

**LOS ESTUDIOS DE OPTIMIZACIÓN DE CALDERAS SON UN
PRIMER PASO IMPORTANTE EN UN EXITOSO PROGRAMA
DE OPTIMIZACION DE CALDERAS**

**JOHN CURTIS McBURNEY, Sr.
THE McBURNEY CORPORATION**

Presentado a:
XIX CONGRESS OF ATACA 2013
11 al 13 de Setiembre del 2013
Hotel Wyndham Herradura –Costa Rica.

LOS ESTUDIOS DE OPTIMIZACIÓN DE CALDERAS SON UN PRIMER PASO IMPORTANTE EN UN EXITOSO PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN DE CALDERAS

JOHN McBURNEY
THE McBURNEY CORPORATION

INTRODUCCIÓN

Las plantas de calderas son una importante fuente de energía para la generación de vapor para requisitos de procesos industriales y generación de energía eléctrica. En el mercado competitivo de hoy, hay menos capital disponible para nuevas plantas de calderas. Medidas de reducción de costes están siendo implementadas las cuales dictan la necesidad de aumento de la eficiencia y/o capacidad operativa de las plantas. Las interrupciones programadas son de menor duración, por lo que requiere mayor planificación. Además, los clientes no se pueden dar el lujo de pacientemente aceptar largos plazos de entrega para nuevas calderas. Los proyectos de optimización de calderas, precedida de un estudio adecuado de ingeniería de optimización, por lo general requieren menos tiempo y dinero que requerido para una nueva planta de vapor. Sin embargo, lo único peor que no hacer un proyecto, es hacer un proyecto que no cumpla con sus requisitos de rendimiento. Un estudio de ingeniería sobre la optimización de la caldera, correctamente llevado a cabo, ayuda a asegurar que los proyectos de optimización de calderas cumplan los requisitos y expectativas de los clientes.

TRES TIPOS DE ESTUDIOS DE OPTIMIZACIÓN DE CALDERAS

Los estudios de ingeniería para la optimización de calderas son un primer paso importante en un exitoso programa de optimización. Estos estudios incluyen estudios de evaluación de desempeño, evaluaciones de condiciones y los estudios de extensión de vida. Los estudios se realizan para determinar necesidades específicas de la planta que se necesitan mejorar, y qué opciones están disponibles para satisfacer esas necesidades. El informe final de evaluación de desempeño incluye los datos actuales del rendimiento del equipo, recomendaciones y opciones para mejoras, diagramas de flujo basado en los datos recolectados y diagramas de flujo en soporte de las recomendaciones. El informe final también debe incluir costos estimados para las recomendaciones propuestas. Para la evaluación de las condiciones y los estudios de extensión de la vida, el informe final debe identificar áreas problemáticas, resolución de problemas específicos y recomendaciones para acciones correctivas. El presupuesto estimado y la programación del tiempo del trabajo propuesto también deben ser incluidos en el informe final.

Es importante definir primero la diferencia entre los tres tipos de estudios. Aunque estos estudios sí comparten algunos puntos en común, cada uno tiene un objetivo único y específico. Los estudios se pueden realizar de forma independiente el uno del otro. Por lo general, el estudio de evaluación del desempeño y el estudio de evaluación de condiciones se ejecutan al mismo tiempo.

La base, o estudio principal, es la Evaluación del Desempeño. Este estudio incorpora las pruebas de rendimiento y una revisión exhaustiva de las condiciones de funcionamiento de la caldera.

Al segundo estudio se le llama comúnmente una Evaluación de Condiciones. Este estudio incluye la evaluación de componentes específicos para prevenir fallo de componentes y paradas no programadas.

El tercer estudio se conoce como un Estudio de Extensión de Vida de Calderas. Este estudio puede incorporar elementos de los otros dos estudios (Evaluación de Desempeño y Evaluación de Condiciones). Sin embargo, el objetivo principal de este estudio es el desarrollo de un programa a largo plazo para extender la vida útil de una caldera.

ESTUDIOS DE EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA CALDERA

El estudio de evaluación del rendimiento de la caldera comienza con la planificación. Los participantes en el estudio deben comenzar con el objetivo final en mente. Los objetivos del estudio deben estar claramente definidos. A continuación se presentan algunas de las preguntas más frecuentes que un estudio de evaluación del rendimiento de la caldera debería buscar cómo responder:

- ¿Se hace el estudio con el fin de aumentar la capacidad, aumentar la eficiencia, o para otros fines, tales como la eliminación de residuos existente, para crear un subproducto para uso comercial, o para cumplir con los nuevos requisitos ambientales?
- ¿Se hace el estudio con el fin de aumentar la eficiencia y la capacidad?
- ¿Por qué, bajo carga pesada, la unidad genera humo?
- ¿Está limitado el ventilador de tiro inducido de la caldera?
- ¿Es el horno lo suficientemente grande?
- ¿Es el área de la rejilla lo suficientemente grande?
- ¿Es demasiada alta la velocidad del gas en la caldera?
- ¿Son las velocidades del aire y del gas demasiado altas en las chimeneas y los conductos de aire?
- ¿Es el supercalentador capaz de manejar flujo adicional de vapor?
- ¿Alteraciones a los tubos de horno afectarán negativamente la circulación natural en la caldera?
- ¿Tienen las tuberías de entrada de agua y de vapor los tamaños adecuados?
- ¿El calentador de aire o economizador de tamaño adecuado?
- ¿Los ventiladores son del tamaño adecuado?
- ¿Es el domo de tamaño adecuado?
- ¿Será necesario reemplazar las válvulas de seguridad de la caldera si hay un aumento de capacidad?
- ¿Es adecuado el sistema de separación de vapor en el domo?
- ¿Están los controles de la calderas en buen estado y permiten un control lógico óptimo?

Se desarrolla entonces un programa para el estudio completo, incluyendo un cronograma del proyecto, las pruebas del programa, análisis de datos, y el informe final.

El trabajo de llevar a cabo el estudio de la evaluación del rendimiento de la caldera sirve para establecer la base sobre la cual se harán recomendaciones específicas para mejorar la combustión, eficiencia, capacidad y el rendimiento de la caldera. Este trabajo "in situ" incluye medidas de

referencia del funcionamiento normal del equipo manejando cargas normales. También se colectan muestras de combustible y cenizas para ser analizadas.

Aunque se puede recopilar mucha información con equipos de prueba portátiles, la instrumentación de la caldera existente debe revisarse y calibrarse antes del comienzo de las pruebas. Por lo general, los instrumentos existentes para la medición de presión de vapor principal, temperatura y flujo, flujo de agua de entrada y temperatura y lecturas de medición del combustible, cuando estén disponibles, se utilizan para los cálculos de combustión existentes.

El historial de mantenimiento de calderas y áreas con problemas crónicos son evaluados para determinar los problemas específicos que deben abordarse. Esta debe consistir en la revisión de los registros de mantenimiento, reuniones con personas apropiadas y la inspección de las reparaciones y modificaciones cuando sea posible. Cuando estén disponible, la revisión de los informes de prueba UT anteriores y actuales e informes de inspección pueden ser muy útiles. Revisión de prueba de la chimenea proporciona información acerca de los niveles de emisiones.

Un mapa térmico del arreglo (“setting”) de la caldera se puede realiza para localizar puntos calientes. La ubicación de los puntos calientes provee alerta a los dueños sobre fuentes potenciales de futuros problemas. Los puntos calientes permiten la pérdida de calor al cuarto de la caldera y contribuyen a la pérdida de eficiencia. Fugas potenciales resultan en la filtración de aire a la caldera, elevando los niveles de exceso de aire y causan una reducción de la eficiencia.

Perfiles de temperatura de gases de combustión se crean para proporcionar información acerca de temperaturas de los gases de combustión procedentes de la salida de gas de la caldera a la chimenea. Esto se hace a lo largo y ancho de la tubería de salida de gas de la caldera, cuando sea posible, para determinar la estratificación de gas. Los datos se utilizan en los cálculos de combustión posteriores.

Se mide la composición de los gases de combustión, incluyendo O₂, CO, COV (compuestos orgánicos volátiles) y NO_x. Estas mediciones atraviesan todo el escape de gas de la caldera previo a la primera trampa de calor. Al igual que los datos de temperatura de los gases en el ducto, estos datos serán utilizados en los cálculos posteriores de combustión y para evaluar la estratificación del gas. Una prueba de la temperatura del gas de combustión y O₂ en la salida del calentador de aire se debe hacer para detectar cualquier fuga de aire significativa en el calentador de aire. O₂ también se revisa en varios puntos alrededor de trampas de calor, en gases de combustión y otros puntos para determinar si hay fugas de aire de las trampas de calor hacia el sistema de combustión. Aire “tramp” (falso, vagabundo) en el sistema de ductos de gases de combustión consume innecesariamente capacidad y desempeño del ventilador inducido, incrementando el caballaje de la operación, lo cual puede dar lugar a incendios en los colectores de polvo y precipitadores electrostáticos.

Procedimientos de prueba del ventilador incluyen la medición de presiones de entrada y de salida estáticas y simultáneamente documentar las posiciones de los dampers. Estos datos son utilizados para comparar a las curvas de medición originales del ventilador.

Si aplica, las temperaturas del aire y presiones estáticas se miden en las cabezales de aire sobrefuego (“overfire headers”), en la entrada y salida del calentador de aire, en los conductos de aire de combustión, en cajas de viento del quemador (“windboxes”) y en el plenum por debajo del “grate” de alimentación. Estos datos son utilizados para evaluar el rendimiento de los sistemas de aire de sobrecombustión (“overfire air systems”), para determinar la distribución del aire por debajo del “grate” de alimentación y para evaluar el rendimiento del quemador.

Evaluación de las trampas de calor cuando estas existan, y modelización incluyen calentadores de aire y economizadores. Mediciones de temperatura de aire del calentador de aire deben ser simultáneas con la temperatura de gases del calentador de aire y las mediciones de O₂ de manera que el rendimiento del calentador de aire se pueda evaluar. Estos datos deben ser comparados con los datos de rendimiento originales, si está disponible. Además, si se dispone de datos de construcción de calentador de aire, el calentador de aire debe ser modelado con un programa computarizado de calentador de aire. El modelo de calentador de aire, junto con los datos originales OEM, se utiliza para evaluar el rendimiento actual del calentador de aire.

Cuando sea apropiado, el rendimiento del economizador también debe ser recolectado de forma simultánea. Debe incluir las temperaturas y entrada del gas y del agua. Estos datos deberían de ser comparados con los datos originales de rendimiento. Además, si se dispone de datos detallados de construcción del economizador, el economizador debería ser modelado con un programa computarizado especializado economizadores. El modelo de economizador, junto con los datos originales OEM, se utiliza para evaluar el rendimiento actual del economizado.

Pruebas en chimenea es incluido en los estudios en los que deben abordarse temas ambientales. Mediciones en chimeneas incluyen partículas, CO, NO_x y COV. Esto se necesita hacer de manera simultánea con las otras mediciones durante las pruebas de rendimiento. Cuando se evalúa una caldera para un aumento de la capacidad de vapor, se debe tomar en cuenta que las autoridades ambientales pueden requerir renovación de permisos y, también, ser más estrictas con los niveles permitidos de descarga de las chimeneas.

Una evaluación del sistema de alimentación de combustible para calderas de combustibles sólidos incluye la revisión de los transportadores de alimentación, dosificadores de alimentación, stokers, pulverizadores, tolvas y distribuidores de combustible. El estudio deberá tener en cuenta el desgaste, la fatiga térmica y la aplicabilidad de las mejoras propuestas. El sistema de suministro de combustible para calderas con stoker debe evaluarse en relación a la cobertura de las rejillas (“grate coverage”).

En el caso que la combustión de la caldera sea por medio de gas natural o petróleo, tuberías, válvulas de cierre de seguridad, válvulas de control de flujo, la bomba de combustible, sets de calentadores, sistemas de atomización y sistemas de manejo de quemadores deben ser inspeccionados. El estudio debe considerar el desgaste, la fatiga térmica, y la aplicabilidad de las mejoras propuestas.

La revisión del diseño del horno de la caldera es también un paso importante en el estudio de ingeniería de la mejora del rendimiento. Ratio de descarga de calor del horno y de las parrillas necesitan ser evaluadas como también se necesita evaluar la velocidad de los gases. Superficies de calor en el horno, sección de convección y supercalentador también deben ser revisadas. Para incrementos en capacidad, mayor ratio de combustión ("increased firing rate") puede resultar en incremento en las velocidades de los gases y erosión, lo que puede resultar en un fallo prematuro de tubos. En el caso de las unidades tipo stoker, la superficie de la parrilla debe ser revisada por daños debido al calor excesivo.

Para cualquier estudio de mejora de rendimiento de la caldera es imprescindible llevar a cabo un análisis adecuado de combustible. El análisis debería incluir un "proximate analysis", que indica humedad, materia volátil, carbono fijo y cenizas. El análisis también debería incluir un análisis final, que incluye mediciones de humedad, cenizas, carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y cálculos de contenido de oxígeno. Las cantidades se dan como un porcentaje del peso total. El laboratorio también debe proporcionar un valor calorico del combustible. El diseño original de la caldera se basa en un combustible específico. En muchos casos, con años de operación, las fuentes y tipos de combustible cambian, lo que afecta el rendimiento de la caldera.

Muestras de cenizas deben obtenerse, cuando sea posible, para determinar la cantidad de carbón no quemado, que sirve para determinar la eficiencia de la combustión.

Un análisis de cenizas también se debe realizar, sobre todo para las calderas que queman biomasa. Específicamente, las pruebas deben realizarse para determinar si hay una cantidad significativa de los alcalinos. Por lo general, estos son compuestos de potasio y de sodio. Estos componentes de la ceniza pueden bajar la temperatura de fusión de la ceniza, y promover la formación de escoria. Si se pretende aumentar la capacidad de la caldera, temperaturas más altas combinadas con residuos alcalinos pueden causar serios problemas.

El punto de fusión de sílice pura es 3100 grados F. Con pequeñas adiciones de compuestos de potasio, el punto de fusión de la mezcla se reduce abruptamente. Sílice y óxido de potasio forman un eutéctico a 1420 grados F. Lo que puede ocurrir es que algunas de las cenizas se suavizan a la temperatura eutéctica y la ceniza que no se derrite se puede adherir a la escoria. Grandes cantidades de escoria pueden caer al piso del horno. Pequeñas "bolas pegajosas" pueden ser transportadas fuera del horno que puede taponar el supercalentador y bancos de generación.

Alcalinos volátiles en el combustible en cantidades tan bajas como 0.80lb/MMBtu puede reducir suficientemente la temperatura de fusión de la ceniza para que se derrita durante la combustión, o los elementos se pueden vaporizar y condensar los tubos de caldera y refractarios.

El sistema de instrumentación y control, incluyendo cabezal de vapor y control de presión deben ser evaluados durante la prueba para recolectar datos de rendimiento tanto durante las operaciones normales y durante la prueba.

El funcionamiento correcto de los controles de aire de combustión y flujo de combustible de una caldera son elementos clave en el rendimiento general de una caldera. Una evaluación de los controles de combustión de la caldera es una parte esencial de una evaluación del rendimiento de la caldera, debido a que los controles influyen muchas áreas de la operación de una caldera. Estas áreas incluyen mantener un suministro adecuado de flujo de vapor y la presión de los requisitos del proceso, una eficiencia óptima de funcionamiento de la caldera, mantener cumplimientos medioambientales y temas concernientes a la seguridad del funcionamiento.

Algunos de los lazos de control de combustión más comunes que tendrían que evaluarse en un estudio de rendimiento de la caldera son los siguientes:

Control Maestro de Planta / Control Maestro de la Caldera - En operaciones de calderas múltiples, el controlador maestro de la planta monitorea la presión del cabezal de vapor común y genera un "set-point" de presión operacional para con el control maestro de la caldera. Esto permite que cada caldera sea sesgada ("biased") individualmente, mientras satisface las demandas totales de carga de vapor de proceso. Mientras tanto, el control maestro de la caldera monitorea la presión de funcionamiento del domo de la caldera, y establece puntos fijos remotos para su tasa de alimentación de combustible y la tasa de flujo de aire de combustión según lo dictado por los requisitos de las demandas de vapor de la planta.

Controles de Nivel del Domo - Este lazo del proceso controla el nivel del agua del domo de vapor de la caldera (como un lazo de control de un solo elemento) y puede incorporar la tasa de flujo de vapor de la caldera (como un lazo de control de dos elementos tipo "feed forward") para modular la válvula de control de flujo de agua de alimentación de la caldera basado en las fluctuaciones de la carga de vapor en la caldera. Para responder a los cambios repentinos de carga en la caldera, los controles de nivel del tambor también pueden monitorear el flujo de agua de alimentación (como un lazo de control de tres elementos), ya que el suministro de agua de alimentación a la caldera debe ser alimentado a la misma tasa en que se genera el vapor.

Control de Tiro del Horno (Furnace Draft Control) - Para un sistema de control de combustión de tiro balanceado (para ventiladores de tiro forzado y tiro inducido) el controlador de tiro del horno posiciona el damper del ventilador de tiro inducido para

mantener una presión negativa en el horno de la caldera a través de su rango de combustión (“firing range”). En el sistema de tiro balanceado, el funcionamiento del horno bajo una presión negativa asegura que cualquier fuga de aire de combustión será relativamente fría en vez de fuga de gases a altas temperaturas, que es una seria preocupación de seguridad.

Controles de ajuste de O₂ - El control de O₂ se basa en mantener un porcentaje fijo de la cantidad de aire en exceso generado en el horno de la caldera. Un controlador de ajuste de O₂ (O₂ trim controller) corrige estos niveles de exceso de aire que pueden producirse a lo largo del rango de combustión (firing loads) de la caldera, como una medida para mantener una proporción correcta de combustible/aire para mejorar la eficiencia de combustión de la caldera.

Mediante la revisión de la operación de estos lazos de control de combustión, la evaluación del rendimiento de la caldera proporciona la información necesaria para determinar cuales modificaciones pueden ser necesarias para optimizar el funcionamiento total de la caldera. Algunas modificaciones comunes incluyen actualizar la instrumentación de campo para obtener información más precisa y proceso de información repetible y modificación de controles de mando desde un panel que tenga los controladores de lazo hasta gráficos personales computarizados que permitan de manera centralizada el monitoreo y control.

ESTUDIOS DE EVALUACIÓN DE CONDICION

La evaluación de condición proporciona un método para evaluar el estado de componentes específicos con el fin de evitar el fallo de un componente e interrupciones no programadas. Un programa completo de evaluación de condición consiste de cuatro pasos:

1. Fase de Revisión y Planificación.

La fase de revisión incluye una revisión de la documentación de diseño, historia de funcionamiento y mantenimiento, y entrevistas con el personal de operación. La información obtenida durante la fase de revisión permite identificar problemas potenciales y actuales. Esta información se utiliza para planificar la inspección. La planificación debe incluir la revisión de los siguientes:

- determinar el alcance de la inspección.
- determinar calendario y recursos requeridos.
- revisión de la información disponible incluyendo los planos de diseño y especificaciones.
- condiciones reciente de operación inusual.
- entrevistas con el personal de operación.
- coordinar con el programa de seguridad de la planta.
- informe de terminación y calendario de seguimiento

2. Fase de Inspección.

La fase de inspección es importante para evaluar la condición física y la vida restante de los diversos componentes de la planta de caldera. Una planificación anticipada y la preparación son importantes para asegurar una inspección y evaluación exitosa. Dado a que la operación fiable de una caldera depende del equipo auxiliar, la inspección no debe limitarse sólo a la evaluación de la condición de las partes a presión. Las áreas que requieren inspección rutinaria incluyen:

Sistemas de combustible
Piezas de presión de la caldera
Horno de la caldera y entorno
Estructura de soporte de la caldera
Sistema de combustión de aire
Sistema de ductos de gas, incluyendo los sistemas de control de la contaminación

3. Fase Analítica.

La fase analítica involucra la evaluación de la información recogida durante la inspección y comparándolo con los parámetros de diseño. El análisis exhaustivo puede incluir un estudio de desgaste de tuberías, evaluación metalúrgica, evaluación de ciclaje (cycling evaluation), el análisis de stress y análisis de rendimiento.

4. Informe Final

Para las evaluaciones de condición, el informe final debe identificar las áreas problemáticas, proporcionar resolución de problemas específicos y formular recomendaciones para acciones correctivas. Estimados de presupuestos y programas para el trabajo propuesto deben incluirse en el informe final.

ESTUDIOS DE EXTENSIÓN DE VIDA

Estudios de extensión de vida formulan una estrategia que postergan desactivación de la planta de vapor, manteniendo de un nivel aceptable de fiabilidad. La estrategia a menudo requiere el reemplazo de algunos componentes para mantener la planta funcionando con tasas aceptables de paro forzado. El estudio de extensión de vida puede incorporar elementos de los estudios de la mejora del rendimiento de la caldera y de la evaluación del estado. Sin embargo, el objetivo principal de un estudio de extensión de la vida es formular un programa a largo plazo para extender la vida útil de la caldera.

El costo capital que se requiere para un programa de extensión de la vida de la caldera puede ser significativamente menor que el costo de una nueva planta de energía de capacidad similar. Mientras que la razón principal para llevar a cabo un plan de extensión de la vida puede ser de estirar los recursos actuales para satisfacer las demandas actuales, este programa también puede permitir un retorno de la inversión en la planta vieja. La recuperación de la inversión se puede realizar cuando los resultados las mejoras resulten en

una tasa más baja de calor, mayor eficiencia, mayor capacidad, reducción en mantenimiento rutinario o menor tasa de paros forzados.

Al considerar una estrategia de extensión de vida, es importante revisar primero la caldera y su lugar en el sistema de energía y / o instalaciones de fabricación. Es útil revisar los problemas de operación y mantenimiento o limitaciones. Las necesidades a largo plazo del sistema deben ser entendidas. Esas características de operación y mantenimiento que limitan la utilidad o la rentabilidad de la planta deben ser abordadas en el programa de extensión de la vida.

ENVEJECIMIENTO DE LA PLANTA DE CALDERA

Componentes de la caldera se deterioran a ritmos diferentes y por causas que son únicas de cada componente. Las causas principales de deterioro son el resultado de operación, mantenimiento y tratamiento de agua incorrecto.

Las calderas que operan por debajo de 1200 psi y 900 °F de temperatura final de vapor envejecen de manera diferente que las unidades que están diseñadas para funcionar a mayores presiones y temperaturas de vapor.

1. Envejecimiento de Calderas que Operan a Menos de 1200 psi y 900 ° F.

Estas calderas funcionan típicamente por períodos más largos de tiempo y con menos mantenimiento que las unidades que funcionan a una presión de vapor más alta. Los principales problemas de mantenimiento para calderas de baja presión son la corrosión, fatiga de los componentes, la erosión y el sobrecalentamiento. La corrosión de la caldera se pueden producir tanto dentro y fuera de las tuberías del horno, tubos de los superheaters, tubos de calderas, domos y cabezales. Corrosión interna es generalmente causada por contaminantes en el agua de la caldera, el uso indebido de productos químicos de tratamiento y / o procedimientos de almacenamiento deficientes. Los corrosión externa pueden ser causados por los productos corrosivos de la combustión, el funcionamiento del horno en una atmósfera reductora, la humedad atrapada entre el aislamiento y un componente, y cuando se forma humedad sobre componentes en zonas más frías de la chimenea de gases cuando la temperatura del gas alcanza el punto de condensación. La corrosión puede resultar en la pérdida de metal o adelgazamiento de la pared que puede conducir a fugas o fallos estructurales.

Para muchas calderas industriales, fatiga de los componentes puede ser un problema importante debido a la antigüedad de los equipos y las condiciones de funcionamiento cíclicas. La corrosión puede ser acelerado por el estrés de fatiga térmica que está asociado con los ciclos de inicio y apagado.

La fatiga por corrosión es un problema común en los domos cercanos a uniones de los tubos rolados (“rolling tube joint”). Las tensiones residuales de la laminación de tubos o procesos

de expansión se agregan al estrés de la presión operativa. Corrosión y grietas pueden surgir en el área alrededor de la soldadura del sello o el agujero del tubo, causado por una limpieza química o tratamiento de agua inadecuado. Grietas extensas pueden requerir el reemplazo de los domos.

La erosión de los componentes de la caldera es una función del porcentaje de cenizas en el combustible, la composición de la ceniza y la velocidad del gas en los ductos. Adelgazamiento de la pared de los tubos causado por la erosión debilita la integridad estructural del tubo y aumenta las posibilidades de fallos bajo tensiones térmicas y presión normales. La erosión es más probable que ocurra en el borde frontal (“leading edge”) de los tubos, cerca de sopladores de hollín, en áreas con tubos en espacios reducidos, arreglos de tubos escalonados, y áreas que incluyen superficies extendidas.

Las tensiones térmicas pueden desarrollarse por diferencias de temperatura que se producen durante el arranque y el apagado de la caldera. Estas tensiones pueden provocar grietas de fatiga. Estas grietas formase en las curvas de los tubos, curvas de tuberías, conexiones de tubo-a-cabezal, conexión de tubo-a-domo, soldaduras de soporte y otras áreas de concentración de tensiones. Las unidades más pequeñas son menos susceptibles a fallos por fatiga ya que los diferenciales térmicos ocurren en distancias más cortas. El potencial para el estrés térmico y agrietamiento por fatiga aumenta proporcionalmente según el tamaño y el aumento de la temperatura de vapor para la unidad.

Rupturas del tubo también pueden ocurrir como resultado de un sobrecalentamiento. Problemas de sobrecalentamiento normalmente no son detectados hasta que un tubo se rompe. Los problemas de recalentamiento son generalmente detectables y resueltos durante las primeras etapas de la operación de la caldera. Calderas de menor presión y temperatura son generalmente capaces de durar más de 25 años a menos que la unidad no operada indebidamente o no se le de un mantenimiento adecuado, o si quema un material corrosivo o de alto contenido de azufre.

2. Envejecimiento de Calderas que Operan a rangos superiores a 1200 psi y 900 °F.

Las calderas que operan a presiones de temperatura final del vapor superiores a 1200 psi y 900 °F experimentan problemas de envejecimiento más complicadas que unidades que funcionan a una presión y temperatura más baja. Estas unidades son generalmente más grandes en tamaño lo cual aumenta las posibilidades de fatiga térmica causada por los ciclos de la caldera (“boiler cycling”). Estas unidades son susceptibles a la misma la corrosión, erosión y problemas de sobrecalentamiento que se ocurren en las calderas que funcionan a menor presión y temperatura. Los incrementos en presión y correspondientes incrementos en la temperatura de la pared del horno hacen a las calderas de alta presión más susceptibles a la corrosión por agua.

Las altas temperaturas pueden promover daños causados por hidrógeno en la tubería de horno en las zonas de corrosión o en zonas con alta cantidad de depósitos internos. Casos

graves de daño por hidrógeno han sacado de comisión a algunas unidades más viejas.

Rupturas por fluencia (“creep”) y fallo por fatiga a la fluencia (“creep”) son los dos principales mecanismos de envejecimiento de componentes de alta temperatura de calderas de alta temperatura. Todos los componentes que operan a temperaturas superiores a 900 ° F están sujetos a un cierto grado de fluencia (“creep”). Como resultado, la mayoría de los componentes tienen una vida útil finita y pueden fallar después de un período de tiempo. Los componentes que mayormente se ven afectados son los tubos del supercalentador y cabezales, recalentador, atemperador (“attemperator”) y las tuberías de vapor del supercalentador primario al generador de turbina.

INFORME

FINAL

El informe final de evaluación de desempeño debe incluir datos sobre las medidas iniciales, recomendaciones y opciones de mejoras, diagramas de flujo basado en los datos recolectados y diagramas de flujo en apoyo de las recomendaciones. Resolución de problemas específicos, tales como se han mencionados anteriormente, también debería abordarse en el informe final. El informe final también debería incluir recomendaciones para acciones correctivas o mejoras en la filosofía de operación. El informe final también debe incluir estimaciones económicas y programas calendarizados para efectuar las mejoras recomendadas para el mejor rendimiento de la caldera.

Para evaluación de las condiciones y los estudios de extensión de la vida, el informe final debe identificar las áreas problemáticas, proporcionar la resolución de problemas específicos y proveer recomendaciones para acciones correctivas. Estimaciones económicas y programas calendarizados para llevar a cabo los trabajos recomendados también deben incluirse.

Las conclusiones del informe se deben llevar a cabo junto al programa general de planificación de plata (“overall mill planning program”). Los apagones requeridos para proyectos de optimización de calderas se pueden planificar con mayor eficiencia si se usa la información del informe final.

SUGERENCIAS PARA IDENTIFICAR A LA EMPRESA DE INGENIERÍA O PERSONA ADECUADA PARA REALIZAR SU ESTUDIO DE INGENIERIA

Por supuesto, los resultados de cualquier estudio son sólo tan buenos como el ingeniero o la empresa de ingeniería que lleva a cabo el estudio.

Para este tipo de trabajo, el único criterio de selección no debería ser exclusivamente el precio, sino más bien una combinación de precio, la capacidad técnica del ingeniero y su capacidad para completar el proyecto a tiempo.

Las capacidades técnicas de una empresa se puede medir por los siguientes puntos:

1. Ha realizado el ingeniero un trabajo similar con éxito? Solicitar y verificar las referencias. Además, se sugiere discutir el tema con sus colegas de la industria.
2. ¿Está la empresa bien establecida en su campo de especialización? Pida experiencia global de las firma y de la historia.
3. Pregunte cómo la empresa estima los costos de la obra. ¿Se basa en la experiencia real o simplemente en libros de referencia?

REFERENCIAS.

1. Thorlsund, G.L., Visual Recovery Boiler Inspection, TAPPI Journal, December 1994.
2. Champion Building Products, Boiler Operator Manual, 1980.
3. Elliott, Thomas C., et al, Standard Handbook of Power Plant Engineering, McGraw-Hill, New York 1989.
4. Kohan, A. L. and Spring, H. M., Boiler Operator's Guide Third Edition, McGraw-Hill, New York, 1991.
5. Steam - Its Generation and Use, 40th Edition, Babcock & Wilcox, Barberton, Ohio, 1992.
6. Coates, D.R., King J.P., A Practical Approach to Industrial Boiler Life Evaluation.
7. Miles P.E., Thomas R. and Miles JR., Thomas R. ,et al, Alkali Deposits Found In Biomass Power Plants, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 1995.
8. McBurney, Blake, Routine Condition Assessment is an Important Step in Maintaining Boiler Performance and Reliability, 1996.