



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

"Integración de una Caldera de Lecho Fluidizado Circulante Presurizada
a un Ciclo Combinado"

TESIS

Que para obtener el título de:

Ingeniero Mecánico

PRESENTA:

Luis Américo Guevara Ahuatzi

Director de tesis:

M.I. Eliseo Martínez Espinosa



Ciudad Universitaria, México, D.F. 2010

AGRADECIMIENTOS:

Son tantas personas a las cuales debo parte de este triunfo, de lograr alcanzar mi culminación académica, la cual es el objetivo de todos los que iniciamos el proceso del aprendizaje.

A mis padres, Carlos y Beatriz, les agradezco su apoyo, su guía y su confianza en la realización de mis sueños. Ya que con altas y bajas, pudimos salir adelante ante tantas carencias y problemas. Soy afortunado por contar siempre con su amor, comprensión, ejemplo y consejos. Los amo y les dedico completamente la realización de esta tesis.

A mi hermano Amery, por no solo ser mi hermano más bien mi amigo. Aunque no estamos acostumbrados a decirlo, sabes que te quiero mucho y has sido en parte un ejemplo a seguir.

A mis abuelos que fueron como mis segundos padres, quisiera que estuvieran aquí y pudieran ver que sus consejos tuvieron resultados. Los extraño.

Al Dr. William por darme la oportunidad de pertenecer a su grupo de becarios, el cual se hizo como una segunda familia para mí.

A mi gran amigo y asesor de tesis Eliseo Martínez Espinosa, por estar ahí siempre que necesite de un consejo y a un amigo.

Y en general a todos los que hayan intervenido en una alguna parte de mi vida, GRACIAS.

ÍNDICE

Objetivo

1. Introducción

- 1.1 Antecedentes
- 1.2 Obtención del Coque de Petróleo
- 1.3 Características del Coque de Petróleo
- 1.4 Problemas Ambientales
- 1.5 Producción de Coque de Petróleo en México

2. Calderas de Lecho Fluidizado

- 2.1 Características de los lechos Fluidizados
- 2.2 Tipos de Lechos
- 2.3 Clasificación de los Tipos de Lechos de Acuerdo a su Presión
- 2.4 Tipos de Calderas
- 2.5 Características de las Calderas de Lecho Fluidizado Circulante
- 2.6 Sistemas Comerciales

3. Turbinas

- 3.1 Turbina de Vapor
- 3.2 Partes que Constituyen una Turbina de Vapor
- 3.3 Tipos de Turbinas de Vapor
- 3.4 Eficiencias
- 3.5 Turbina de Gas
- 3.6 Partes que Constituyen una Turbina de Gas
- 3.7 Eficiencias

4. Ciclo Combinado

- 4.1 Funcionamiento del Ciclo Combinado
- 4.2 Ventajas del Ciclo Combinado
- 4.3 Cogeneración
- 4.4 Funcionamiento de los Sistemas de Cogeneración
- 4.5 Tipos de Sistemas de Cogeneración
- 4.6 Ventajas de los Sistemas de Cogeneración
- 4.7 Desventajas y Factores que Afectan en la Factibilidad de Proyectos de Cogeneración.
- 4.8 Cogeneración con Ciclo Combinado
- 4.9 Descripción del Proceso Acoplando una Caldera de Lecho Fluidizado

5. Cálculos y Resultados

- 5.1 Cálculos Estequiométricos
- 5.2 Ciclo Rankine Regenerativo con Recalentamiento

- 5.3** Ciclo Brayton
- 5.4** Vapor para Proceso
- 5.5** Generación Total de Energía Eléctrica
- 5.6** Eficiencia Total del Ciclo
- 5.7** Resultados y Conclusiones

Apéndice

Referencias Bibliográficas

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 Coquización Retardada

1.2 Coquización Fluida

2.1 Regímenes de Fluidización

2.2 Lecho Fijo

2.3 Lecho Fluidizado burbujeante

2.4 Lecho Fluidizado intermitente

2.5 Lecho Fluidizado Turbulento

2.6 Lecho Fluidizado Circulante

2.7 Circuito de Operación de una Caldera CFB

3.1 Ciclo Brayton

4.1 Ciclo Combinado

4.2 Esquema Propuesto

RESUMEN

El principal motivo de la realización de esta tesis es: poder dar utilidad al coque de petróleo, ya que es lo que se obtiene al final del proceso de refinación del petróleo; un material con alto poder calorífico, pero una gran cantidad de contaminantes que limitan su utilización. Para poder implementarlo en una refinería y así poder hacer autosuficiente a la planta en base a energía eléctrica y un poco de vapor de proceso.

Para esto, en el siguiente trabajo se evaluará la adaptación de una caldera de lecho fluidizado circulante presurizada a un ciclo combinado bajo un sistema sencillo de cogeneración. Ya que después de una gran búsqueda de alternativas de manejo de este combustible, esta caldera fue la más adecuada por su gran captura de azufre y otros contaminantes que hacían casi imposible la utilización del coque de petróleo.

Este trabajo muestra los resultados de la evaluación técnica de una planta de cogeneración de electricidad y vapor que usara coque de petróleo como combustible. En conclusión es un proyecto para valorizar el coque de petróleo generado por las refinerías, mientras que normalmente el coque que producen las refinerías es usado en las industrias cementeras.

OBJETIVOS

Proponer una alternativa para consumo de combustibles con alto contenido de azufre (coque de petróleo) que sea técnicamente viable y que permita su integración a un ciclo combinado.

METAS

- La obtención de un software de cálculo.
- Presentación del trabajo en un congreso nacional.

JUSTIFICACION

En el presente trabajo, se propone utilizar el coque de petróleo como combustible en un proceso de combustión, ya que a pesar de ser un producto residual tiene un elevado contenido en carbono. El hecho de ser un producto residual de la refinación de petróleo, con alto poder calorífico y bajo contenido de cenizas, permite bajos costos de transporte y es un combustible menos costoso que el carbón y otros combustibles líquidos. Aunque desde el punto de vista ambiental, el alto contenido de azufre y metales tienden a hacerlo un combustible poco usado. Sin embargo, con la implementación de la caldera de lecho fluidizado circulante presurizada, aparte de que son usadas para altas potencias, se puede añadir piedra caliza para lograr un abatimiento de los óxidos de azufre (SOx) de 90%. Como la combustión se realiza a baja temperatura, la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) es más baja que una caldera de carbón pulverizado convencional.

1.1 Antecedentes

El coque de petróleo o petcoke es un producto residual resultante de la pirólisis de las fracciones pesadas obtenidas en la refinación del petróleo, que ha pasado a través de un estado líquido cristalino también denominado (mesofase) durante el proceso de carbonización. Producido a partir de la descomposición térmica y polimerización de los residuos que derivan de la destilación del petróleo crudo (aceites pesados, alquitranes, asfalto, etc).

El coque es un sólido poroso, de color negro o gris oscuro, químicamente estable y no reactivo bajo condiciones normales. Su constituyente principal es el carbono, además contiene altas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno e hidrógeno. También tiene trazos de metales pesados como níquel, vanadio, hierro, magnesio, sodio, calcio. Puede ser utilizado como combustible; su nivel de impureza y su grado de toxicidad está directamente relacionado con la naturaleza del petróleo, del cual se extrae.

1.2 Obtención del coque de petróleo:

La coquización es un proceso térmico para la conversión de residuos “pesados” de petróleo en productos ligeros, tales como gases, naftas, fuel-oil y coque. Mientras más refinado sea el producto que se desea obtener del petróleo crudo, mayor es la cantidad de residuos generados, por lo tanto, será mayor la cantidad de coque de petróleo que se produce.

La obtención del coque de petróleo puede cambiar de acuerdo a las variables operativas, pero sobre todo de las características de los residuos de partida, los cuales tienen distinta procedencia.

El crudo, previamente acondicionado, se somete a una destilación a presión ligeramente superior a la atmosférica en la que se obtienen, además de gases, naftas y otros destilados más pesados, un residuo que contiene la mayor parte del azufre, nitrógeno, metales pesados y fracciones pesadas del petróleo (asfaltenos, resinas, etc) denominado “crudo reducido”. Este crudo reducido se destila al vacío y se obtiene nuevo residuo denominado Residuo de Vacío. Este residuo va dar lugar al coque de combustión.

En muchas refinerías, con el fin de aumentar el rendimiento en determinadas fracciones ligeras (gasolinas, gas-oil, etc) existe otra serie de procesos como el craqueo catalítico o la pirólisis, los cuales dan lugar a otros residuos, con menos impurezas que los anteriores, denominados Aceite Decantado (el primero) y Fuel-Oil de Pirólisis (el segundo). Estos residuos una vez coquizados dan lugar al coque de aguja y al de esponja, respectivamente. Por lo tanto se pueden clasificar de tres maneras distintas:

- Coque de grado electrodo grafito o aguja: 1% de azufre, 10 ppm de vanadio, 20-40 ppm de níquel.
- Coque ánodo para aluminio o esponja: 2.5% de azufre, 150 ppm de vanadio, 150 ppm de níquel.
- Coque grado combustible: 4-7% de azufre, 400 a 1300 ppm de vanadio, 120-350 ppm de níquel.

Coquización retardada: Es un proceso de craqueo térmico en el cual se tiene un fraccionador y tambores de coque. El residuo de vacío es introducido en el fraccionador donde es calentado y los productos ligeros son extraídos por la parte superior de la unidad de fraccionamiento. En la parte inferior del fraccionador se remueven los productos pesados, que son calentados en un horno a 480-515 °C. Los residuos pesados son conducidos a los tambores de coque donde se presentan reacciones adicionales de craqueo. Los productos de estas reacciones son reciclados al fraccionador, mientras que el residuo de los tambores es el coque.

Esta es la técnica de carbonización, o coquización, de residuos de petróleo empleada por casi el 90% de la industria.

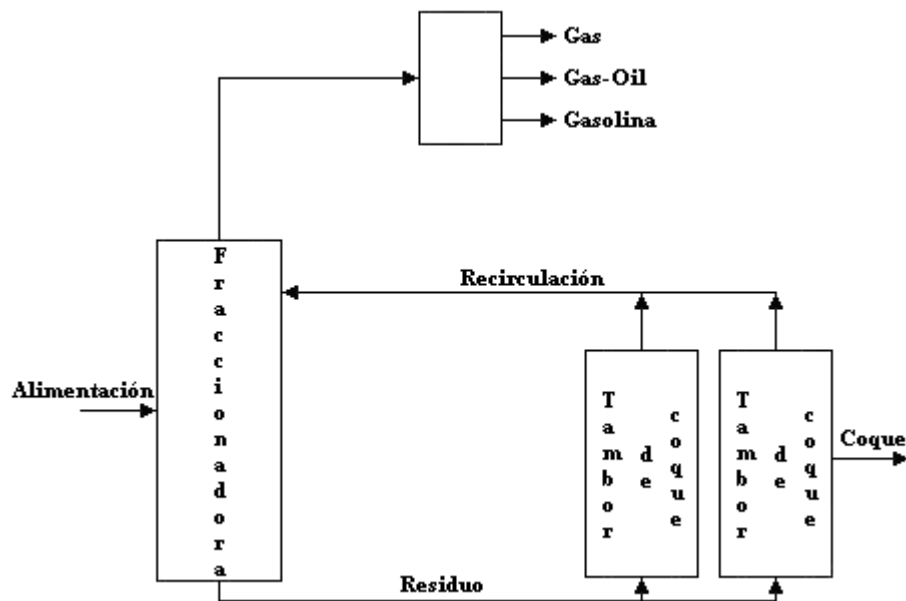


Figura 1.1 Coquización retardada

Coquización fluida: Es un proceso continuo que utiliza técnicas de fluidización para convertir los residuos de la unidad de vacío en productos utilizables. El residuo se coquiza en un quemador de lecho fluidizado.

El sistema de coquización fluida utiliza un reactor y un quemador. El reactor contiene un lecho de partículas de coque, donde el flujo gaseoso es introducido en la parte inferior del reactor (fluidizando el lecho)). La carga es inyectada directamente al equipo a una temperatura de 260-370 °C y presión atmosférica. La alimentación es parcialmente vaporizada y sedimentada en el lecho, donde se craquea y vaporiza, dejando un residuo que se convierte en coque. La fracción vaporizada es tratada en la parte inferior del lavador húmedo donde los productos son enfriados y condensados para recuperar remanentes de coque que son reciclados al reactor. Posteriormente los gases se tratan en la parte superior del lavador húmedo (zona fraccionadora) de la cual se extrae gas-oil. El flujo gaseoso entonces es alimentado a una unidad catalítica donde se extrae nafta y gas.

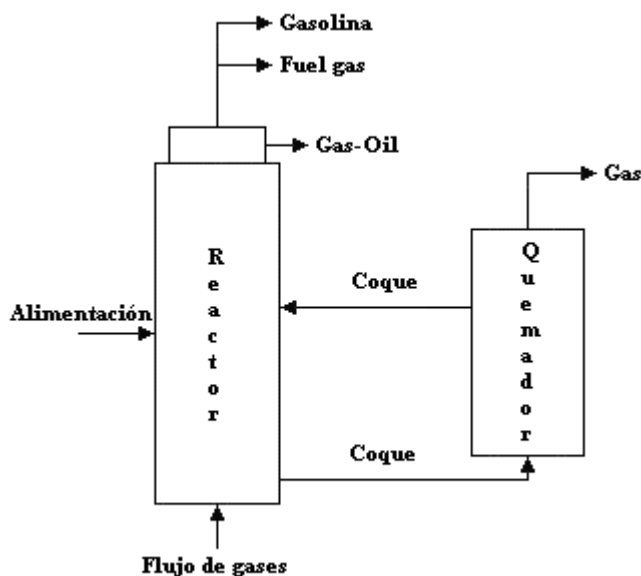


Figura 1.2 Coquización fluida

1.3 Características del coque de petróleo:

El coque de petróleo es un tipo de combustible bituminoso que bajo condiciones normales es químicamente estable y no reactivo, pero su combustión genera óxidos de carbono y azufre. Tiene un alto valor calorífico, un bajo contenido de productos volátiles y generalmente, tiene contenidos de azufre y nitrógeno más elevados que los combustibles tradicionales.

A continuación se presentan sus características físico-químicas:

Poder calorífico: 34.15 MJ/Kg

Composición en (% masa)	
Carbón	81.32
Hidrógeno	2.87
Nitrógeno	0.88
Azufre	6.16
Cenizas	0.32
Oxígeno	0.45
Humedad	8

1.4 Problemas ambientales:

Los principales problemas de la utilización del coque de petróleo se dan principalmente por la presencia de altos contenidos de azufre, carbón, níquel, y otros metales pesados que podrían ocasionar graves problemas tanto a la salud de la población, como al medio ambiente.

Las emisiones de coque de petróleo al ser utilizado como combustible, podrían ocasionar serios daños, incluso estas emisiones resultarían cancerígenas.

Por otra parte, su utilización provocaría serios daños a la vegetación y cultivos agrícolas, así como también a la flora y fauna de las zonas cercanas

Los principales daños ocasionados por las emisiones en la combustión del coque de petróleo son:

- El dióxido de azufre (SO₂): Afecta las vías respiratorias, tiene un efecto notorio sobre los cultivos.
- Níquel (Ni): Tiene un compuesto cancerígeno que puede provocar mutaciones en el pulmón y los senos paranasales.
- Vanadio (Va): Causa irritación de las membranas mucosas del aparato respiratorio y de la piel.
- Cromo (Cr): Precipita en forma de humedad y lluvia, luego queda en los suelos.

- Azufre (S): Se libera como resultado de la refinación del petróleo y de la producción de coque de petróleo, es un material muy liviano que permanece en el aire. Allí, se mezcla con el ácido sulfúrico, también producto de la combustión del petróleo y, al precipitar, provoca lluvia ácida.
- CO₂: Causa daños necróticos a los tejidos de las plantas, visibles en un plazo que varía entre 24 horas y un año, cuyos efectos son disminución o pérdidas de cosechas, retardos en el crecimiento, mortalidad de plantas y árboles.

1.5 Producción de coque de petróleo en México

La producción de coque de petróleo en México se ha incrementado en los últimos años, debido principalmente a la reconfiguración de las refinerías de Cd. Madero, Tamaulipas y Cadereyta, Nuevo León.

Con la integración de la coquizadora en la refinería de Cadereyta, la producción nacional de coque se incrementó de 107.1 toneladas por día (TPD) producidas únicamente por la refinería de Cd. Madero en el 2002 a 2324.36 TPD en el año 2003. En el siguiente año esta producción se incrementó significativamente en un 70 % con respecto al año anterior. Aproximadamente, durante el periodo 2003–2005 por cada 1000 barriles de crudo procesado se produjeron 15.6 toneladas de coque, en promedio.

Con la reconfiguración de la refinería de Minatitlán para el 2008 en conjunto, con la reconfiguración del resto de las refinerías (Salamanca, Salina Cruz y Tula), las cuales conforman el Sistema Nacional de Refinación, la producción de coque de petróleo se incremento a 3678.6 mta (miles de toneladas anuales) equivalente a 10218 TPD.

En cuanto a la importación de coque de petróleo, el principal proveedor son los Estados Unidos con 1709.9 mta en el año 2002 y con 2166.8 mta en el 2003, esto representó un incremento de 21 %. Para el año 2006 hubo un incremento en la importación de coque de 13 % respecto a la importación del año 2003. Este incremento se debió principalmente a la demanda de la industria cementera.

CAPITULO 2

CALDERAS DE LECHO FLUIDIZADO

El estudio de los lechos fluidizados se empezó en Alemania por Fritz Winkler en el año de 1921 cuando se investigaba el efecto de introducir gases productos de combustión por el fondo de un recipiente con partículas de coque, observando un fenómeno de sustentación ocurrido en las partículas y que estas adquirirían un comportamiento similar al de un fluido. A este comportamiento de un sólido se le conoce como fluidización y se define como “la operación a través de la cual, sólidos finos se desenvuelven como un fluido, por medio del contacto con un líquido o un gas, quedando las partículas en estado de semisuspensión”.

Desde 1981 se empezaron a considerar otras tecnologías de quemado no sólo de combustóleos sino otros combustibles. Una de ellas eran los lechos fluidizados. En estos sistemas el combustible permanece suspendido en un lecho que, utilizando aire en ciertas condiciones, se comporta como un fluido y, lo más importante, permite quemar combustibles con eficiencia y retener en él los compuestos contaminantes.

La tecnología de lecho fluidizado es una alternativa viable para quemar carbón, combustóleo, basura peletizada, coque de petróleo, así como para la combustión simultánea de diferentes combustibles, en particular combustóleo y carbón, o combustóleo y coque de petróleo. Se tienen altas eficiencias y retención considerable en el lecho de los elementos nocivos, disminución prácticamente a cero en la formación de ácido sulfúrico y emisiones de óxidos de nitrógeno y partículas inferiores a la norma vigente. El vanadio, principal responsable de la corrosión de componentes metálicos en los generadores de vapor, se retiene hasta en 80 %.

2.1 Características de los lechos fluidizados:

Un lecho fluidizado muestra características similares a la de un líquido por medio de un flujo ascendente de gases en las partículas sólidas, en donde la velocidad de los gases provoca un efecto de suspensión (la fuerza de arrastre es igual al peso de las partículas), a este valor de velocidad se le conoce como velocidad mínima de fluidización (V_{mf}) y es en esta condición donde se tiene una caída de presión del fluido a través del lecho (ΔP_{mf}) que se iguala al peso de las partículas por unidad de área.

Una corriente de aire impulsa arena y la mantiene flotando en el horno formando un lecho. El combustible se introduce en el interior de este lecho, donde se mantiene la suspensión. La temperatura existente en el mismo, del orden de 850°C, provoca su combustión inmediata. Se produce un reparto de aire uniforme, lo que impide una atmósfera reductora, minimizando el rozamiento mecánico, así como la formación de depósitos. Hoy en día existen diferentes tipos de lechos fluidizados, con aplicación a combustibles convencionales.

Los incrementos en la velocidad de los gases provoca cambios en el contacto sólido-gas y con ello se tiene variaciones en el régimen de fluidización, en la figura 2.1 se ilustra el régimen de flujo (E), burbujeante (A), turbulento (B), rápido (C) y la condición de transportación neumática (D). Además se observa que la fracción de volumen en los sólidos disminuye conforme aumenta la velocidad de los gases en la zona de combustión.

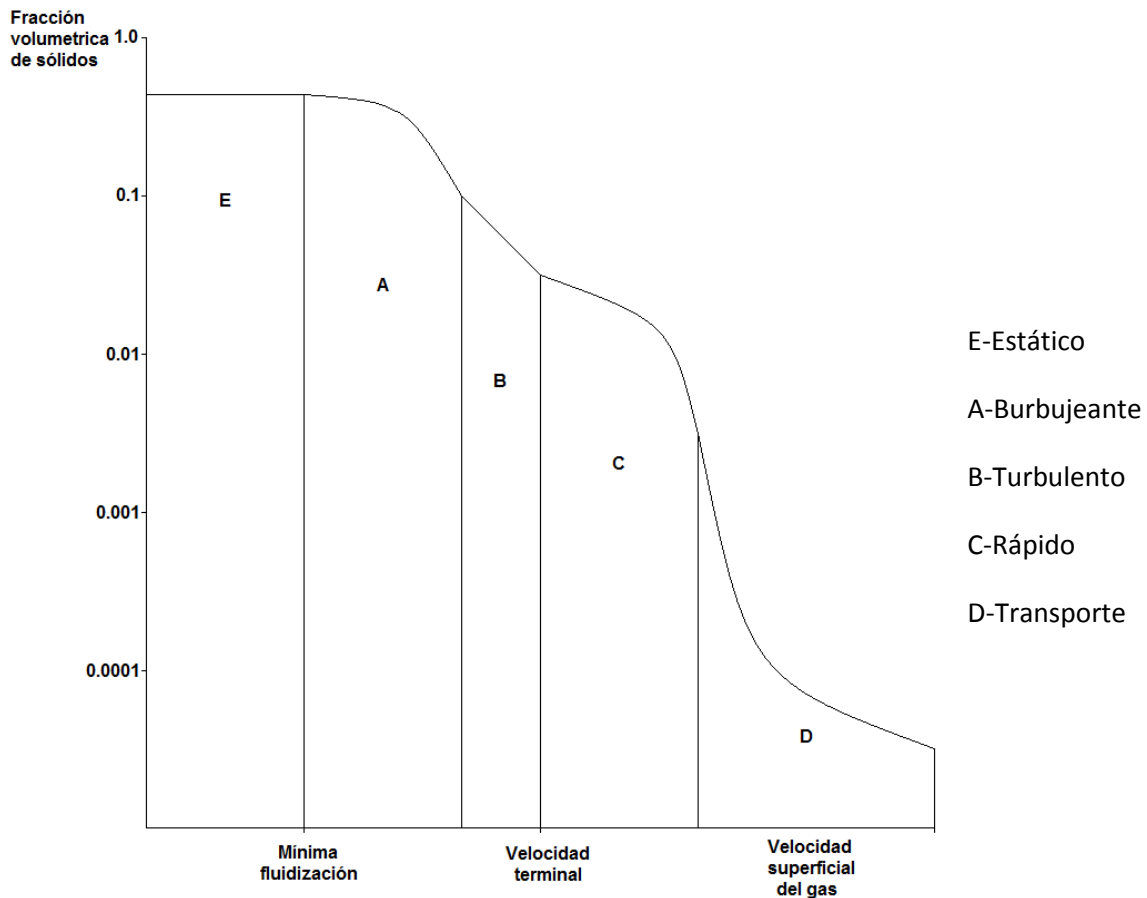


Figura 2.1 Regímenes de fluidización

2.2 Tipos de lechos

Existen varios regímenes de fluidización, y por lo tanto diferentes tipos de lechos fluidizados. Los lechos fluidizados se diferencian entre sí según la velocidad del aire en los mismos. Según se incrementa la velocidad del aire del lecho puede ser:

Lecho fijo: Es un lecho de partículas en el cual la velocidad de los gases no provoca una fuerza de arrastre suficiente para alterar la estabilidad de las partículas, como se observa en la siguiente figura:

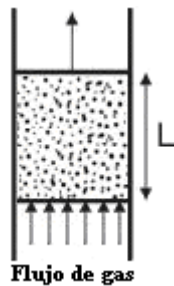


Figura 2.2 Lecho fijo

Lecho fluidizado burbujeante: Conforme aumenta la velocidad de los gases hasta llegar a la velocidad mínima de fluidización, el lecho de partículas adquiere un comportamiento pseudo-líquido. Pero si dicha velocidad es incrementada, entonces se forman burbujas en el lecho (comportamiento semejante al de un líquido en ebullición), en la figura 2.3 se muestra como las burbujas están constituidas por huecos gaseosos con poca cantidad de sólidos contenidos en ellas. En el exterior de ellas se forma una estela, que permite un movimiento continuo de partículas. La burbuja asciende conforme al flujo de gases y con ello se presenta un aumento en su dimensión, hasta que esta hace erupción en la superficie del lecho arrojando a las partículas, las cuales retornan al lecho.

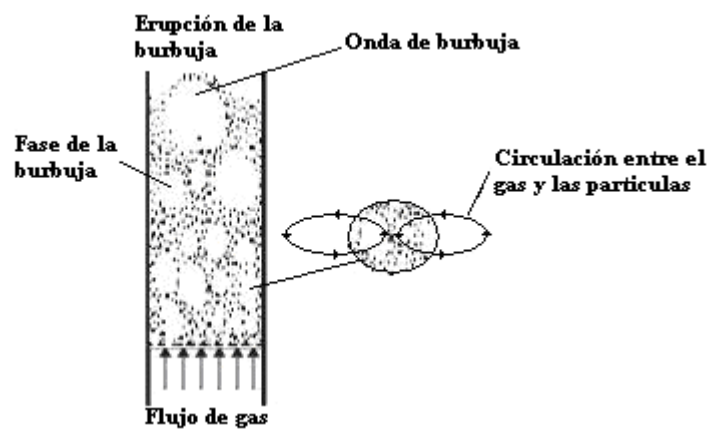


Figura 2.3 Lecho fluidizado burbujeante

Lecho fluidizado intermitente

Es de comportamiento similar al burbujeante y se diferencia básicamente por el tamaño de las burbujas, que son mayores y pueden alcanzar dimensiones que abarquen el lecho, como se observa en la figura 2.4. Generalmente para llegar a esta condición se necesita que la sección transversal y la profundidad del lecho sean pequeñas.



Figura 2.4 Lecho Fluidizado intermitente

Lecho fluidizado turbulento

Cuando se excede la velocidad mínima de fluidización, el lecho se expande y conforme se incrementa la velocidad de los gases se presenta un cambio en el patrón de expansión en el lecho, lo que ocasiona una violenta actividad en las partículas y por consiguiente un alto mezclado, como se observa en la figura 2.5, donde no se aprecia la formación de burbujas.

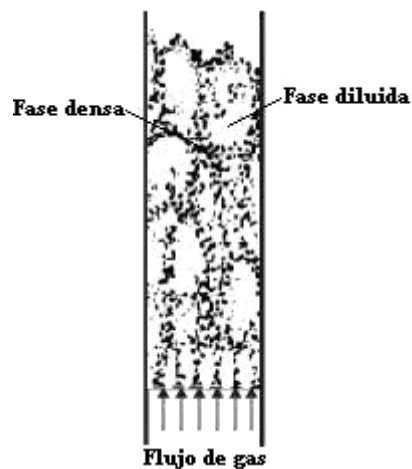


Figura 2.5 Lecho fluidizado turbulento

Lecho fluidizado rápido o circulante

Con velocidades muy elevadas del aire de fluidización se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de éstos mediante un ciclón, dando lugar al denominado "lecho fluidizado circulante".

Está basado en el régimen de fluidización rápida, que se encuentra situado entre el lecho turbulento y el de transporte neumático. Esencialmente presenta una suspensión no uniforme de conglomerados delgados de partículas con movimientos ascendentes y descendentes, teniendo un flujo de gas sólido muy dividido, como se aprecia en la figura 2.6. Las características principales de este régimen son la formación de conglomerados de partículas, alta velocidad de deslizamiento entre el sólido y el gas, así como una excelente mezcla. La formación de conglomerados se debe a que la velocidad relativa entre los sólidos (V_s) y de los gases (V_g) forman una onda trasera en cada partícula y cuando se llega al punto en el que la concentración de sólidos es elevada, entonces la partícula entrará a la onda de la otra.

La desintegración de conglomerados se presenta cuando la fuerza de arrastre del flujo de gases es menor al peso de las partículas unidas, lo que ocasiona la separación de ellas, uniéndose a otro conglomerado de partículas.

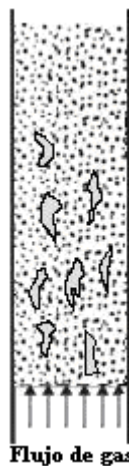


Figura 2.6 Lecho fluidizado circulante

2.3 Clasificación de los tipos de lechos de acuerdo a su presión

La temperatura del gas dentro de la caldera de lecho fluidizado va de los 820°C a los 840°C, lo cual determina su diseño y el arreglo de las superficies de transferencia de calor.

Desde el punto de vista de la presión de operación del combustor, este tipo de calderas pueden ser atmosférica o presurizada.

Lechos fluidizados atmosféricos: La tecnología de lecho fluidizado se utiliza principalmente para quemar carbón; sin embargo, permiten quemar combustibles de baja calidad como la biomasa. La capacidad de las calderas de lecho fluidizado atmosférico son de 150 MW a 300 MW y sus costos de US \$1,000 a US \$1,300 dólares /KW.

Operan a la presión atmosférica, el componente principal de la planta es el generador de vapor; el aire comburente se proporciona mediante ventiladores y la combustión proporciona el calor a un ciclo de vapor antes de expulsar los humos a la chimenea.

Lechos fluidizados presurizados: Los lechos fluidizados presurizados tienen una mayor eficiencia, un menor tamaño y mejor control de contaminantes que los lechos fluidizados atmosféricos, pero esto también está asociado con mayores costos de inversión.

Los lechos fluidizados presurizados operan a una presión mayor a la atmosférica de 0.2 MPa a 2 MPa. Remueven más del 90% de SO₂ a una relación molar calcio–azufre (Ca/S) de 1.5 a 3.0; las emisiones de NO_x van de los 100 ppm a 200 ppm, las cuales pueden reducirse a través de equipos de reducción catalítica. Su eficiencia es de 40 a 42% en ciclos combinados. Los costos de estos equipos oscilan entre US \$1,150 a US \$1,250 dólares/KW.

La combustión en lecho fluidizado presurizado aunque es más compleja de operar ofrece la posibilidad de utilizar turbinas de gas en la generación de electricidad, empleando ciclos combinados gas-vapor con un alto rendimiento global. Se pueden utilizar ciclos de vapor y de gas en conjunto. El combustible se quema en un lecho presurizado y los gases producidos se mantienen a alta temperatura para accionar la turbina de gas. Simultáneamente, una caldera absorbe calor del lecho, y el vapor producido acciona la turbina de vapor.

Tabla comparativa de ventajas en los tipos de lechos

Característica	Atmosférico	Presurizado
Operación	Fácil	Compleja
Eficiencia de combustión	Entre 95.5% a 99%	Mejora la eficiencia de la combustión, mayor a 99%
Dimensiones del equipo	Muy grande	Compacto

Costo	Alto	Mayor al atmosférico
Integración a ciclos	No	Si, ya que produce gases calientes de escape que se pueden aprovechar en una turbina de gas. Por lo tanto se puede ajustar a ciclo combinado gas-vapor.
Presiones de trabajo	Atmosférica 1.0132 bares	5-20 bares
Emisiones	Reducción de emisiones de azufre	Mayores reducciones en las emisiones de S, que en el ciclo atmosférico.

2.4 Tipos de calderas

Las calderas de lecho fluidizado tienen como finalidad producir vapor de alta presión y alta temperatura, que será luego utilizado para producir energía eléctrica o para un proceso industrial. La caldera se alimenta de agua, más aire (oxígeno) comburente y combustible, estos últimos con los cuales se produce la combustión, que genera el calor necesario para un proceso de vaporización del agua y de incremento de su presión y temperatura. Las calderas de lecho fluidizado se pueden clasificar de la siguiente manera:

Caldera de lecho fluidizado burbujeante: Caldera apta para la utilización de combustibles de alto contenido de humedad y bajo poder calorífico, sin requerir el uso de combustibles auxiliares. Las calderas de lecho fluidizado burbujeante son especialmente adecuadas para quemar variados tipos de desechos industriales y domiciliarios, y en particular aquellos de la industria forestal en general. La humedad del combustible puede variar considerablemente sin afectar negativamente la combustión, debido a la alta capacidad de calor del lecho fluidizado que aporta el material inerte que se emplea en el proceso de combustión. En la caldera de lecho fluidizado burbujeante no se recircula el material inerte con el combustible como se hace en una caldera de lecho fluidizado circulante. Estas calderas se construyen para bajas potencias eléctricas, inferiores a 60 MW.

Calderas de lecho fluidizado circulante: Caldera apta para la utilización de combustibles sólidos como el carbón, en especial los de difícil combustión tales como petcoke o coque de petróleo, antracita y lignitos, sin requerir el uso de combustibles auxiliares. Se basa en una combustión lenta a baja temperatura, mediante un material inerte caliente como la arena, que permite encender el combustible al quedar en contacto directo con dicho material. Las calderas de lecho fluidizado

circulante, como su nombre lo dice recirculan el material inerte y el combustible a alta velocidad como parte del proceso de combustión. Si se añade piedra caliza, se puede lograr un abatimiento de los óxidos de azufre (SOx) de 90%. Como la combustión se realiza a baja temperatura, la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) es más baja que una caldera de carbón pulverizado convencional. Sumando las bajas emisiones de SOx y de NOx, esta tecnología resulta muy amistosa con el medio ambiente. Las calderas de lecho fluidizado circulante se construyen para altas potencias, hasta de 300 MW eléctricos.

No es necesario pulverizar el combustible que alimenta la caldera, solo se necesita machacarlo.

2.5 Características de las calderas de lecho fluidizado circulante

La caldera de lecho circulante con recirculación interna, es un sistema donde la alimentación de combustible y absorbente se realiza con un tamaño de partícula menor 6,4 mm en la parte inferior del horno, mediante conductos que se encuentran inclinados a un ángulo de 70° con respecto a la horizontal, lo cual, además de suministrar el combustible funge como sello entre la presión de operación de la caldera y la atmosférica. La combustión se efectúa con una cantidad de aire primario de aproximadamente 55-70% de aire de combustión (dependiendo del tipo de combustible), una temperatura de lecho de 843-899°C, un exceso de aire que oscila en un intervalo de 15-25% y una velocidad de fluidización de aproximadamente 6 m/s. El aire secundario es inyectado al horno en flujos para tener una mejor distribución de aire, disminuyendo así los problemas de erosión, como se muestra en la figura 2.7

La remoción de cenizas se realiza mediante el drenado del lecho que remueve más del 50% de los residuos sólidos totales con el propósito de controlar la cantidad de sólidos almacenados en el lecho y remover partículas sobredimensionadas, mientras que la parte restante es desalojada por medio de precipitadores electrostáticos ubicados antes de la chimenea de los gases de salida atmosférica.

La recirculación de sólidos se realiza en forma diferente a otros sistemas que utilizan colectores ciclónicos, ya que B&W desarrolló el sistema “U-beam”, que consiste en un banco de canaletas colocadas en la dirección del flujo, efectuándose la separación por contacto directo. Así, las partículas caen y se recirculan en el hogar de la caldera. El sistema cuenta con un separador interno y otro externo, el interno se localiza entre las superficies de sobrecalentamiento y de saturación, lográndose una recolección de 75% de sólidos contenidos en el flujo de la fase dispersa, el “U-beam” externo se localiza después de la superficie de recalentamiento, lográndose la separación del 20-22,5% de los sólidos restantes. Es importante señalar que en este sistema elimina el uso de la válvula-L (control de la recirculación de sólidos). En este se obtienen eficiencias de combustión del 96-99,5%.

Este tipo de caldera tiene sus ventajas que son las siguientes:

- La dimensión de este tipo de caldera disminuye en un 20-25% con respecto a las convencionales.
- La eficiencia de combustión es alta.
- Presenta bajos costos de operación y mantenimiento.
- La única desventaja que presenta es que no cuenta con un intercambiador de calor

Transferencia de calor

La transferencia de calor en las calderas de lecho fluidizado circulante es muy importante para su diseño, operación y control, siendo los mecanismos más importantes la radiación y la convección. Esta transferencia de energía se lleva a cabo básicamente entre las partículas y los gases, el lecho y las paredes de agua, el lecho y las superficies inmersas en el horno, así como el ciclón o separador primario. El circuito de operación de la caldera se muestra en la figura 1.5, en donde se pueden observar las zonas principales de transferencia de calor.

Existe transferencia de calor entre los gases y las partículas, ya que se maneja un sistema de dos fases, como el gas-sólido, la transferencia de energía se efectúa del gas a las partículas sólidas, estando su valor en función de la concentración de sólidos y de su velocidad de desplazamiento.

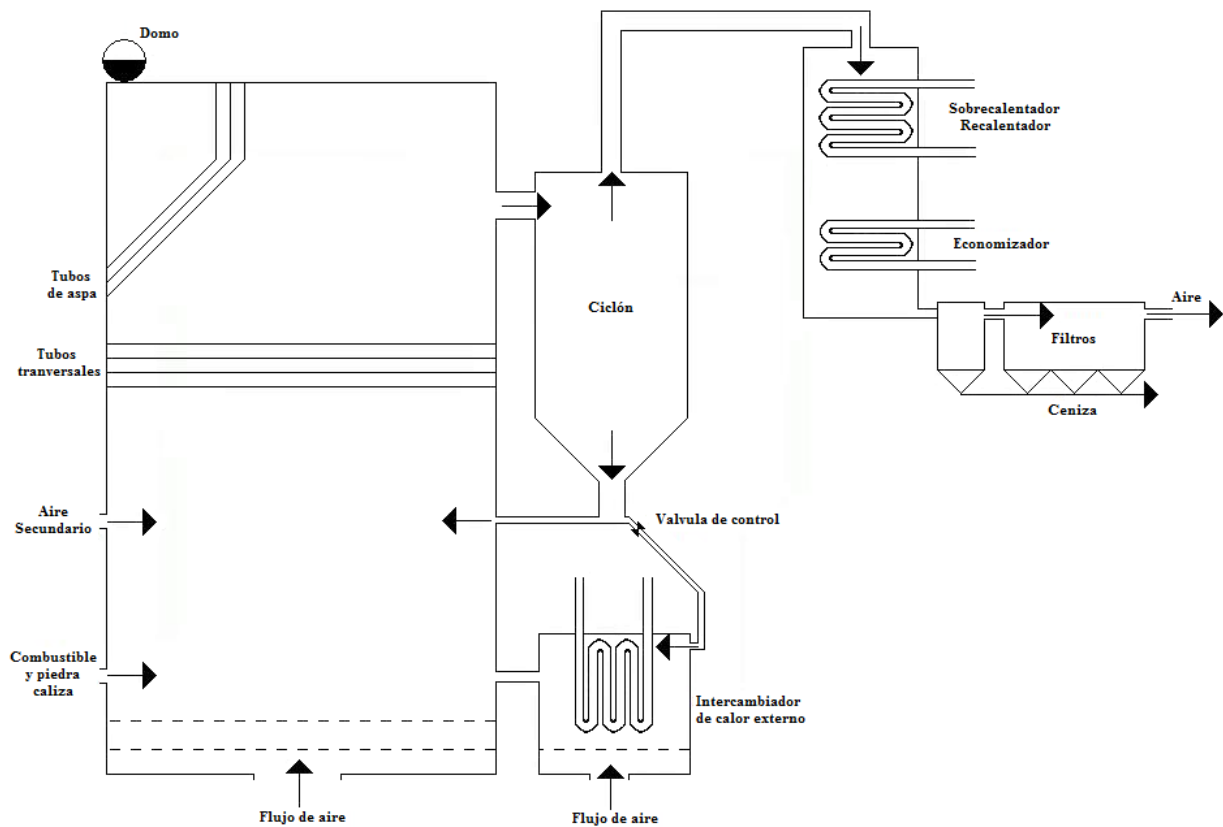


Figura 2.7 Circuito de operación de una caldera CFB

2.6 Sistemas comerciales

Actualmente existen diversas calderas de lecho fluidizado circulante en varios países del mundo como: China, España, Estados Unidos, Canadá, Francia, Japón, Holanda, India, Tailandia, Alemania, etc. Donde los principales fabricantes de equipo e instalación de este tipo de equipo son: Babcock and Wilcox, Foster and Wheeler, Westinghouse, Mitsubishi, Lurgi, ABB y GEC-ALSTHOM. Los equipos más utilizados en Europa y América son Babcock and Wilcox, por lo tanto usaremos como base este tipo de caldera para la realización de los cálculos.

Las calderas que se han instalado alrededor del mundo son las siguientes:

Babcock and Wilcox

Propietario	Localización	Capacidad (T/h)	Combustible	Inicio

Pusan Dyeing Company	Pusan (Corea)	80	Carbón y coque de petróleo	1991
Thai Petrochemical	Rayong (Tailandia)	130	Gas, carbón, y coque de petróleo	1994
Universidad del Sureste de Illinois	Illinois, Carbondale (E.U.A.)	46.1	Carbón, coque de petróleo y gas natural	1996
Indian Rayon Aditya Birla	Nuvo Veraval Gujarat (India)	105	Lignito, coque de petróleo, carbón, petróleo y gas	2007
Grasim Industries	Kotputli, Rajasthan (India)	102	Carbón, lignito y coque de petróleo	2007
Ultra Tech Cement, Ltd.	AP (India)	115	Carbón y coque de petróleo	2008
Saurashtra Cement	Rajasthan (India)	110	Carbón, lignito y coque de petróleo	2008
Grasim Cement	AP (India)	115	Carbón, lignito y coque de petróleo	2008

CAPITULO 3

TURBINAS

Las turbinas son máquinas destinadas a transformar en movimiento giratorio, mediante una rueda de paletas, la energía cinética de un fluido. En este caso se trataran dos tipos de turbinas en específico, la turbina de gas y turbinas de vapor.

3.1 Turbina de vapor

Es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica. Este vapor se genera en una caldera, de la que sale a una temperatura y presión elevada. En la turbina se desarrolla par y potencia en el eje como resultado de la variación de la cantidad de movimiento del fluido que pasa a través de ellas. Se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que normalmente es aprovechada por un generador para producir electricidad.

3.2 Partes que constituyen una turbina de vapor

Rotor: La energía desprendida por el vapor en la turbina se convierte en energía mecánica en este elemento; dado que la turbina esta dividida en un cierto numero de escalonamientos, el rotor esta compuesto por una varias coronas de alabes, una por cada escalonamiento.

Estator: Esta constituido por la propia carcasa de la turbina; esta conformado por una serie de corona de alabes, correspondiendo cada una a una etapa o escalonamiento de la turbina.

Toberas: El vapor es alimentado a la turbina a través de estos elementos. Su labor es conseguir una correcta distribución de vapor.

3.3 Tipos de turbinas de vapor

Puede hacerse según la forma de aprovechamiento de la energía contenida en el flujo de vapor (reacción o acción), según el número de etapas (multietapa o monoetapa), según la dirección del

flujo de vapor (axiales o radiales), si existe o no extracción de vapor antes de llegar al escape y por último por la presión de salida del vapor (contrapresión, escape libre o condensación). Para el objetivo de esta tesis, solo prestaremos atención a los siguientes tipos de turbinas.

- **Condensación:** La presión de descarga puede ser inferior a la atmosférica debido a la condensación de vapor de salida.

Estas turbinas sacan el vapor en estado parcialmente saturado, generalmente con calidad mayor a 90%, a una presión bastante inferior a la atmosférica hacia un condensador.

- **Extracción/condensación:** Una parte del vapor puede extraerse en varios puntos de la turbina, antes de la salida al condensador, obteniendo así vapor a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.
- **Contrapresión:** Se utilizan como expansores para reducir la presión del vapor generado y al mismo tiempo energía. Descargan el vapor a una presión superior o igual a la atmosférica, para ser utilizada en procesos industriales.

Son usadas para aplicaciones de vapor en procesos. La presión de salida es controlada por una válvula reguladora para satisfacer las necesidades de presión en el vapor de proceso. Se encuentran comúnmente en refinerías, donde se dispone de grandes cantidades de vapor de proceso a baja presión.

Cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador o torres de enfriamiento.

- **Presión mixta:** La turbina es alimentada con vapor a diferente presión.

3.4 Eficiencia

El rendimiento se obtiene como el cociente entre la energía producida por la misma y la energía disponible.

La eficiencia en una turbina varía con respecto a la potencia de la máquina, es decir a mayor potencia mayor será el rendimiento, así como la carga, de manera que una disminución importante del caudal de vapor decrementa de forma importante el rendimiento de la turbina.

La eficiencia de una turbina esta influenciada principalmente por las perdidas de fluidos debido a las fugas y otros factores, además de los efectos fricción que se presentan en el interior de la misma, producidas por el contacto permanente entre el fluido y las partes móviles o estacionarias de las turbinas.

Este fenómeno se ve representado en un incremento en la temperatura del fluido y una disminución de la eficiencia del proceso.

3.5 Turbina de gas

Es una turbomáquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas a gas son turbomáquinas térmicas.

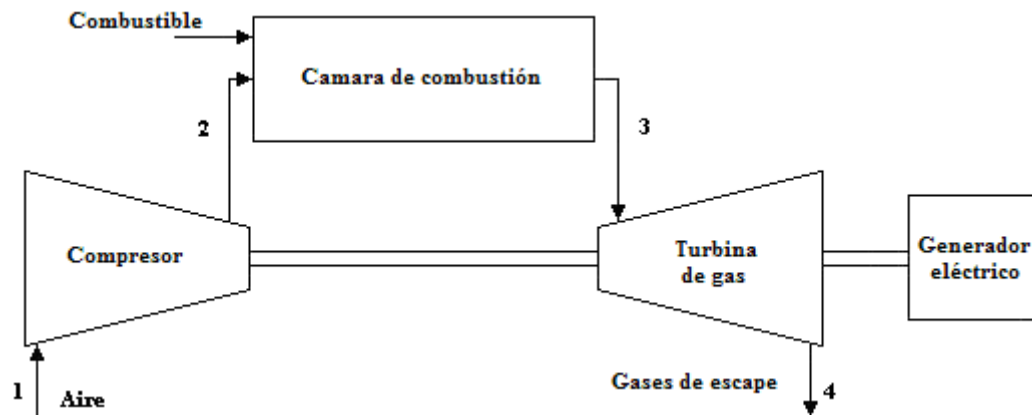
Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de flujo continuo que se caracteriza por presentar una baja relación peso potencia y una velocidad de giro muy elevada.

Tiene su fundamento en el ciclo Brayton, en el cual principalmente existen 3 pasos:

1-2 Presión Isentrópica.

2-3 Suministro de calor a presión constante.

3-4 Expansión Isentrópica.



3.1 Ciclo Brayton

Un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica.

3.6 Partes que constituyen una turbina de gas

Una turbina de gas consta básicamente de un compresor de aire, una cámara de combustión o combustor, la turbina y, para mejorar el rendimiento, un intercambiador de calor.

Compresor: Esta ubicado en la sección frontal de la turbina y es el elemento por el cual se introduce en forma forzada el aire desde el exterior. Por la disposición de sus aletas, permite que el flujo sea aspirado hacia el interior de la turbina.

Cámara de combustión: Debe llevar el gas a temperatura uniforme con mínimas diferencias de presión.

Turbina: Es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de gas en energía mecánica.

Intercambiador de calor: Transmiten el calor de los gases de escape del aire de los compresores. Aumentan rendimiento pero también volumen, peso y costo. Debido a esto no son aconsejables para la industria.

3.7 Eficiencia

Al igual que una turbina de gas, el rendimiento se obtiene como el cociente entre la energía producida por la misma y la energía disponible.

La eficiencia en una turbina varía con respecto a la potencia de la máquina, es decir a mayor potencia mayor será el rendimiento, así como la carga. La eficiencia de una turbina esta influenciada principalmente por las perdidas de fluidos debido a las fugas y otros factores, además de los efectos fricción que se presentan en el interior de la misma, producidas por el contacto permanente entre el fluido y las partes móviles o estacionarias de las turbinas.

CAPITULO 4

CICLO COMBINADO

Es un ciclo de potencia que se basa en el acoplamiento de dos ciclos diferentes de producción de energía, uno cuyo fluido de trabajo es vapor de agua (turbina de vapor) y el otro un gas producto de una combustión (turbina de gas). El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un eficiente empleo del combustible.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtiene un rendimiento de 50% superior a un ciclo único. El ciclo combinado contamina menos por quema de combustible fósil que un ciclo simple, ya que sus principales emisiones son de CO₂, y las emisiones de NO_x y SO₂ son insignificantes.

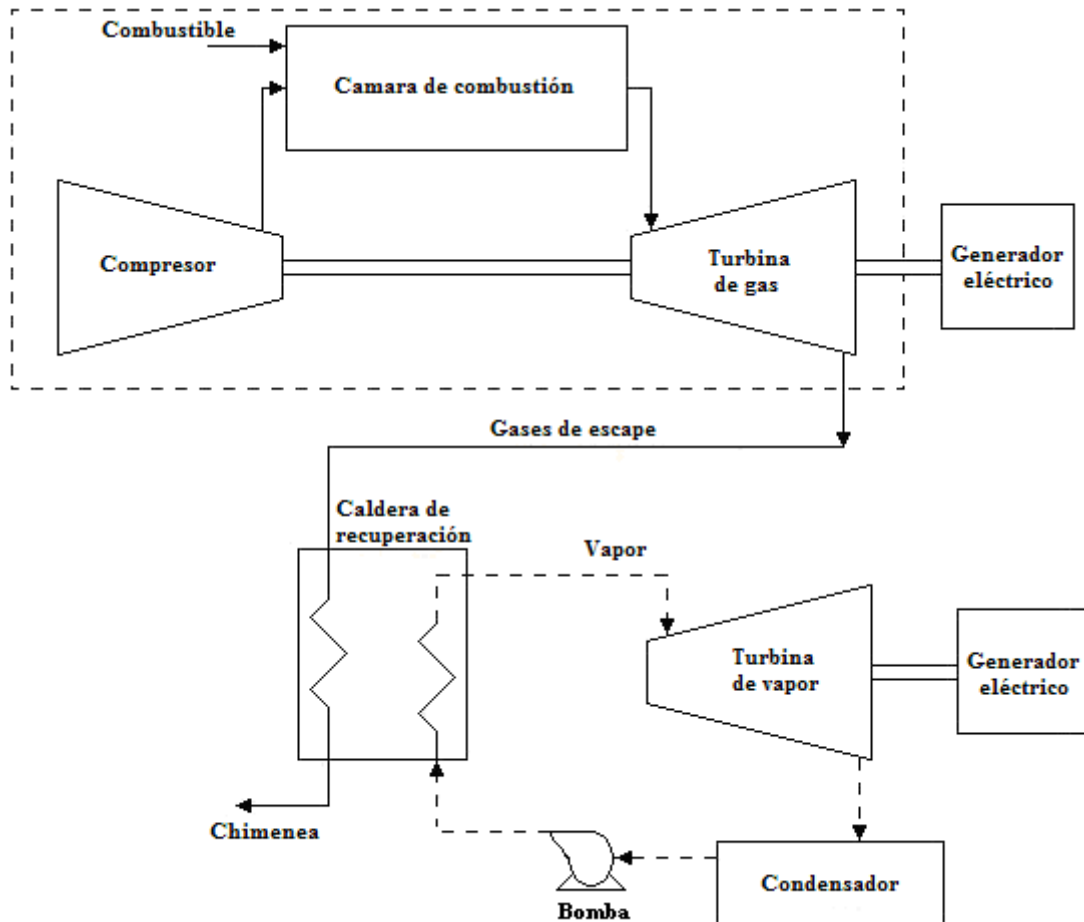
4.1 Funcionamiento del ciclo combinado

El ciclo comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina de gas a través de un filtro, el aire es comprimido y combinado con el combustible en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas proporcionando trabajo. Un generador acoplado a la turbina de gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta caldera se extrae la mayor parte de calor aun disponible en los gases de escape, por medio del intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua, produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible. Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea.

El vapor que sale de la turbina de vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante aire o agua, el aire circula por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor a la atmosfera.

Posteriormente el agua es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.



4.1 Ciclo combinado

4.2 Ventajas del ciclo combinado

- Son las generadoras de energía más adecuadas para cumplir con los objetivos del [Protocolo de Kioto](#), que obliga a sus firmantes a reducir sus emisiones en dióxido de carbono.
- Tiene 35 % menos de consumo de combustible que una central convencional
- Consumo de agua reducido frente a las centrales convencionales (1/3 de lo que consume una central de ciclo simple) debido a que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor.

4.3 Cogeneración

Es la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, y es una alternativa como método de conservación de energía para la industria.

4.4 Funcionamiento de los sistemas de cogeneración

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.

La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como cogeneración.

4.5 Tipos de sistemas de cogeneración

De acuerdo con el orden en que se realiza la generación de energía calorífica y de la energía eléctrica, pueden clasificarse en:

- 1) Sistemas superiores (Topping cycles): Son aquellos en los que la energía primaria se utiliza producir un fluido a alta temperatura y presión, que se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.
- 2) Sistemas inferiores (Bottoming Cycles): Son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica. Son utilizados en procesos generalmente con calor de desecho 250°C de temperatura o mayor.

4.6 Ventajas de los sistemas de cogeneración

- Ahorro energético: el consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que el producir de forma independiente energía térmica y eléctrica.
- Ahorro económico: No se tendrán ahorros energéticos, es más, la energía primaria que debe adquirir será superior en un 5 a 10% a la que venía adquiriendo. Los ahorros son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de costos que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su cogeneración.
- Mejora del medio ambiente: Debido a que es menor la cantidad de energía primaria que se necesita para producir la misma cantidad de energía útil y a que el impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor.
- Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión: En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias.
- Independencia de suministro de energía eléctrica de exterior: En determinados procesos industriales un corte de suministro de energía eléctrica puede provocar grandes problemas, la existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible una interconexión en paralelo del sistema con la red.
- Mejoramiento de la calidad del servicio: Con un sistema de cogeneración en una industria que requiere alta calidad de suministro de energía eléctrica se pueden eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial.
- Reducción de capital de inversión: Si los industriales que consumen grandes cantidades de energía eléctrica cogeneran, el gobierno tiene que intervenir menos para abastecer la demanda creciente de electricidad.

4.7 Desventajas y factores que afectan en la factibilidad de proyectos de cogeneración

Para poder definir la solución más económica que se apegue a las necesidades de una fábrica o proceso específico, hay que considerar los siguientes aspectos:

- Tipo de combustible: De acuerdo a las necesidades y circunstancias de la planta se puede escoger el tipo de combustible, ya que se tiene que tomar en cuenta la limpieza de gases, manejo de combustible, transportación, nivel de corrosión y costo.
- Relación calor/electricidad: Las diferentes industrias tienen sus requerimientos específicos de vapor y energía eléctrica. Normalmente la disponibilidad continua de vapor de proceso tiene absoluta prioridad. Con la apertura del sector eléctrico, la autogeneración se puede manejar con más flexibilidad, ya que la energía sobrante o faltante se puede vender o conseguir a través de CFE.
- Variación en el consumo de vapor: Cualquier caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones en el flujo. Por lo tanto se debe escoger la turbina adecuada de acuerdo a los tipos y necesidades de proceso, ya que puede haber variación en el consumo de vapor o ser un consumo lineal. La variación en el consumo de vapor requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.
- Agua de enfriamiento: Se debe tomar en cuenta la disposición de agua, ya que en zonas de escasez de agua, se deben considerar sistemas alternos de enfriamiento del tipo seco.
- Disponibilidad: La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor de proceso y electricidad. Las plantas de cogeneración pueden satisfacer este requisito si su concepto se define en forma adecuada. Para lograr esto hay que considerar la disponibilidad esperada de cada componente y prever los respaldos correspondientes.
- Costo de inversión: Dependiendo de la tecnología seleccionada el costo de la inversión puede variar. Sin embargo las condiciones demandadas por el proceso será las que definan primordialmente el tipo de tecnología y dentro de éstas se deberá adquirir aquella que requiera menor inversión.
- Protección ambiental: Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.
- Situación geográfica: Por razones técnicas y económicas las plantas de cogeneración deberán instalarse lo más cerca posible al consumidor de vapor de proceso. Los factores ambientales más importantes son, altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente.

4.8 Cogeneración con ciclo combinado

Este proceso se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos por la combustión, son utilizados como en el ciclo combinado sencillo para mover la turbina de gas y generar energía eléctrica. El calor producido dentro de la caldera, es utilizado para producir vapor y así poder mover la turbina generando energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate.

4.9 Descripción del proceso acoplando una caldera de lecho fluidizado

El proceso comienza cuando se inyectan el coque de petróleo (triturado) y el absorbente (piedra caliza), por medio de un flujo uniforme de aire, a través de la parte baja de la caldera; cuando la velocidad del aire alcanza un cierto nivel, las partículas sólidas adquieren un movimiento aleatorio y parece que flotan o que son un fluido.

Durante este proceso, el coque de petróleo se quema y el absorbente captura los compuestos de S desprendidos. El absorbente, cargado de S, forma un producto residual sólido y seco, desechable; se evacua a través de la parte inferior de la caldera.

Las partículas más pequeñas (ceniza en polvo), se arrastran por los gases calientes producidos en la combustión, hacia la parte superior de la caldera y, a continuación, los gases pasan a través de colectores de polvo o depuradores, que separan los sólidos del resto de gases.

Los gases de la combustión, relativamente limpios, mueven una turbina de gas, que acciona un compresor y generador eléctrico. El compresor se utiliza para el suministro del aire comburente presurizado, destinado al lecho fluidizado.

Los gases que salen de la turbina de gas se utilizan de nuevo para calentar el agua del ciclo agua-vapor, que se conduce a los bancos tubulares de los termointercambiadores sumergidos en el lecho denso, absorbiendo el calor del proceso de combustión, dentro de la vasija, y vaporizando el agua en el interior de los mismos. El vapor se lleva a una turbina, que acciona un generador para producir energía eléctrica, y una vez condensado vuelve a reiniciar su ciclo. Los gases residuales se liberan a la atmósfera.

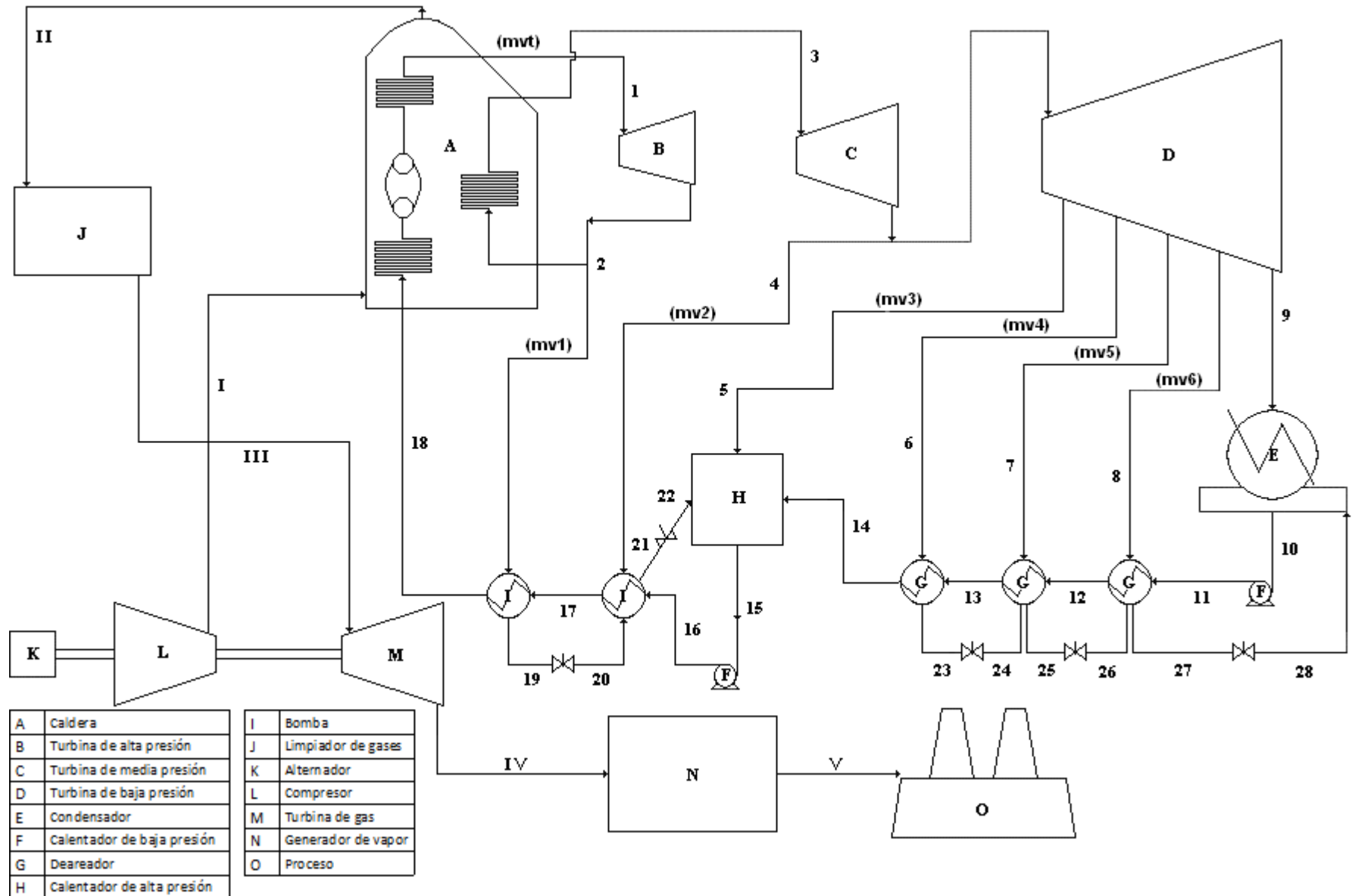
CAPITULO 5

CÁLCULOS Y RESULTADOS

La integración de la caldera de lecho fluidizado circulante presurizada al ciclo Rankine Regenerativo con Recalentamiento y al ciclo Brayton, permite evaluar al ciclo, mediante correspondiente balance térmico, con el cual se evaluaron los flujos de vapor requeridos, la generación de energía eléctrica y vapor para proceso, así como la eficiencia total del ciclo.

A continuación se presenta el esquema de proceso propuesto que engloba todo lo antes escrito, este esquema se diseñó con la finalidad de obtener el mayor beneficio y aprovechar al máximo los gases y vapores que se generan.

SE PROPONE EL SIGUIENTE ESQUEMA PARA LA IMPLEMETACION DE LO ANTES MENCIONADO



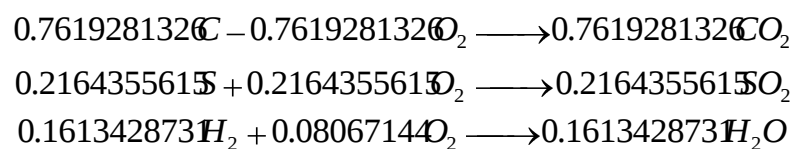
4.2 Esquema propuesto

5.1 Cálculos estequiométricos

Los cálculos estequiométricos, se requieren para el diseño de una Caldera de Lecho Fluidizado Circulante Presurizada. Ellos ayudan a encontrar la cantidad de coque de petróleo que se necesita quemar para obtener la eficiencia térmica deseada en una planta. Las especificaciones son basadas en las necesidades de aire para quemar dicha cantidad de combustible. También la cantidad de piedra caliza, para la captura del azufre que posee el combustible. Finalmente los sólidos y gases contaminantes producidos por la combustión están estimados gracias a los cálculos basados en las reacciones químicas.

Componente	m (masa en kg)	M (masa * kmol)	N=m/M (kmol * 100kg comb)	% en mol
C	81.32	12	6.776666667	76.19281326
S	6.16	32	0.1925	2.164355615
H ₂	2.87	2	1.435	16.13428731
N ₂	0.88	28	0.031428571	0.353364182
O ₂	0.45	32	0.0140625	0.158110394
Ceniza	0.32			
H ₂ O	8	18	0.444444444	4.997069241
	100		8.894102183	100

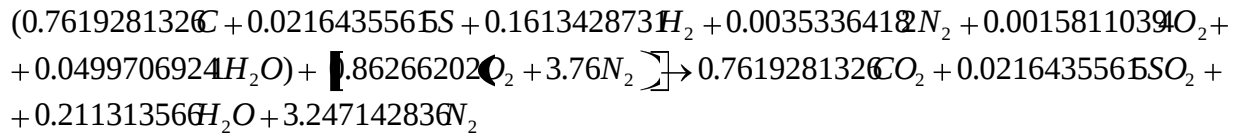
Escribimos ahora las ecuaciones de la reacción por kmol de elementos volátiles:



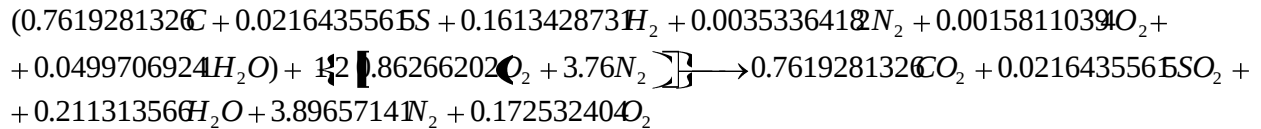
Así $(0.86424313 \text{ kmol de } \text{O}_2 \text{ requerido por kmol de comb}) - (0.0015811 \text{ kmol de } \text{O}_2 \text{ en el comb/ kmol de comb}) = 0.86266202 \text{ kmol de } \text{O}_2 \text{ requerido del aire / kmol de comb}$

Ahora la relación de la combustión completa para 1 kmol de comb con aire teórico es:





Para 20% de aire en exceso



Así la razón molar aire-combustible es:

$$\frac{N_{\text{aire}}}{N_{\text{combustible}}} \quad 1$$

$$= \frac{1.2(0.86266202)(4.76)}{1} = 4.927525466 \text{ (molar)}$$

Con base molar sin considerar la ceniza, la razón aire-combustible es:

$$AC_{\text{masa}} = \frac{\dot{m}_{\text{aire}}}{\dot{m}_{\text{combustible}}} \quad 2$$

$$= \frac{4.927525466(29)}{0.761928132(12) + 0.021643556(32) + 0.161342873(2) + 0.003533641(28) + 0.0015811039(32) + 0.049970692(18)}$$

$$= \frac{142.898239}{11.2074269} = 12.7503164 \frac{\text{kg}_{\text{aire}}}{\text{kg}_{\text{combustible}}}$$

$$\dot{m}_{\text{aire}} = AC * \dot{m}_{\text{combustible}} \quad 3$$

$$\dot{m}_{aire} = AC * \dot{m}_{combustible} = 12.7503164 \frac{kg_{aire}}{kg_{combustible}} * 27.63 \frac{kg_{combustible}}{s} = 352.291241 \frac{kg_{aire}}{s}$$

$$\dot{m}_{gases} = \dot{m}_{aire} + \dot{m}_{combustible}$$

4

$$\dot{m}_{gases} = 352.291241 \frac{kg_{aire}}{s} + 27.63 \frac{kg_{combustible}}{s} = 379.921241 \frac{kg}{s}$$

Recalculando con el nuevo SO₂

Para reducir los niveles de SO₂ se introduce en la caldera piedra caliza, esta piedra reacciona con el azufre creando CaSO₄, que se puede remover de forma solida. Para recalculer los productos de la combustión se tienen lo siguientes:

Componente	%mol	M	m=N*M	masa
CO2	0,76192813	44	33,5248378	0,21863259
SO2	0,02164356	64	1,38518759	0,00903352
H2O	0,21131357	18	3,80364418	0,02480551
N2	3,89657141	28	109,103999	0,71152289
O2	0,1725324	32	5,52103694	0,0360055
	5,06398907	186	153,338706	1

Los productos de la combustión por el flujo de gases

Componente	masa	masa* mgases
CO2	0,21863259	83,06316341
SO2	0,00903352	3,43202446
H2O	0,02480551	9,424138594
N2	0,71152289	270,32266
O2	0,0360055	13,67925463
	1	379,9212411

Composición del absorbente

Componente	masa
XMgCO3	0,09
XCaCO3	0,9
materia inerte	0,01

radio molar	2
fracción de azufre convierte en CaSO4	90%

Absorbente requerido

$$Abs_{req} = \frac{S * radiomolar}{32 * XC_aCO_3} \quad 5$$

$$= \frac{6.16kg * 2}{32 * 0.9} = 0.42777778 \frac{kg}{kg_{comb}}$$

SO₂ generado con la absorción de la piedra caliza

$$SO_2 = 2S * (1 - \text{fracci\~{o}n de azufre convertida en CaSO}_4) \quad 6$$

$$SO_2 = 2S * (1 - \text{fracci\~{o}n de azufre convertida en CaSO}_4) = 2 * 0.0616 * (1 - 0.9) = 0.01232 \frac{kg}{kg_{comb}}$$

Total de gases de SO₂ generados

$$SO_{2gen} = SO_2 * \dot{m}_{combustible} \quad 7$$

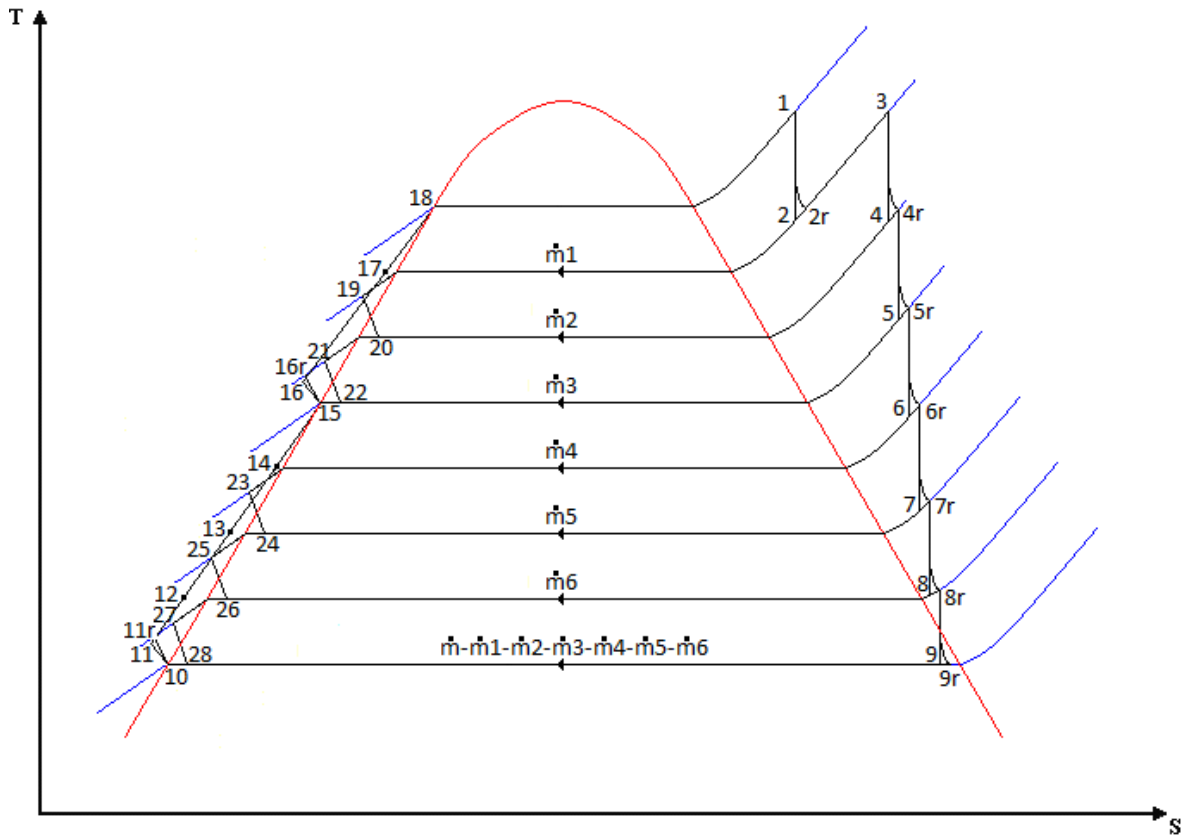
$$= 0.01232 \frac{kg}{kg_{comb}} * 27.63 \frac{kg_{comb}}{s} = 0.3404016 \frac{kg}{s}$$

Obteniendo de nueva cuenta los productos de los gases de combustión con la absorción de los gases de SO₂ queda de la siguiente manera:

Componente	masa	%masa	M (masa por kmol)	N=m/M (kmol por 100kg comb)	% en mol
CO2	83,0631634	0,22042631	44	0,005009689	0,151041592
2SO2	0,3404016	0,00090333	64	1,41145E-05	0,000425552
H2O	9,42413859	0,02500902	18	0,00138939	0,041889958
N2	270,32266	0,71736044	28	0,025620016	0,772440763
O2	13,6792546	0,0363009	32	0,001134403	0,034202135
	376,829618	1		0,033167612	1

Por lo tanto el flujo de gases total de gases es de 376.829618 kg/s

5.2 Ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento



4.3 Tabla temperatura vs entropía del ciclo Rankine Regenerativo con Recalentamiento

El aire a la entrada de la caldera, cuenta con las mismas condiciones que a la salida del compresor, ya que con las condiciones óptimas se desprecian pérdidas de presión y temperatura en el punto 1; al realizarse la combustión, el vapor generado de acuerdo a las especificaciones de este tipo de caldera están en el punto 2; el vapor saliendo de la caldera entra a la turbina de vapor de alta presión y se expande al punto 3; entra a un recalentador y sale a las condiciones del punto 4; entra a la turbina de media presión y se expande hasta el punto 5; entra a la turbina de baja presión en las condiciones anteriores y tiene una extracción de hasta llegar al punto 6; la siguiente extracción en la turbina de baja presión son representadas con las condiciones del punto 7; después de la tercera extracción el vapor de trabajo queda de acuerdo al punto 8; en la cuarta extracción el vapor de trabajo queda representado en el punto 9; Por ultimo las condiciones del vapor al entrar al condensador son el punto 10.

Propiedades	Punto	
Presión	1	21,26836 bar
Temperatura	1	654,591025613625°C
Presión	2	166.456 bar
Temperatura	2	565.55555°C
Presión	3	30 bar
Temperatura	3	293.65696°C
Presión	4	30 bar
Temperatura	4	565.55555°C
Presión	5	15 bar
Temperatura	5	447.5142° C
Presión	6	5 bar
Temperatura	6	297. 3441°C
Presión	7	2 bar
Temperatura	7	195.0573°C
Presión	8	1.2 bar
Temperatura	8	156.1835 °C
Presión	9	0.65 bar
Temperatura	9	102.6894 °C
Presión	10	0.11 bar
Temperatura	10	39.2221 °C

Con los datos anteriores se tienen las siguientes entalpías:

h1	347,377,407	kJ/kg
h2	297,615,939	kJ/kg
h2r	302,592,086	kJ/kg
h3	360,439,815	kJ/kg
h4	335,885,595	kJ/kg
h4r	338,341,017	kJ/kg
h5	305,875,901	kJ/kg
h5r	309,122,412	kJ/kg
h6	286,117,659	kJ/kg
h6r	288,418,134	kJ/kg
h7	278,735,165	kJ/kg
h7r	279,703,462	kJ/kg
h8	268,619,101	kJ/kg
h8r	269,727,537	kJ/kg
h9	242,994,814	kJ/kg
h9r	245,668,086	kJ/kg
h10=h9f	199,67	kJ/kg
h11	200,164,428	kJ/kg
h11r	200,288,035	kJ/kg

h12	356,645,672	kJ/kg
h13	425,635,166	kJ/kg
h14	492,867,693	kJ/kg
h15	640,23	kJ/kg
h16	657,870,683	kJ/kg
h16r	662,280,853	kJ/kg
h17	844,84	kJ/kg
h18	1008,4	kJ/kg
h19	870,011,809	kJ/kg
h20	870,011,809	kJ/kg
h21	686,465,171	kJ/kg
h22	686,465,171	kJ/kg
h23	449,047,018	kJ/kg
h24	449,047,018	kJ/kg
h25	379,965,915	kJ/kg
h26	379,965,915	kJ/kg
h27	223,488,982	kJ/kg
h28	223,488,982	kJ/kg

Los flujos de vapor ($\dot{m}_{vi}$) se calcularon mediante el balance de energía en la caldera, calentadores, y Deareador; donde (Q_H) es la capacidad de la caldera y (h_i) las entalpías. Obteniendo las siguientes ecuaciones:

Caldera

$$\dot{m}_{vt}(h_1 + h_3 - h_{2r} - h_{18}) - \dot{m}_{v1}(h_3 - h_{2r}) = Q_H \quad 8$$

Calentadores de alta presión

$$\dot{m}_{vt}(h_{17} - h_{18}) + \dot{m}_{v1}(h_{2r} - h_{19}) = 0 \quad 9$$

$$\dot{m}_{vt}(h_{16r} - h_{17}) + \dot{m}_{v1}(h_{20} - h_{21}) + \dot{m}_{v2}(h_{4r} - h_{21}) = 0 \quad 10$$

Calentadores de baja presión

$$\dot{m}_{vt}(h_{13} - h_{14}) - \dot{m}_{v1}(h_{13} - h_{14}) - \dot{m}_{v2}(h_{13} - h_{14}) - \dot{m}_{v3}(h_{13} - h_{14}) + \dot{m}_{v4}(h_{6r} - h_{23}) = 0 \quad 11$$

$$\dot{m}_{vt}(h_{12} - h_{13}) - \dot{m}_{v1}(h_{12} - h_{13}) - \dot{m}_{v2}(h_{12} - h_{13}) - \dot{m}_{v3}(h_{12} - h_{13}) + \dot{m}_{v4}(h_{24} - h_{25}) + \dot{m}_{v5}(h_{7r} - h_{25}) = 0 \quad 12$$

$$\dot{m}_{vt}(h_{11r} - h_{12}) - \dot{m}_{v1}(h_{11r} - h_{12}) - \dot{m}_{v2}(h_{11r} - h_{12}) - \dot{m}_{v3}(h_{11r} - h_{12}) + \dot{m}_{v4}(h_{26} - h_{27}) + \dot{m}_{v5}(h_{26} - h_{27}) + \dot{m}_{v6}(h_{8r} - h_{27}) = 0 \quad 13$$

Deaerador

$$\dot{m}_{vt}(h_{14} - h_{15}) + \dot{m}_{v1}(h_{22} - h_{14}) + \dot{m}_{v2}(h_{22} - h_{14}) + \dot{m}_{v3}(h_{5r} - h_{14}) = 0 \quad 14$$

Operaciones

$$\eta_{bombas} = 80\%$$

$$\eta_{turbinadapor} = 90\%$$

$$\eta_{caldera} = 85\%$$

Aproximación de drenajes= 5.55 °C

$$Q_s = PCA_{comb} * \dot{m}_{combustible} \quad 15$$

$$= 34150 \frac{kJ}{kg} * 27.63 \frac{kg}{s} = 9435645 \frac{kJ}{s}$$

$$Q_H = Q_s * \eta_{caldera} \quad 16$$

29

$$= 9435645 \frac{kJ}{s} * 0.85 = 802029825 \frac{kJ}{s}$$

Despejando los flujos:

$$\dot{m}_{vt} = \frac{Q_H (\dot{m}_{2r} - h_{19})}{(\dot{m}_1 + h_3 - h_{2r} - h_{18}) (\dot{m}_{2r} - h_{19}) - (\dot{m}_{17} - h_{18}) (\dot{m}_3 - h_{2r})} \quad 17$$

$$= 267.346425 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v1} = - \frac{\dot{m}_{vt} (\dot{m}_{17} - h_{18})}{(\dot{m}_{2r} - h_{16})} \quad 18$$

$$= 20.2824795 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v2} = - \frac{\dot{m}_{vt} (\dot{m}_{16r} - h_{17}) + \dot{m}_{v1} (\dot{m}_{20} - h_{21})}{(\dot{m}_{4r} - h_{21})} \quad 19$$

$$= 16.7166013 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v3} = - \frac{\dot{m}_{vt} (\dot{m}_{14} - h_{15}) + \dot{m}_{v1} (\dot{m}_{22} - h_{14}) + \dot{m}_{v2} (\dot{m}_{22} - h_{14})}{(\dot{m}_{5r} - h_{14})} \quad 20$$

$$= 12.4054794 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v4} = \frac{\dot{m}_{v1} (\dot{m}_{13} - h_{14}) + \dot{m}_{v2} (\dot{m}_{13} - h_{14}) + \dot{m}_{v3} (\dot{m}_{13} - h_{14}) + \dot{m}_{vt} (\dot{m}_{13} - h_{14})}{(\dot{m}_{6r} - h_{23})} \quad 21$$

$$= 6.01723785 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v5} = \frac{(\dot{m}_{v1} + \dot{m}_{v2} + \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{vt})(h_{12} - h_{13}) - \dot{m}_{v4}(h_{24} - h_{25})}{h_{7r} - h_{25}} \quad 22$$

$$= 6.04865776 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{v6} = \frac{(\dot{m}_{v1} + \dot{m}_{v2} + \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{vt})(h_{11r} - h_{12}) - (\dot{m}_{v4} + \dot{m}_{v5})(h_{26} - h_{27})}{h_{8r} - h_{23}} \quad 23$$

$$= 13.0119726 \frac{kg}{s}$$

La energía eléctrica generada se calculo mediante el balance de energía en las turbinas ($\dot{W}_T$) y bombas ($\dot{W}_B$).

Turbinas

$$\dot{W}_{TAltaPresión} = \dot{m}_{vt}(h_1 - h_{2r}) \quad 24$$

$$= 133035505 \frac{kJ}{s}$$

$$\dot{W}_{TPresiónMedia} = (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1})(h_3 - h_{4r}) \quad 25$$

$$= 54598161 \frac{kJ}{s}$$

$$\begin{aligned}
W_{TBajaPresión} = & (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2})(h_{4r} - h_{5r}) + (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3})(h_{5r} - h_{6r}) + \\
& + (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{v4})(h_{6r} - h_{7r}) + (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{v4} - \dot{m}_{v5})(h_{7r} - h_{8r}) \\
& + (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{v4} - \dot{m}_{v5} - \dot{m}_{v6})(h_{8r} - h_{9r})
\end{aligned} \quad 26$$

$$W_{TBajaPresión} = 197836157 \frac{kJ}{s}$$

Bombas

$$W_{TBS} = \dot{m}_{vt}(h_{16r} - h_{15}) + (\dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3})(h_{11r} - h_{10}) \quad 27$$

$$= 6029.91244 \frac{kJ}{kg}$$

Flujo total

$$\dot{m}_{Tot} = \dot{m}_{vt} - \dot{m}_{v1} - \dot{m}_{v2} - \dot{m}_{v3} - \dot{m}_{v4} - \dot{m}_{v5} - \dot{m}_{v6} \quad 28$$

$$\dot{m}_{Tot} = 192.863996 \frac{kg}{s}$$

5.3 Ciclo Brayton

En el análisis de los ciclos de las turbinas de gas, es útil emplear al principio un ciclo de aire estándar abierto. Los ciclos de las turbinas de gas reales son abiertos, ya que se debe introducir aire en forma continua en el compresor.

Los datos que se tomaron en la entrada al compresor son datos estándar del aire en el punto 1 del ciclo Brayton y a la salida del compresor se tienen los datos del punto 2 de la siguiente tabla:

Propiedades	Punto	
Presión	1	1 bar
Temperatura	1	300 K
Presión	2	21,26836 bar
Temperatura	2	654,591025613625 K

Los gases obtenidos de la salida de la caldera tienen un temperatura de 1144.11111 K y existen perdidas en tuberías, filtros y limpiador de gases ciclónico:

Caída de presión					
Ciclón	0,0074676	bar	3	0,0224028	bar
Ductos	20,26836	bar	0,01	0,2026836	bar
Filtro	0,82728	bar	1	0,82728	bar

El ciclo Brayton tiene un suministro de calor a presión constante, pero por las perdidas antes explicadas queda de la siguiente manera:

$$P_{3R} = P_3 - P_{perdida}; \quad 29$$

$$= 21.26836 \text{ bar} - 1.0523664 \text{ bar} = 20.2159936 \text{ bar}$$

Para la utilización de los gases de salida de la turbina de gas, se tiene que hacer una expansión a 3.5 bares de acuerdo a las necesidades de vapor, las condiciones de temperatura a esta presión es de 742.905927 K o 469.905927 C.

Con los datos anteriores se tienen las siguientes entalpías:

h1	300,19	kJ/kg
h2t	664,72026	kJ/kg
h2r	755,852825	kJ/kg
h3	1212,369	kJ/kg
h4	759,060879	kJ/kg
h4r	827,057097	kJ/kg

Existen dos tipos de trabajos en este ciclo, trabajo de compresión que es el que efectúa el compresor y un trabajo de expansión, que se da en la turbina de gas:

$$W_c = h_{2r} - h_1 = \quad 30$$

$$= 455.662825 \frac{kJ}{kg}$$

$$W_e = h_3 - h_{4r} \quad 31$$

$$= 1212.369 \frac{kJ}{kg} - 827.057097 \frac{kJ}{kg} = 385.311903 \frac{kJ}{kg}$$

La potencia generada por la turbina de gas:

$$\dot{W} = W_e * \dot{m}_{gases} \quad 32$$

$$= 385.311903 \frac{kJ}{kg} * 376.829618 \frac{kg}{s} = 145196937 \frac{kJ}{s}$$

5.4 Vapor para proceso

Calculando el punto de rocío

$$T_{DP} = \frac{1}{0.002276 - 0.00002943 \ln p_{H_2O} - 0.0000858 \ln p_{H_2SO_4} + 0.0000062 (\ln p_{H_2SO_4}) (\ln p_{H_2O})} \quad 33$$

$$T_{DP} = \frac{1}{0.002276 - 0.00002943 \ln(110.2301006) - 0.0000858 \ln(1.119805673) + 0.0000062 (\ln(1.119805673)) (\ln(110.2301006))} =$$

$$T_{DP} = 469.2205851 \text{ K}$$

$$T_{DP}=196.2205851\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Calculando el Cp de la mezcla

	masa	Cp	masa*Cp
CO2	0,22042631	0,846	0,186480661
2SO2	0,00090333	0,601	0,000542901
H2O	0,02500902	1,86	0,046516773
N2	0,71736044	1,04	0,746054856
O2	0,0363009	0,918	0,033324227
	1		1,012919418

$$Cp = 1.012919418 \frac{kJ}{kgK}$$

Temperaturas

T_i= temperatura a la salida de la caldera= 460 °C

$$T_{H_2O} = T_{sat_a 3.5bar} = 138^{\circ}\text{C}$$

$$T_{DP} = \frac{T_{gases} + T_{H_2O}}{2} \quad 34$$

$$= 196.2205851^{\circ}\text{C}$$

$$T_{gases} = T_f = (196.2205851^{\circ}\text{C} * 2) - 138^{\circ}\text{C} = 254.4411702^{\circ}\text{C}$$

$$Qg = \dot{m}_{gases} * Cp |(T_f - T_i)| \quad 35$$

$$Qg = 376.8296182 \frac{kg}{s} * 1.012919418 \frac{kJ}{kgK} (460 - 260) = 76339.6075$$

$$Qg = \dot{m}_v h_{fg} + \dot{m}_v C(T_{sat} - T_i)_{H_2O} \quad 36$$

Despejando para obtener el flujo de vapor:

$$\dot{m}_v = \frac{Qg}{h_{fg} + (C * (T_{sat} - T_i))_{H_2O}} \quad 37$$

$$= \frac{76339.6075}{2148.1 + 4.1868 * (81.751 - 138.1275)} = 32.7533374 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_v = 117.912014 \frac{ton}{h}$$

5.5 Generación total de energía eléctrica

$$\dot{W}_T = \dot{W}_{tv} + \dot{W}_{tg} \quad 38$$

$$= 145196937KW + 385469KW = 530666761KW$$

5.6 Eficiencia total del ciclo

Se debe de calcular una eficiencia total del ciclo, ya que en el ciclo Brayton el aire de salida del compresor entra en una cámara de combustión, y en este caso entra directamente a la caldera, en total la eficiencia del esquema propuesto quedaría como la suma de los trabajos entre el calor suministrado.

$$Q_s = PCI * \dot{m}_{combustible} \quad 39$$

$$= 34150 \frac{kJ}{kg} * 27.63 \frac{kg}{s} = 9435645 \frac{kJ}{s}$$

$$W_n = W_{Tv} + W_{Tg} - W_C \quad 40$$

$$= 3854698234 \frac{kJ}{s} + 385.3119028 \frac{kJ}{s} - 455.6628253 \frac{kJ}{s} = 3853994725 \frac{kJ}{s}$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_n}{Q_s} \quad 41$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_n}{Q_s} = \frac{3853994725 \frac{kJ}{s}}{9435645 \frac{kJ}{s}} = 0.408450585$$

$$\eta_{ciclo} = 40.8450585\%$$

5.7 Resultados y conclusiones

En el presente trabajo se propuso la implementación de una caldera presurizada de lecho fluidizado circulante a un ciclo combinado. El combustible utilizado es residuo de petróleo producto de su refinación, conocido como coque de petróleo. Este combustible cuenta con un alto poder calorífico, aunque contiene un gran contenido de azufre y metales pesados, por lo tanto, su uso requiere tecnologías especiales. En las refinerías se maneja como producto residual “el cual se vende a la industria cementera”. El objetivo es poder autoabastecerse de energía eléctrica y una pequeña cantidad de vapor para proceso, con esto para poder hacer más eficiente las plantas de refinación. Se simuló el manejo de los flujos de vapor y gases a partir de programas creados en Excel.

Las conclusiones a las que se llega después de haber realizado las simulaciones y análisis son las siguientes:

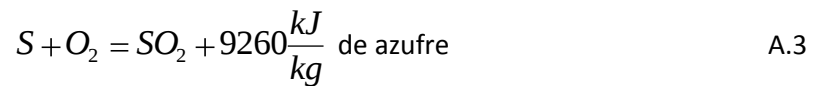
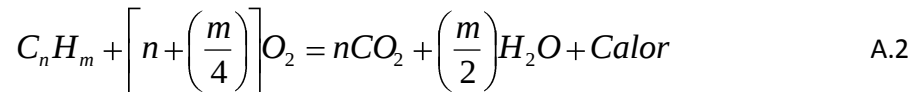
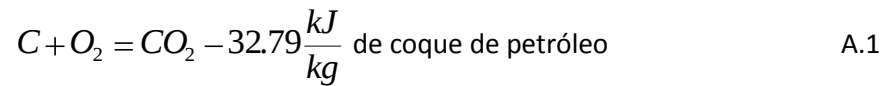
- La eficiencia total del esquema propuesto se calculó en 40.845% que es un valor aceptable. Esta eficiencia comparada con otros ciclos combinados convencionales es menor en un 10.17% a 22.41%. Esta desviación de resultados se debe principalmente al combustible utilizado. En un esquema convencional se maneja gas natural, el cual cuenta con un punto de rocío de 111C y para el coque de petróleo se tiene una temperatura de rocío calculada en 196.22C. Además de que existe una pérdida de energía en el proceso de limpieza de los gases productos de la combustión. Por otra parte no está considerado el vapor generado para proceso en la eficiencia.
- Se logró el principal objetivo, que era poder utilizar el coque de petróleo para la generación de vapor y energía eléctrica sin crear contaminantes que pudieran alterar las condiciones ambientales regionales. En la combustión al integrar la piedra caliza se puede capturar el azufre y por lo tanto disminuir la generación de óxidos de azufre (SOx) por debajo de la norma NOM-085-ECOL-1994, emisiones máximas permisibles en México $\frac{2.16kg}{10^6 kcal}$ para equipos con capacidad mayor a 110,000 MJ/h los óxidos de azufre que se generaron son $\frac{1.77703kg}{10^6 kcal}$. Lo anterior muestra que las emisiones de SO₂ están por debajo de las normas ambientales.
- EL consumo de electricidad en la planta de refinación de Minatitlán es de 475 MW en la actualidad. Se logro generar un total de 530 MW de electricidad, se logro cumplir y sobrepasar las necesidades de consumo de electricidad. Por lo tanto, la planta de refinación es auto suficiente al utilizar este residuo de petróleo.
- De acuerdo a las necesidades en las condiciones de vapor para un proceso de la refinería de Minatitlán de PEMEX refinación. Se requería 440 T/h de vapor a 10.5 bar, con estas condiciones de presión de vapor se lograron producir 117.91 T/h. Cumpliendo con la necesidades en la generación para proceso.
- Por otra parte, para un trabajo futuro, se podrían analizar los costos de implementación de este sistema en determinada refinería. Calcular el tiempo en que se recuperaría la inversión, además de obtener el ahorro que se tendría una vez ya recuperada la inversión. El valor podría ser significativo, ya que no se tendrían costos de traslado del combustible, se podría hacer autosuficiente de energía eléctrica de acuerdo a las necesidades de cada

refinería. Todo esto se podría implementar en cada una de las refinerías de PEMEX y otros países.

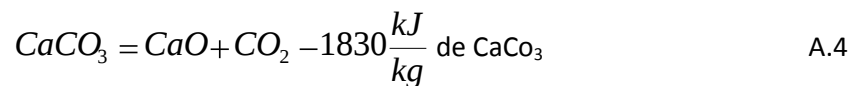
APÉNDICE

Reacciones químicas

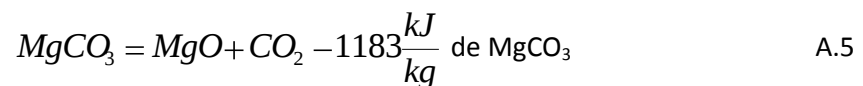
Algunos hornos queman materiales con gran cantidad de azufre, se requiere mantener el azufre liberado durante la combustión, en estado sólido, para que no se escape a la atmosfera. Por lo tanto se necesitan los cálculos estequiométricos para poder llegar a las consideraciones dadas. Existe otro tipo de quemadores de CLFC (Calderas de Lecho Fluidizado Circulante), para materiales sin azufre o con bajas cantidades del mismo. Por lo tanto no es requerido siempre el uso de la piedra caliza, para la retención de azufre. Las reacciones de combustión global para el primer tipo de caldera se pueden escribir de la siguiente manera:



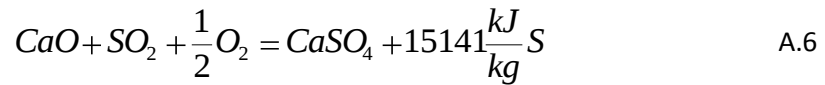
Para la absorción del SO_2 , se introduce en el horno la piedra caliza. La piedra caliza es primero calcinada a CaO , a través de la reacción de calcinación siguiente:



Si la absorción contiene carbonato de magnesio, se produce una reacción adicional:



El óxido de calcio, ya sea de piedra caliza o de cenizas de carbón, absorbe una fracción del dióxido de azufre del carbón durante la combustión.



El oxígeno es necesario para la combustión y reacciones de sulfatación, en cualquier proceso de sólido-gas el contacto entre sólido y gas es imperfecto, por lo que se necesita un exceso de aire.

En comparación con el (carbón pulverizado) coque de petróleo pulverizado y la combustión en el lecho fluidizado burbujeante, las CLFC (Calderas de Lecho Fluidizado Circulante) permite un gas más sólido de la mezcla, el exceso de aire es aproximadamente de 20% para la combustión y las reacciones de sulfatación combinadas.

Aire requerido

El aire seco es requerido para la combustión completa de un peso unitario de (carbón) coque de petróleo, M_{da} es obtenida de lo siguiente:

$$M_{da} = \left[11.53C + 34.34 \left(H - \frac{1}{8}O \right) + 4.34S + AS \right] \frac{kg}{kg_{coque}} \quad A.7$$

Donde C, H, O y S son una fracción del peso que constituyen el combustible, conocido por el último análisis. Para cada unidad de masa de azufre convertida en sulfato de calcio, una cantidad adicional de aire seco, "A", se requiere. Para el aire extra requerido por unidad de peso del (carbón) coque de petróleo es "A * S", donde A es 2.17 para la captura de azufre y es 0 cuando no se tiene o requiere capturar el azufre como sulfuro de calcio.

Para obtener una combustión eficiente, se necesita una cierta cantidad de aire, por encima de lo que se requiere en teoría. Para obtener el aire total se tiene que multiplicar el aire teórico por el coeficiente de exceso de aire, (CEA). El total de aire seco T_a , es la suma del requerimiento teórico y cualquiera que sea el exceso de aire que se necesita para completar la combustión.

$$T_{da} = CEA * M_{da} \frac{kg}{kg_{quemados}} \quad A.8$$

El coeficiente de exceso de aire, (CEA), es definido por:

$$CEA = 1.2 \text{ lo que sería 20\% del exceso de aire} \quad A.9$$

El aire usualmente contiene algo de humedad. En el aire estándar esta fracción en peso de humedad es, X_m , es $0.013 \frac{kg}{kg_{aire}}$, Así que M_{wa} , el total de humedad de aire es:

$$M_{wa} = T d a (1 + X_m) \quad A.10$$

Requerimiento de absorción

Si la ceniza del (carbón) coque de petróleo contiene una cantidad insignificante de óxido de calcio, el requerimiento de absorción " L_q " para retener el azufre en unidad de peso del coque de petróleo (carbón), se encuentra de la siguiente forma:

$$L_q = \frac{100S}{32X_{CaCO_3}} * R \quad A.11$$

Donde S es la fracción en peso del azufre en el coque de petróleo (carbón), y X_{CaCO_3} es la fracción en peso de $CaCO_3$ en el absorbente. R se define como el sulfuro de calcio para relación molar en la alimentación de absorbentes y el coque de petróleo (carbón).

Algunas veces las cenizas de coque de petróleo (carbón) contiene en cantidades apreciables óxido de calcio, que son partes removidas del azufre liberado del coque de petróleo (carbón). Si el X_{CaO} es el peso de óxido de calcio por unidad de peso del carbón alimentado, en relación el Ca/ S adherido es $(32 X_{CaO} / 56 S)$. Por lo tanto la piedra caliza necesaria para la eliminación de la misma cantidad de azufre ($E_{sor} S$) se reducirá en la cantidad antes mencionada.

Así que, R será remplazado por R' en la ecuación anterior:

$$R' = \left\{ R - \frac{32X_{CaO}}{56S} \right\} \quad A.12$$

Residuos sólidos producidos

Para las reacciones (5 y 6) nos encontramos con que se descompone el absorbente en CaO, MgO, e inertes. Fuera de esta parte el CaO se convierte en CaSO₄. El peso del absorbente utilizado producido por unidad de peso del coque de petróleo (carbón) quemado, L_w, es la suma de CaSO₄, CaO, MgO, e inertes.

Absorbente utilizado = sulfato de calcio + oxido de calcio + oxido de magnesio + inertes

$$L_w = 136 \frac{S}{32} E_{sor} + 56 \left(\frac{L_q X_{CaCO_3}}{100} - \frac{S E_{sor}}{32} \right) + \frac{40 L_q X_{MgCO_3}}{84} + L_q X_{inerte} \quad A.13$$

Donde L_q es el absorbente introducido por unidad de peso del coque de petróleo quemado y es obtenida por la ecuación 10.

Los residuos sólidos totales contienen, en adicional el absorbente utilizado, ceniza de carbón (L_w), y coque sin quemar (1-E_c), poco del CaO contenido en el coque de petróleo es convertido a CaSO₄ e incluidos en L_w (X_{CaO}). El residuo solido producido por unidad de peso del coque de petróleo quemado es:

$$W_a = [L_w + cenizas + (1 - E_c) - X_{CaO}] \quad A.14$$

Donde E_c es la eficiencia de combustión expresada en fracción.

Residuos gaseosos

El peso de los gases de combustión debido a la reacción de combustión W_c, es la suma del dióxido de carbono, vapor de agua, nitrógeno, oxígeno, dióxido de azufre y cenizas suspendidas. Estos componentes se pueden encontrar de la siguiente manera:

Dióxido de carbono:

El dióxido de carbono producido por el carbón fijado en el coque de petróleo = 3.66 C

Además del CO₂ producido por el carbón fijado, una cantidad extra de dióxido de carbono es generado debido a la calcinación de CaCO₃ y MgCO₃ en el material de absorción. Esta cantidad de W_{CO₂}, se puede calcular de la siguiente forma:

$$W_{CO_2} = \frac{44S * R}{32} \left(1 + \frac{100 * X_{MgCO_3}}{84 * X_{CaCO_3}} \right) = 1.375SR \left[1 + \frac{1.19 * X_{MgCO_3}}{X_{CaCO_3}} \right] \quad A.15$$

Donde R es la relación molar del sulfuro de calcio.

Vapor de agua:

El agua en los gases de combustión son creados por la combustión del hidrogeno en el carbón y la humedad que se tiene en el aire de combustión, carbón y piedra caliza. El agua en los gases de combustión por unidad de peso de carbón quemado es:

$$9H + (EAC * Mda * Xm) + Mf + (Lq * Xml) \quad A.16$$

Nitrógeno:

$$\text{Nitrógeno por la suma del combustible y el aire} = N + 0.768 M_{da} * EAC \quad A.17$$

Oxígeno:

El oxígeno en los gases de combustión, es originado por el oxígeno en el coque de petróleo, el exceso de oxígeno en el aire de combustión, y el oxígeno que queda en los gases de combustión, debido a la captura incompleta del azufre. Por cada mol de azufre no convertida 1 / 2 mol de oxígeno se queda, por lo tanto:

$$\text{Oxígeno en el gas de combustión} = O + 0.2315 M_{da} (EAC - 1) + (1 - E_{sor}) S / 2 \quad A.18$$

Dióxido de azufre:

Si solo una fracción de E_{sor} es convertida en $CaSO_4$, el SO_2 presente en el gas es:

$$2S(1-E_{sor}) \quad A.19$$

Cenizas suspendidas:

Los gases de combustión pueden llevar una parte de cenizas de carbón o del absorbente. Aunque es muy pequeña en cantidad y es recogida en el colector de polvo, lleva a través de la sección de convección de la caldera, una parte de calor sensible. Los gases de combustión están compuestos por:

Unidad de peso de carbón quemado = $a_c * ASH$

Donde a_c es la fracción de las cenizas en el carbón, ya que aparece como cenizas suspendidas ($\approx 0.1-0.5$).

El peso total de los gases de combustión, se pueden encontrar sumando los componentes antes citados. El total de peso de los gases de combustión por unidad de peso de coque de petróleo quemado es:

$$W_c = M_{wa} - 0.2315M_{da} + 3.66C + 9H + M_f + (L_q * X_{ml}) + N + O + 2.5S(1-E_{sor}) + \\ + 1.375(S * R) \left(1 + \frac{X_{MgCO_3}}{X_{CaCO_3}} \right) + (a_c * ASH) : \frac{kg}{kg_{quemados}} \quad A.20$$

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Basu Prabir, Scott A. Fraser. Circulating Fluidized Bed Boilers: Design And Operations, Butterworth-Heinemann, 1991
2. Kenneth Wark Jr, Donald E. Richards. Termodinámica, Mc. Graw Hill, 1991
3. Dilip R. Limaye, Industrial Cogeneration Applications, The Fairmont Press, 1987
4. Sevens, M.H., Producción de Energía Mediante Vapor de Agua, Aire y Gases, Reverté, 1961
5. Lynn D. Russell, George A. Adebisi. Termodinámica Clásica, Pearson Education, 1993
6. Norberto R. Coppari, Susana M. Gómez de Soler, Lucía B. Ramilo, Ciclo Combinado, Comisión Nacional de Energía Atómica, 2001
7. J.C. González-Rocha, R. Longoria-Ramírez y G. Urquiza-Beltrán. Resultados de la Simulación de Gasificación del Coque de Petróleo Mexicano de las Refinerías de Ciudad Madero y Cadereyta, Fac. de Ingeniería UNAM. 2010
8. Prof. Eduardo Lemus Soto, Apuntes Termodinámica Aplicada, Fac. de Ingeniería UNAM. 2007
9. Gracia Munte, GME, Productos Coque de Petróleo, en Internet: <http://www.garciamunte.com>, Julio 2010
10. Consejo Ecológico Melipilla, Petcoke, en Internet: <http://www.ecomelipilla.cl/petcoke.htm>, Julio 2010
11. Todas Las Noticias en un Medio, Las Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado Rinden un 12% Más que las Plantas Convencionales, en Internet: <http://www.noticias.com/las-centrales-electricas-de-ciclo-combinado-rinden-un-12-mas-que-las-plantas-convencionale.27189>, Enero 2010
12. SISTEAGUA, Calidad de Agua para Generadores de Vapor, en Internet: http://www.cnpml.org.sv/UCATEE/ee/docs/informacion_calderas_ciclos_de_concentracion.pdf, Mayo 2010
13. SIEMENS, Turbinas de Vapor Prediseñadas, en Internet: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-G410-A100-X-7800_Pre-Designed%20Steam%20Turbines_SP.pdf, Marzo 2010

14. Gregorio Bermúdez, Turbinas de Vapor: Generación de Potencia, en Internet:
<http://www.slideshare.net/gocando/turbinas-de-vapor-3159160#>, Marzo 2010
15. J.C. González Rocha, R. Longoria Ramírez y G. Urquiza Beltrán, Resultados de la Simulación de Gasificación del Coque de Petróleo Mexicano de las Refinerías de Ciudad Madero y Cadereyta, en internet:
http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S140577432008000200002&lng=pt&nrm=iso, Marzo 2010
16. J. Ángel Menéndez , El Carbón en la vida cotidiana, Instituto Nacional del Carbón Oviedo, en internet:
<http://www.oviedocorreio.es/personales/carbon/coque/coque%20de%20petroleo.htm>, Junio 2010
17. The Babcock and Wilcox, Propiedades de las Calderas de Lecho Fluidizado, en internet:
<http://www.babcock.com>, Junio 2010
18. CONUE, ¿Qué es la Cogeneración? , en internet:
http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_312_que_es_cogeneracion, junio 2010