie a la mayor cantidad de interesados.

Ha sido un honor y queremos compartir con todos ustedes, que la Revista: **“Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)”** Además de haber contado con el apoyo y la confianza de la **Junta Nacional de Inspectores de Calderas y Recipientes a Presión**, conocida con el **National Board**, al haberse presentado institucionalmente en la Primera Edición “Entonces y ahora: Una descripción general de la Junta Nacional (The National Board) de Inspectores de Calderas y Recipientes a Presión” y permitido publicar artículos de su reconocida revista BULLETIN en las siguientes, entre los días 06 y 20 de noviembre 2020 **“Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)”** Estuvo expuesta en el sitio web de tan importante organización:

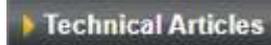


Si quiere ver la noticia, puede entrar en el enlace: 

Conozca más sobre el National Board y sus Reglas sobre el Uso Seguro de Calderas y Recipientes a Presión:

Para ver todas las Revistas BULLETIN desde el 2002 

“Classic Series”

Más de 70 artículos técnicos publicados previamente en el BULLETIN 

Para conocer detalles de los varios Estampes que ofrece el National Board **NB, NR, R, T/O y VR** 

ALGUNOS RECURSOS DISPONIBLES:

¿Quiere conocer cuáles son los Talleres y Contratistas con Certificado de Autorización para Estampar la Fabricación (ASME) y las Reparaciones – Alteraciones (NB) de Recipientes a Presión y Calderas en su país?

¿Cree que el Taller de su Planta puede ser acreditado para Reparar aplicando el Estampe “R” como “Propietario – Usuario” de equipos de presión?

En español.

¿Cree que el Grupo de Inspección de su Planta puede ser acreditado como “Organización de Inspección de Propietario – Usuario” de equipos de presión?

En español.

PUBLICACIONES

Enero 2021 3ra Edición

Emissão acústica Conceitos e Aplicações

Este livro foi elaborado no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no subtema novas técnicas para efficientização e diminuição da emissão de poluentes para usinas termelétricas a gás em ciclo-combinado, denominado "Análise Estrutural de Componentes da Caldeira Utilizando a Técnica de Emissão Acústica", sob número ANEEL PD-0539-0003/2014. O projeto está em execução pelos Institutos Lactec para a geradora Usina Elétrica a Gás de Araucária (UEGA).

O conteúdo deste livro reflete a opinião e experiência de profissionais que atuam na área de emissão acústica, assim como o trabalho de pesquisa e desenvolvimento resultante desse projeto e de outros trabalhos na área.

[O acesso gratuito ao livro está disponível em](#)

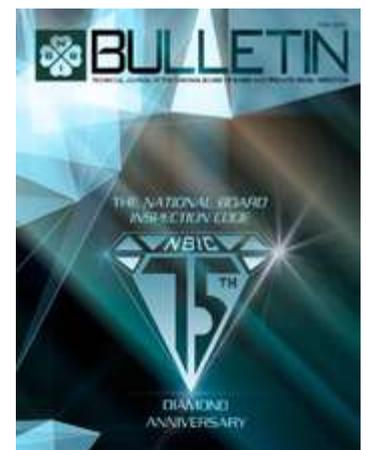


The National Board BULLETIN

El BULLETIN del National Board es una revista técnica distribuida en todo el mundo tres veces al año. Cada edición incluye artículos reveladores relacionados con la industria de equipos a presión, incluida una mirada de cerca a los inspectores jefes de jurisdicción; actualizaciones oportunas sobre los cambios de miembros de la Junta Nacional; consejos útiles sobre inspección de equipos, reparaciones y alteraciones; historias de casos de la industria; y una lista completa de la ley de jurisdicción y enmiendas regulatorias.

Última edición otoño 2020

Descargue la publicación [aquí](#)



Today's Boiler

La revista oficial de ABMA, Today's Boiler, se publica dos veces por año en asociación con la Revista Engineering Systems. La revista incluye lo último en tecnologías, tendencias e innovación en la industria de la caldera y todo el contenido del artículo es presentado por ABMA y sus compañías miembros.

Última edición otoño 2020

Descargue la publicación [aquí](#)



CALDERAS

GUÍA DEL USUARIO (en la Industria y Comercio)

Las páginas de esta Revista Digital – Técnica – Trimestral, Especializada en Calderas, están siempre abiertas para Usted.

¿Es usted Usuario de Calderas?

¿Es usted Desarrollador de Tecnología para Calderas?

Los invitamos a enviarnos sus Experiencias Exitosas, para publicarlas y compartirlas con todos los Usuarios de Calderas de Latinoamérica.

¿Tiene usted buenas Fotografías de Calderas y considera que podrían estar en nuestra Carátula? ...hágala suya!

Los invitamos a enviárnoslas, si son elegidas reconoceremos su autoría.

¿Es usted Proveedor de Productos, Equipos o Servicios para Calderas?

¿Quiere expandir sus ventas entre los Usuarios de Calderas de Latinoamérica?

Los invitamos a enviarnos las razones por las que los Usuarios de Calderas deberían preferir sus productos y servicios, presente un artículo técnico con alguna experiencia exitosa o pauté con nosotros.

Quiere Anunciar sus Productos y Servicios a más de 4.000 Usuarios de Calderas, en la Próxima Edición, contáctenos antes de las fechas de cierre y consulte promociones para sus pautas.

Próximas Ediciones (trimestres)	Fecha Entrega del Artículo	Fecha de Lanzamiento
#004 abril – junio 2021	05 de marzo 2021	16 de abril 2021
#005 julio – septiembre 2021	04 de junio 2021	16 de julio 2021
#006 octubre – diciembre 2021	03 de septiembre 2021	15 de octubre 2021

Si está interesado contáctenos y pida información por

editorial@ceaca.com