

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“VENTAJAS DE LA SUSTITUCIÓN DEL PETRÓLEO
RESIDUAL POR GAS NATURAL EN CALDERAS
INDUSTRIALES: CASO DE LA INDUSTRIA TEXTIL”**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

INGENIERO PETROQUÍMICO

ELABORADO POR:

ALFREDO SERGIO TELLO IPARRAGUIRRE

PROMOCION 1996 – 0

LIMA – PERU

2007

VENTAJAS DE LA SUSTITUCIÓN DEL PETRÓLEO RESIDUAL POR GAS NATURAL EN CALDERAS INDUSTRIALES: CASO DE LA INDUSTRIA TEXTIL.

INDICE	Pag.
Sumario.	1
I. Introducción.	2
II. Desarrollo de Conceptos Generales.	4
2.1 Requerimientos de energía térmica en plantas industriales. Usos del vapor saturado.	4
2.2 Principios de combustión.	7
2.3 Calderas de vapor.	18
III. Petróleo Residual y Gas Natural como Combustibles Industriales.	24
3.1 Caracterización del petróleo residual.	24
3.2 Caracterización del gas natural.	26
3.3 Sistema de combustión con petróleo residual.	28
3.4 Sistema de combustión con gas natural.	33
IV. Evaluación Técnica y Económica del Cambio de Combustible en una empresa Industrial Textil.	38
4.1 Eficiencia de combustión.	38
4.2 Mantenimiento del sistema de combustión.	43
4.3 Inversión económica para el cambio de combustible.	45
4.4 Ahorro generado por diferencia de precios de combustibles.	49
4.5 Ahorro generado en relación a las propiedades del gas	51
V. Aspecto Ambiental de la Sustitución.	58
5.1 Conceptos Básicos de Contaminación Ambiental.	58
5.2 La Combustión como generador de Contaminación Atmosférica.	59
5.3 Gas Natural y Medio Ambiente	63
VI. Conclusiones.	67
Anexos.	70
Bibliografía.	77

SUMARIO

Actualmente en el Perú se está viviendo ya una cultura de gas, aunque de manera incipiente aún. De manera lenta pero progresiva cada vez más se introduce en el quehacer nacional, las diversas aplicaciones y usos del gas natural, que no son novedosas en el mundo pero que deben ampliarse y masificarse en el Perú para satisfacer los requerimientos energéticos en los diferentes ámbitos industrial, comercial, vehicular y doméstico y principalmente para reducir los costos en la producción de bienes y servicios, dejando de depender tan fuertemente del petróleo.

El objetivo del presente informe es dar algunas pautas respecto a los beneficios reales obtenidos en una planta industrial textil por el cambio en el uso de petróleo industrial por gas natural; éstos beneficios incluyen el ahorro económico por el menor precio del gas por unidad energética, la disminución en los costos de mantenimiento y la reducción de las emisiones contaminantes al medio ambiente.

El informe se presenta inicialmente de manera ilustrativa sobre las demandas energéticas en la operación de producción de una planta textil y la forma como se satisface esa demanda. Posteriormente se evalúa en forma directa y sencilla el proceso de combustión en calderas de vapor, que representa, junto con la energía eléctrica, la fuente primaria de energía en la planta. En el tercer capítulo se presenta una descripción comparativa de las características de los dos combustibles evaluados y los mecanismos y procesos que tienen que ver con la operación de calderas con el uso de ambos combustibles. El cuarto capítulo se basa en un análisis de lo que ha significado para una empresa industrial textil, en el ámbito técnico-económico y de mantenimiento de planta, el cambio de combustible. Finalmente, en el quinto capítulo, se comenta sobre la contaminación ambiental y los beneficios ambientales del uso del gas natural como combustible industrial.

CAPITULO I.- INTRODUCCIÓN

Transcurridos los primeros meses del año 2007 nos encontramos con un interesante escenario energético de gran importancia para el desarrollo del Perú y América Latina; se presenta una fuerte inversión nacional y extranjera en la búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo y gas que permitan asegurar las reservas, paralelo con el aumento en el precio del petróleo, que motiva de sobremanera y con grandes capitales a estas empresas. Igualmente tenemos una mayor, mas tecnificada y eficiente industria de refinación, también promovida por el alto precio del crudo y la menor calidad y rendimiento del mismo.

En el Perú, dada la gran disponibilidad de gas natural de la reserva de Camisea, el gobierno ha optado por promover el uso del gas natural en todas sus formas. Se habla del cambio de matriz energética, entendiéndose esto como un cambio integral y a todos sus niveles en el empleo de éste combustible en reemplazo de otros hidrocarburos. En realidad esto es necesario y urgente.

Durante muchos años se tuvo como argumento para no iniciar la explotación del gas de Camisea, el no disponer de un mercado interno nacional que pudiera absorber esa cantidad de energía, por lo pequeño que es, no ameritaba tal inversión en el desarrollo de infraestructura para extraer, transportar y distribuir el gas. Aún hoy todavía es reducido el mercado, pero ya se vislumbran mayores aplicaciones al gas: Plantas Petroquímicas en el norte y sur del Perú, Generación Termoeléctrica, Gas Natural Licuado para llevarlo a centros de consumo donde no hay acceso de ductos de gas y también para exportación, así como la masificación en el uso industrial en Lima y provincias.

Casi todas las importantes aplicaciones mencionadas líneas arriba requieren una millonaria inversión económica y de tecnología que generalmente implican la participación de capital extranjero en el desarrollo y ejecución de los proyectos, así como también la administración y/o concesión de los servicios y productos generados. Sólo el último ítem, combustión industrial del gas natural, involucra un consumo directo en pequeñas, medianas y grandes empresas industriales y de manufactura con tecnología sencilla y barata que permiten el uso racional, económico y ecológico de este recurso.

El presente trabajo nos ilustra justamente en una de las aplicaciones del empleo industrial del gas natural, la más común y frecuente en la industria, que es la combustión en generadores de vapor o calderas.

Cerca del 80% de la industria nacional utiliza calderas de vapor y hasta hace 5 años el 90% de ellos usaban petróleo residual para alimentar dichas calderas. Hoy la tendencia es hacia el cambio a gas natural y el presente trabajo muestra la experiencia de una empresa industrial del rubro textil con el cambio de combustible petróleo residual por gas natural en su caldera.

En realidad las ventajas de este cambio va mas allá del aspecto puramente económico; tiene que ver con contribuir a reducir emisiones de gases contaminantes y ser responsables en la conservación de nuestro medio ambiente, también representa un insumo mas limpio y con mayores ventajas en el mantenimiento y conservación de los equipos de combustión y por último se debe comprender que si no utilizamos debidamente nuestro recurso gaseoso, dada la fuerte demanda internacional, no quedará mas opción que exportarlo, perdiendo la gran oportunidad de introducir masivamente éste combustible en el quehacer y la cultura de país.

CAPITULO II.- DESARROLLO DE CONCEPTOS GENERALES

2.1 Requerimientos de energía térmica en plantas industriales. Uso del vapor saturado.

Son diversos los procesos que se llevan a cabo en el interior de una planta textil, la cantidad y tipo de ellos varía básicamente en función de lo completo o integral que pueda ser el proceso de desarrollo considerando el elemento inicial y producto final a obtenerse.

La industria textil implica el conjunto de procesos que permiten transformar materiales como el algodón, lana y fibras sintéticas en productos como hilados, tejidos, telas, entre otros, los cuales a la vez son la materia prima para la industria de las confecciones para elaborar artículos de consumo final como prendas de vestir.

En el Perú tenemos plantas textiles que incluyen todo el proceso textil y de confecciones, cuyo producto final tiene como destino principal, los mercados de Estados Unidos y Europa.

Existen plantas que se dedican al tema de los tejidos e hilados, son las que preparan la fibra y producen los hilos y de allí los tejidos y/o telas.

Otras plantas mas pequeñas, y las de mayor cantidad realizan el proceso de lavado de la tela y/o tintorería. En otro grupo están las plantas o talleres de confecciones, aquí no se requiere vapor.

En todos los procesos anteriores, a excepción del de confecciones, requieren de vapor en sus procesos, que le suministre el calor necesario para las diferentes máquinas de procesos. El Diagrama de flujo de vapor se muestra en la Figura N° 1.

Básicamente toda la energía térmica que requiere este tipo de industria es obtenida del vapor saturado que se produce en una caldera de vapor. Este medio de calefacción, se utiliza para calentar agua, vaporizar, secar, proveer alta temperatura, etc.

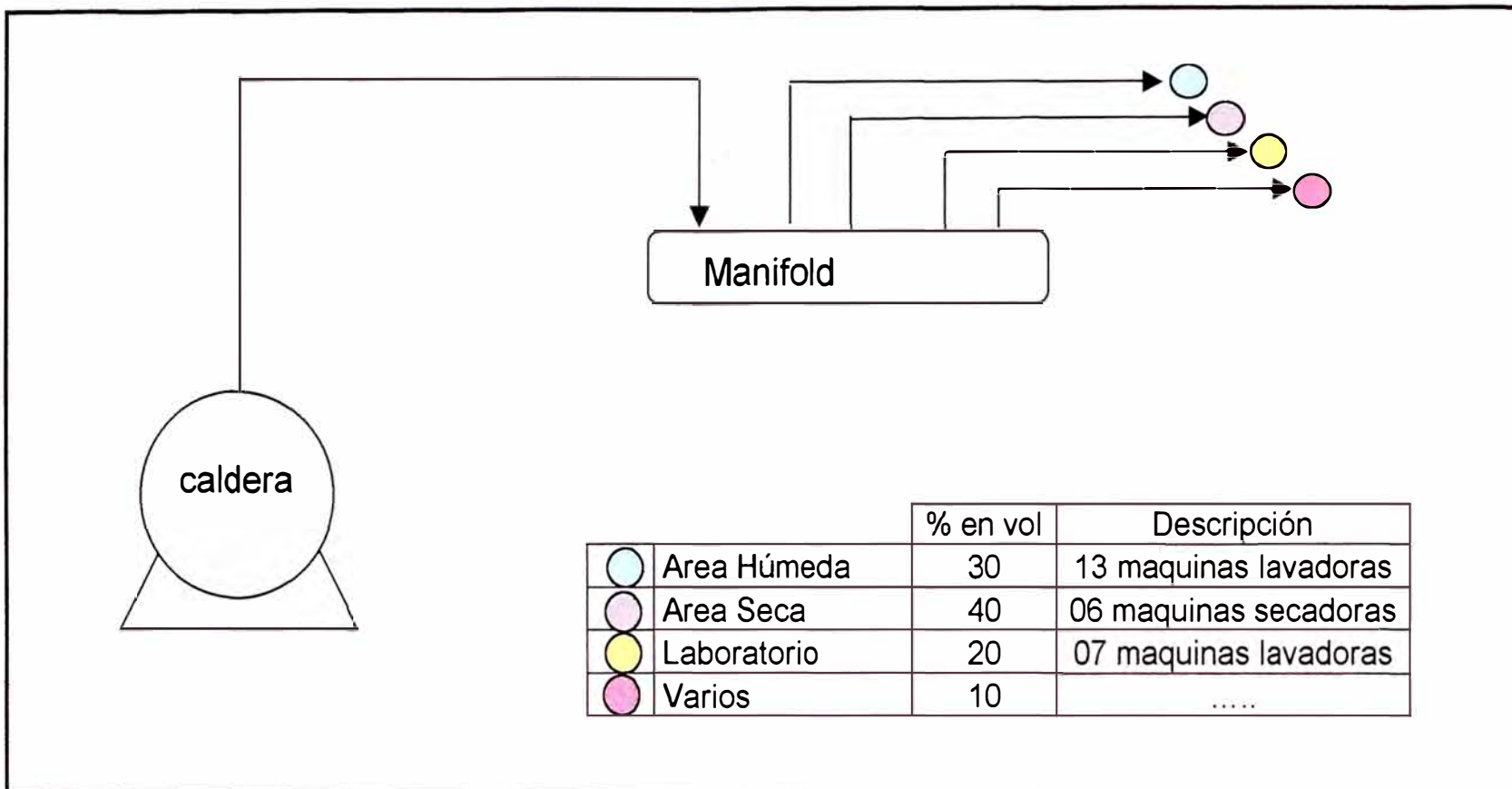
El vapor, considerado como agente calefactor, es simplemente un transportador de calor.

En la mayoría de operaciones y/o procesos, el uso de vapor presenta muchas ventajas con respecto a otros fluidos portacalóricos, entre ellas tenemos:

- Se puede conducir fácilmente por tuberías a muy distintos lugares de utilización y es fácilmente controlable en presión y temperatura.
- Es capaz de ceder la mayor parte de su contenido energético a una temperatura constante y bien definida, que es su temperatura de condensación.
- Se produce a partir de agua que es fácil de obtener, es barata y no es peligrosa.
- Por unidad de masa, el vapor de agua cede una cantidad de calor mucho mayor que la que puede ceder cualquier otra materia. Esto hace posible que flujos máscicos pequeños transporten grandes cantidades de calor, con el consiguiente ahorro en equipo y material de transporte.
- El vapor se puede utilizar tanto como producto calefactor como para producir energía mecánica, expansionándolo a través de una turbina, siempre que sea posible el aprovechamiento energético racional y completo del vapor de escape.

El vapor saturado se utiliza como agente de transmisión de calor hasta temperaturas de unos 200°C aproximadamente, lo que supone presiones del orden de unas 18 atm.

Figura N° 1.- DIAGRAMA DE FLUJO DE VAPOR EN PLANTA TEXTIL



Por encima de éstas presiones su utilización suele ser prohibitiva por ser necesarios tuberías y aparatos muy robustos; en estos casos se utiliza aceite térmico como fluido portacalórico.

Luego de que el vapor ha cedido su calor, se agota o se condensa y puede ser retornado al sistema de producción para recuperarlo y volverlo a vaporizar en el caldero, ya mezclado con agua fresca tratada. El condensado normalmente retorna a una temperatura entre 70 y 90 °C y tiene una cantidad de calor que puede ser aprovechada. Si el condensado, que es esencialmente agua pura, se pierde, el agua de alimentación a la caldera tiene que ser íntegramente tratada, convirtiéndose en un costo adicional por la cantidad de químicos, proceso y tiempo implicados.

2.2 Principios de Combustión

2.2.1 Definición de Combustión

Se entiende por combustión, la combinación química violenta del oxígeno (o comburente) con determinados cuerpos llamados combustibles, que se produce con notable desprendimiento de calor y formación de llama.

Para que se produzca la combustión, las 3 condiciones ya nombradas deben cumplirse, es decir que sea: una combinación química, que sea violenta y que produzca desprendimiento de calor.

Analizaremos una por una:

1) Debe existir combinación química, los productos finales una vez producida la combustión debe ser químicamente distintos a los productos iniciales.

Ej: Antes de producirse la combustión tenemos combustible y oxígeno. Producida la combustión ya no tenemos combustible y oxígeno mezclado, sino gases de combustión.

2) La combinación química debe producirse violenta e instantáneamente.

3) Debe presentarse un desprendimiento de calor, se debe liberar cierta cantidad de calor.

El avance de la combustión ocurre por reacciones rápidas en cadena, que se sucede en etapas, las cuales dependen del tipo de combustible que se utilice, ya sea gas, líquido o sólido. También es necesario que la temperatura en algún punto de la mezcla de oxígeno y combustible adquiera un determinado valor.

La buena combustión está comprendida dentro de dos valores límites definidos, y son: límite inferior de inflamación que se produce cuando falta combustible, y límite superior de inflamación que es cuando falta oxígeno.

El carbono es el elemento que constituye el mayor porcentaje volumétrico del combustible, constituyendo el 80 a 90 % volumen del mismo. El carbono no arde directamente, sino que en el fenómeno de combustión es llevado a su estado gaseoso. El hidrógeno constituye el 5 o 6 % de los combustibles sólidos y del 8 al 15 % de los líquidos. En el combustible también se puede encontrar el azufre, generalmente desde 0.5 % en combustibles líquidos hasta 1 o 1.5 % en carbones, y el nitrógeno (en carbones) de 0.7 hasta 9.3 %.

La ingeniería de la combustión, es un elemento clave, necesaria para entender y tratar de resolver el asunto de la contaminación del medio ambiente. Mejorar el proceso de combustión requiere la habilidad para oxidar ciertos combustibles, (tales como compuestos hidrocarburos, gas natural, carbón, etc.); esto mejora las características de transformación de energía de las máquinas, reduce el consumo de combustible y produce emisiones más limpias.

La combustión puede tener uno o varios de los siguientes objetivos:

- Generar una determinada cantidad de calor para un proceso,
- Obtener una elevada temperatura para lograr el avance o la realización de un proceso,
- Obtener una atmósfera con los productos de combustión, y
- Producir una elevada presión por la generación de gases de los combustibles o líquidos que se calientan.

2.2.2 Combustibles

Se designa con el nombre de combustibles a todos aquellos cuerpos que arden y en su reacción producen calor y llama.

Algunos de los requerimientos básicos de un combustible incluyen:

- Alta densidad de energía (contenido)
- Alto calor de combustión (facilidad de liberar)
- Buena estabilidad térmica (soporte el calentamiento)
- Baja presión de vapor (volatilidad)
- No tóxico (impacto ambiental)

Diferentes tipos de combustibles son utilizados industrialmente en los procesos de combustión. Su selección depende de múltiples factores como son su costo, su disponibilidad en el mercado, su transporte, la reglamentación ambiental, entre otros.

Algunas veces, debido a la disponibilidad de ciertos combustibles en algunas regiones geográficas y otras debido a las disponibilidades y requerimientos de las mismas industrias, son utilizados diversos materiales, de diferentes orígenes como combustibles, a saber: Gas Natural, GLP, Carbón, Petróleo Residual, Diesel 2, Bagazo de caña, etc.; sin embargo, cuando se habla de generadores de vapor o calderas y especialmente en Perú, es necesario señalar al Gas Natural y Petróleos Residuales como los de mayor uso. En una menor escala se tiene al Diesel 2 y GLP.

2.2.2.1 Combustibles Líquidos Industriales

En el caso de los productos de la destilación del petróleo crudo, prácticamente todos son combustibles, pero no todos se emplean como combustibles industriales. Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se emplean a nivel industrial, básicamente están constituidos por los destilados más pesados y por los residuales que salen por el fondo de la columna de destilación.

En la Tabla I se incluyen los valores típicos que presentan los combustibles de mayor utilización a nivel industrial.

Tabla I.- Análisis Típicos de Algunos Combustibles de Uso Industrial

Características	Diesel 2	Residual 4	Residual 6	Residual 500
Gravedad °API	33	25,5	15,2	14,3
Pto. Inflamación (°C)	52	77	105	110
Viscosidad Cst. a 100°F	4,48	19,5	615 ^(*)	1028 ^(*)
Cenizas (% en peso)	0,01	0,01	0,07	0,08
Punto de Fluidez (°C)	-10	-4	15	16
Azufre (% en peso)	0,04	0,5	1,2	1,3
Poder Calorífico (btu/gal)	140000	144650	151000	151700
Agua y Sedimentos (% en Vol.)	0,0	0,02	0,10	0,10
Gravedad Específica	0,8602	0,9012	0,9646	0,9785

^(*) medido a 122°F

Fuente: www.minem.gob.pe

Debido a que la composición química de los combustibles líquidos es muy parecida, se utilizan sus propiedades físicas para determinar las diferencias que cada líquido tiene en los procesos de combustión y que inciden en su selección, dichas propiedades son: Gravedad específica, Viscosidad, Poder Calorífico, Punto de Inflamación, Contenido de Carbón Conradson, Contenido de Ceniza, Contenido de Sedimento y Agua, Contenido de Azufre.

En base a sus análisis típicos, los combustibles líquidos más utilizados en la práctica industrial pueden ser caracterizados en los siguientes términos:

a. Diesel 2: Aunque una gran proporción de su producción se consume en el sector transportes, también se utiliza en usos industriales, cuando por el

tamaño y capacidad de los equipos o por condiciones del proceso mismo, no resulta posible o conveniente utilizar combustibles residuales.

Sus características diferenciales más importantes para uso industrial son las siguientes:

- No requiere calentamiento previo para ser bombeado, ni para su atomización.
- Por ser un producto destilado, es un combustible limpio, con mínimo contenido de cenizas, sin humedad, ni sedimentos y bajo contenido de azufre.
- Su poder calorífico expresado en función del volumen es menor que el de los combustibles residuales.

b. Residual 4: Presenta características similares al Diesel 2 en razón de conformarse con una proporción de Diesel 2 que varía entre 70% y 80%, siendo el resto Residual 6.

Sus características diferenciales son:

- En condiciones normales, no requiere calentamiento para su bombeo ni para su atomización.
- El contenido de impurezas, tales como cenizas, agua, sedimentos y azufre, es ligeramente superior al del Diesel 2, no representando en la práctica mayor problema.
- El atractivo de su utilización sustituyendo al Diesel 2 es de carácter económico, siendo normalmente inferior su precio en un 10% - 15% y su combustión en condiciones similares.

c. Residual 6 (R6): Como producto residual de la destilación, presenta características marcadamente diferentes a los destilados, en razón de la presencia de impurezas que juegan un significativo papel en cuanto a eficiencia de combustión, contaminación de productos y mantenimiento de equipos.

Sus características se encuentran normalizadas, pero presentan algunas variaciones en cuanto a composición, en función del crudo del que proceden y el proceso de refinación utilizado. Entre sus desventajas podemos citar:

- Requiere ser calentado, tanto para su bombeo(45°C) como para su adecuada atomización (110°C).
- El contenido de cenizas, además de presentar en su composición elementos que resultan corrosivos en condiciones térmicas exigentes, tales como vanadio, níquel, sodio, magnesio, etc.; lo que requiere especial atención.
- El contenido de azufre, normalizado en menos de 2% representa uno de los aspectos de mayor potencial corrosivo y contaminante.
- El contenido de agua y arrastre de sedimentos también representan factores que aportan problemas, particularmente cuando no se presta la atención que requieren durante las etapas de recepción y almacenamiento.

Aunque su combustión resulta más problemática que la del Diesel 2 y el Residual 4, su empleo se justifica por una conveniencia económica derivada de su precio inferior en el mercado o razones de disponibilidad.

d. Residual 500 (de alta viscosidad): Aunque su denominación aparenta una gran diferencia respecto al residual 6, realmente la diferencia entre ambos es muy pequeña y se establece únicamente por la adición de un 5% - 10% de Diesel al producto de refinación que sale con una viscosidad aproximada de 1028 Cst. a 122°F para disminuirla a menos de 615 Cst. que establece la norma para el residual 6.

Sus características son muy similares a las del residual 6. Así:

- Resultará necesario calentarlo para su bombeo en 5°C más que el Residual 6.
- La temperatura necesaria de calentamiento para disminuir su viscosidad al rango requerido por los quemadores es 10 °C mayor que la del Residual 6.

2.2.2.2 Combustibles Gaseosos.

La combustión de combustibles gaseosos en comparación con los líquidos, es limpia y sin problemas de operación.

Los combustibles gaseosos son de fácil quemado, ya que para su combustión sólo requiere ser mezclado con determinada cantidad de aire a condiciones óptimas de temperatura.

Los gases combustibles de uso industrial se agrupan en:

- Gas Natural, compuesto fundamentalmente por metano (Ver Tabla II), pequeñas cantidades de otros gases combustibles como el etano y otros no combustibles como el nitrógeno y el dióxido de carbono. El gas natural permanece en estado gaseoso, bajo presión atmosférica y temperatura ambiente.

Tabla II.- Composición en Volumen Típica del Gas Natural Comercial

Componente	Composición %
Metano	70 a 96
Etano	1 a 14
Propano	0 a 4
Butano	0 a 2
Pentano	0 a 0,5
Hexano	0 a 2
Dióxido de carbono	0 a 2
Oxígeno	0 a 1,2
Nitrógeno	0,4 a 17

Fuente: Contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88 - Camisea

Las especificaciones de calidad del gas para Perú se muestran en la Tabla III. Condiciones estándar de 15°C y 1013 mbar.

Normalmente al gas natural se le agrega un odorante para darle un olor característico, como medida de seguridad cuando se utiliza en el sector residencial.

- Propano, Butano y GLP. Estos combustibles derivados del petróleo se almacenan en estado líquido pero se alimentan a los equipos de combustión en estado gaseoso. Su uso industrial es prácticamente en cualquier equipo que requiera un combustible limpio y controlable

fácilmente: hornos para tratamientos de metales, vidrio, cerámica, etc.; planchado de ropa; purificación de grasas; endurecimiento de metales, tratamientos térmicos; pasteurización; corte de metales; etc.

Tabla III.- Especificaciones de Calidad del Gas para Perú

Propiedad	Unidades	Especificaciones de calidad	
		Mínimo	Máximo
Poder calorífico bruto.	Kcal/sm ³	8450	10300
Sulfuro de Hidrógeno. (H ₂ S)	mg/sm ³		3
Azufre Total. (S)	mg/sm ³		15
Vapor de agua	mg/sm ³		65
Dióxido de carbono. (CO ₂).	% Vol.		3,5
Gases Inertes	% Vol.		6
Temperatura.	°C.		50
Material Sólido.		Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.	
Líquidos.		Libre de agua en estado líquido.	

Fuente: Contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el lote 88 - Camisea

En el mercado energético industrial compite con el gas natural con ventaja por su disponibilidad en cualquier lugar, independientemente de la ubicación de la planta, pues sólo basta instalar un tanque de almacenamiento con sus accesorios respectivos y cada vez que se esté consumiendo el combustible, el proveedor del mismo lo repondrá a un simple llamado del cliente.

Progresivamente va perdiendo campo frente al gas natural, principalmente por la creciente penetración y ampliación de las líneas de conducción del mismo y sus mejores precios por unidad energética.

2.2.3 Tipos de Combustión

El objetivo fundamental de la combustión es el de conseguir la oxidación total del carbono y del hidrógeno para formar dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O), con lo cual se produce la máxima energía en forma de calor de la combustión y se evita efectos contaminantes.

De acuerdo al nivel que se consiga en el logro de tal objetivo, se puede considerar los siguientes tipos de combustión:

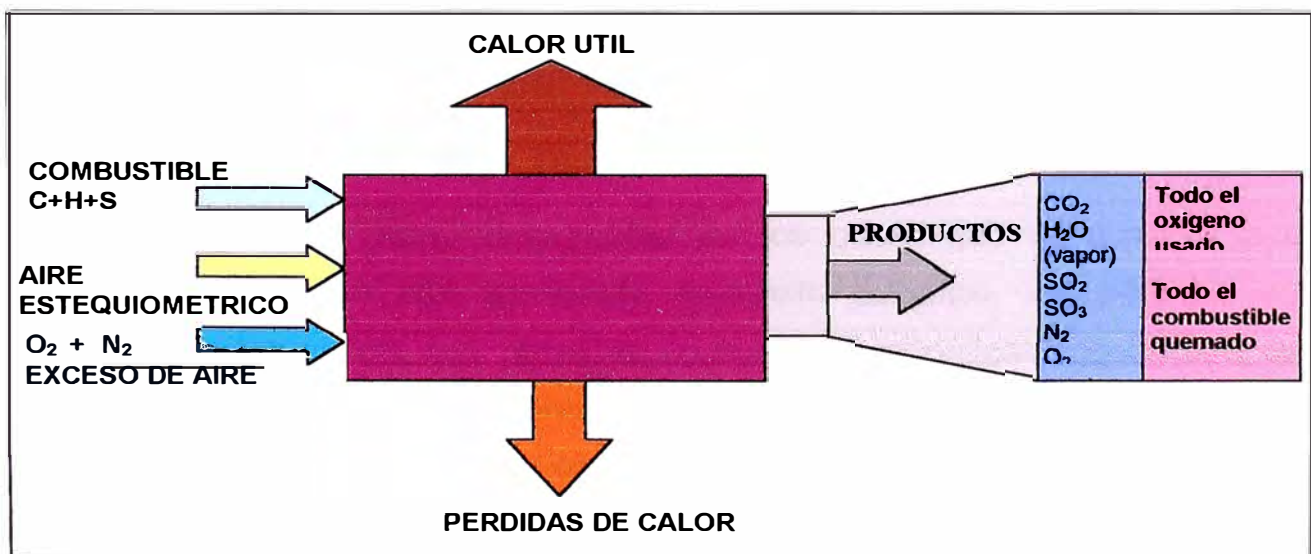
- ✓ Combustión perfecta (estequiométrica)
- ✓ Combustión completa (con exceso de aire)
- ✓ Combustión incompleta (con defecto de aire)
- ✓ Combustión imperfecta

2.2.3.1 Combustión Perfecta (Estequiométrica)

Este tipo de combustión se consigue mezclando y quemando las cantidades exactamente requeridas de combustible y oxígeno, los cuales se queman en forma completa y perfecta (Figura N° 1).

Esta combustión completa está sin embargo, fuertemente limitada por condiciones químicas y físicas, ya que solo en teoría podemos hablar de reacciones perfectamente estequiométricas.

Figura N° 2.- Esquema de Combustión Completa con Exceso de Aire



Fuente: Combustión Industrial del Gas Natural. Ing. Percy Castillo Neira.

2.2.3.2 Combustión Completa (con exceso de aire)

Para tener una combustión completa, es decir, sin presencia de monóxido de carbono en los humos de chimenea, es necesario emplear una proporción de oxígeno superior a la teórica (Figura N° 2). Este exceso de aire provoca una disminución de la temperatura máxima de combustión alcanzable debido al ingreso de aire frío en exceso al sistema, el cual no reacciona pero va a ser calentado tomando calor de la reacción de combustión.

El exceso de aire se expresa en porcentaje restándole el teórico estequiométrico, el cual corresponde al 100%; es decir, una cantidad de aire de combustión del 120% respecto al estequiométrico, se expresará como 20 % de exceso de aire.

En la práctica es muy difícil alcanzar una combustión completa, implicaría que se quemara el combustible completamente, sin formación de CO ni residuos de carbón, aún con mayores excesos de aire y la mejor regulación de la combustión. De hecho se mejora notablemente cuando se usa un combustible gaseoso y las condiciones operativas son las adecuadas.

2.2.3.3 Combustión Incompleta con defecto de aire.

Cuando el oxígeno presente en la combustión no alcanza el valor del teórico necesario para la formación de CO_2 , H_2O y SO_2 la combustión es necesariamente incompleta, apareciendo en los gases de combustión el monóxido de carbono, hidrógeno y partículas sólidas de carbono, azufre o sulfuros.

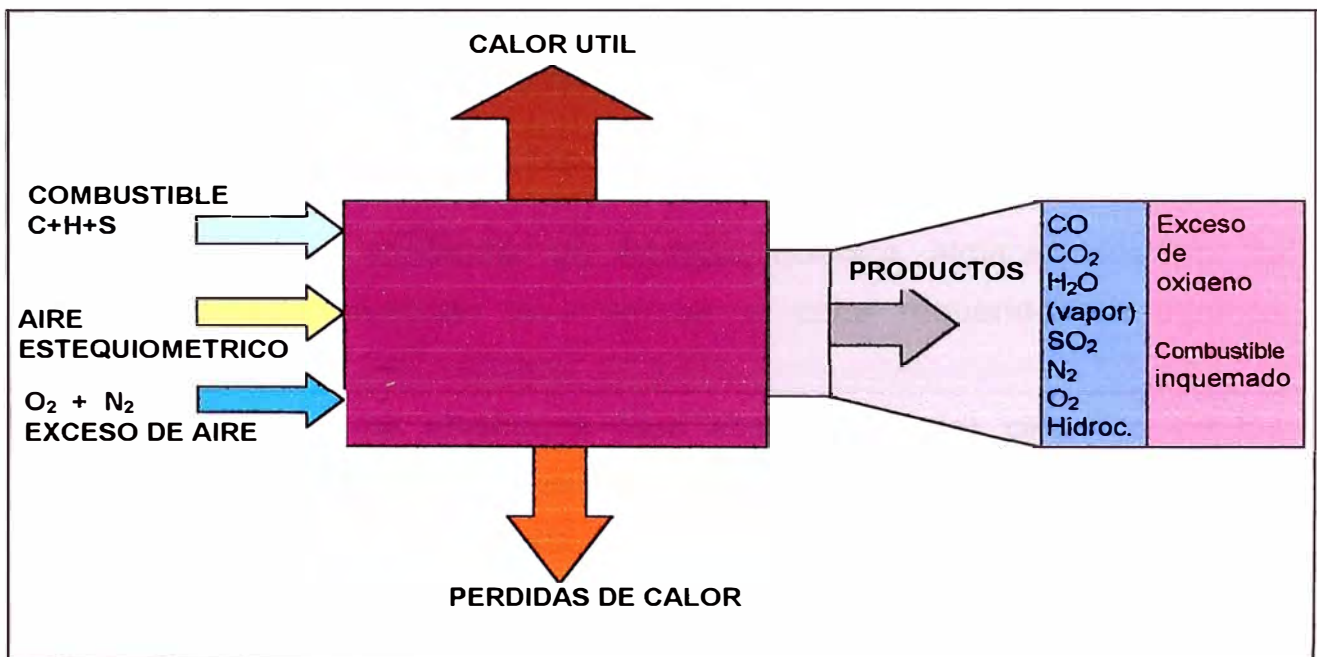
Considerando que estos componentes de los gases que se eliminan a la atmósfera contienen aún apreciable contenido calorífico, las pérdidas por combustión incompleta son elevadas cuando se proporciona menos aire del necesario. En la práctica, la presencia de inquemados y denso humo negro evidencian una operación de combustión con defecto de aire y debe ser inmediatamente corregida.

Un 1% de CO en los gases de salida produce un pérdida de aproximadamente un 4% del poder calorífico del combustible.

2.2.3.4 Combustión Imperfecta.

Se produce una combustión imperfecta o pseudo combustión oxidante cuando pese a existir exceso de aire, no se completan las reacciones de combustión, apareciendo en los humos de chimenea productos de combustión incompleta, tales como inquemados, residuos de combustibles sin oxidar, partículas sólidas, etc. (Ver Figura N° 3).

Figura N° 3.- Esquema de Combustión Imperfecta.



Fuente: Combustión Industrial del Gas Natural. Ing. Percy Castillo Neira

Este tipo de combustión es la más generalizada y común, de hecho es la que se presenta en la práctica y se relaciona y acentúa con los siguientes hechos:

- La elevada carga térmica del hogar, es decir, la relación entre la potencia calorífica y el volumen del hogar, ya que existe poco tiempo de permanencia.
- La escasa turbulencia, por tanto una mala mezcla aire-combustible, lo que en muchos quemadores, principalmente con petróleo residual, se produce

por cantidad insuficiente de aire o por estar trabajando a una fracción muy pequeña de su potencia nominal.

- La falta de uniformidad de pulverización en los combustibles líquidos, ya que cuanto mayor sea el número de gotas de gran tamaño, tanto más fácil es que se produzcan inquemados, puesto que una gota de gran tamaño necesita un tiempo mayor de permanencia para quemarse por completo.
- El enfriamiento de la llama, lo que puede ocurrir cuando la mezcla aire-combustible incide sobre superficies relativamente frías, como el frente de la cámara de combustión o las paredes de un tubo de llama y también cuando se trabaja con un gran exceso de aire.

En la medida que se mejore la combustión imperfecta aproximándose a las condiciones teóricas de combustión completa con mínimo exceso de aire, se logrará mejores rendimientos y se evitará efectos contaminantes.

2.3 Calderas de vapor

Los combustibles son depósitos de energía química almacenados por la naturaleza que se aprovechan para aportar el calor requerido por algunos procesos industriales.

Los calderos son equipos diseñados para liberar el poder calorífico de los combustibles a través de la combustión y transferirlos a un fluido portacalórico que actuará como medio de transporte de calor a los puntos de consumo.

Existen una gran variedad de calderos, el mas simple podría ser concebido como el sencillo hervidor de agua casero, existiendo en el otro extremo gigantescos calderos para generación termoeléctrica operados por computadora.

2.3.1 Usos de calderos.-

Se emplean para producir agua caliente, vapor saturado, vapor sobrecalentado o calentar aceite térmico.

El agua caliente es usado para diversos procesos como medio de calentamiento leve y para uso directo; el vapor saturado tiene aplicación principal en procesos de calefacción, puesto que el coeficiente de transferencia de calor es alto, permitiendo un alto aprovechamiento del calor. El vapor sobrecalentado tiene

aplicación principal en calderas para turbinas de centrales termoeléctricas. El aceite térmico es empleado mayormente para suministrar altas temperaturas, sobre los 200 °C, donde el uso de vapor saturado viene limitado porque esto supone elevadas presiones, sobre las 18 atm (265 psi) que implicaría tuberías y aparatos muy robustos.

2.3.2 Partes de una caldera.-

- Quemador: Aporta el combustible y el aire de combustión (comburente), los mezcla y produce la combustión. Sus características dependen del combustible, debiendo disponer de los mecanismos de regulación que permitan formar una llama adecuada al hogar o cámara de combustión.
- Cámara de combustión: También llamado hogar, es el espacio donde se aloja la llama, es decir se produce la combustión y se transfiere calor por radiación.
- Sección de convección: Zona donde se transfiere el calor de los gases de combustión al fluido a través de las superficies de calefacción (tubos).
- Chimenea: Por donde se eliminan los gases de combustión después de transmitir calor al fluido, permitiendo regular el tiro.
- Ventiladores de aire: Proporcionan el aire de combustión y lo impulsan a través del caldero. En equipos grandes puede requerirse un ventilador exhaustor para tiro inducido.
- Instrumentación y controles: Permiten efectuar la operación con la mayor seguridad y alcanzar mayores niveles de eficiencia.

2.3.3 Designación de la capacidad de las calderas

La cantidad de vapor requerida para producir en determinadas máquinas un horse power de potencia, dio lugar a la expresión de la capacidad de las calderas en hp. Un hp es equivalente en tales términos a 34.5 lb. de vapor por hora, producido desde agua a 100°C hasta vapor a la misma temperatura o aproximadamente 33.475 BTU/hr, considerando que el calor de vaporización es de 970.3 BTU/LB.

Así, particularmente en calderos pirotubulares, que son los mas empleados en la industria textil, la expresión de la capacidad de los calderos en hp o bhp, utilizada por los propios fabricantes y usuarios en la práctica industrial, debe tomarse en

cuenta considerando que un hp o bhp resulta equivalente a una producción de 34.5 lb/hr de vapor a 100°C, a partir de agua a la misma temperatura.

La práctica moderna es describir a los calderos industriales en términos de su máxima producción de vapor lb/hr, kg/hr o Tm/hr para condiciones determinadas de presión y temperatura. Siendo práctica usual expresar la capacidad de calderos pirotubulares en bhp.

2.3.4 Clasificación de los calderos.-

Los calderos se clasifican según diferentes criterios relacionados con la disposición de los fluidos y su circulación, el mecanismo de transmisión de calor dominante, el tipo de combustible empleado, la presión de trabajo, el tiro, el modo de operación y parámetros exteriores al caldero ligados a la implementación, lugar de montaje y aspectos estructurales. Mencionaremos los mas importantes.

- a) Por disposición de los fluidos:
 - De tubos de agua (acuotubulares)
 - De tubos de humo (pirotubulares)
- b) Por el mecanismo de transmisión de calor:
 - De convección
 - De radiación
 - De radiación y convección
- c) Por el combustible empleado:
 - De carbón mineral.
 - De combustible líquidos
 - De combustibles gaseosos
 - De combustibles especiales (leña, bagazo, etc.)
- d) Por la presión de trabajo:
 - De baja presión $p < 20 \text{ kg/cm}^2$
 - De media presión $20 < p < 64 \text{ kg/cm}^2$
 - De alta presión $p > 64 \text{ kg/cm}^2$
- e) Por el tiro:
 - De tiro natural
 - De tiro inducido
 - De tiro forzado

2.3.4.1 Calderas pirotubulares

En este tipo de calderas los gases calientes fluyen por el interior de tubos que son sumergidos en agua dentro de un casco. Las presiones operativas de diseño son próximas a 150 PSI y sus capacidades varían entre 10 y 800 bhp, equivalentes a producciones de vapor de 345 y 27600 lb/hr de vapor aproximadamente.

Este tipo de calderas es el mas popular y es usado en la mayoría de plantas industriales. (Ver Figura N° 4).

Las ventajas de los calderos pirotubulares son:

- Bajo costo de inversión, mantenimiento menos costoso que los acuotubulares.
- Alcanzan elevadas eficiencias (mayor a 80%).
- Pueden absorber grandes y súbitas fluctuaciones de carga con ligeras variaciones de presión debido al gran volumen de agua contenido en el casco.
- Pueden operar inmediatamente después de ser instalados en planta.

La Tabla IV resume algunas de las características de las calderas pirotubulares.

Tabla IV.- Características de calderas pirotubulares.

Capacidad de caldero BHP	Producción de vapor (lb/hr)	Superficie de calentamiento (pie 2)	Consumo de Gas Natural (pie3/hr)	Consumo de Fuel Oil N° 2 (gal/hr)	Dimensiones del caldero (pies)		
					L	H	A
50	1725	250	2100	15	11.5	5.5	5.0
100	3450	500	4190	30	14.0	6.5	6.0
150	5175	750	6200	45	16.0	7.0	6.0
200	6900	1000	8380	60	17.5	7.5	6.5
250	8625	1250	10500	75	16.0	7.5	7.0
300	10350	1600	12600	90	18.0	7.5	7.0
400	13800	2000	16800	120	20.0	9.0	8.0
500	17250	2500	21000	150	23.0	9.0	8.0
600	20700	3000	25200	180	23.0	9.5	8.5
700	24150	3500	29400	210	25.0	10.0	9.0

Fuente: "Operación y Mantenimiento de Calderos Industriales" Ing. Percy Castillo Neira

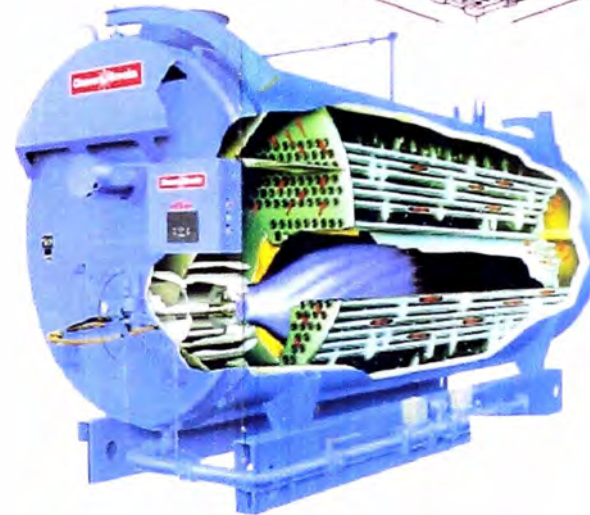
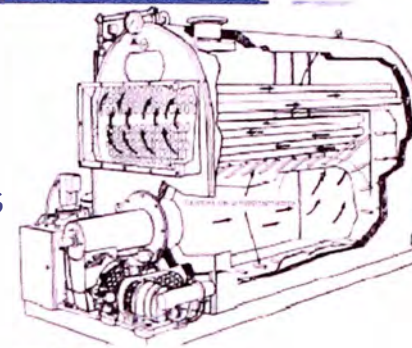
Figura N° 4

Clasificación De Las Calderas

Pirotubulares: En este tipo de calderas los gases de combustión circulan por el interior de los tubos y manejan presiones de operación de 0-300 PSIG.

- Cámara trasera seca
- Cámara trasera húmeda

- Un paso
- Dos pasos
- Tres pasos
- Cuatro pasos



2.3.4.2 Calderas Acuotubulares

En estas calderas el agua se reparte en un gran número de tubos de diámetro pequeño sometidos exteriormente a la acción de los gases de combustión y por el interior de los cuales circula agua.

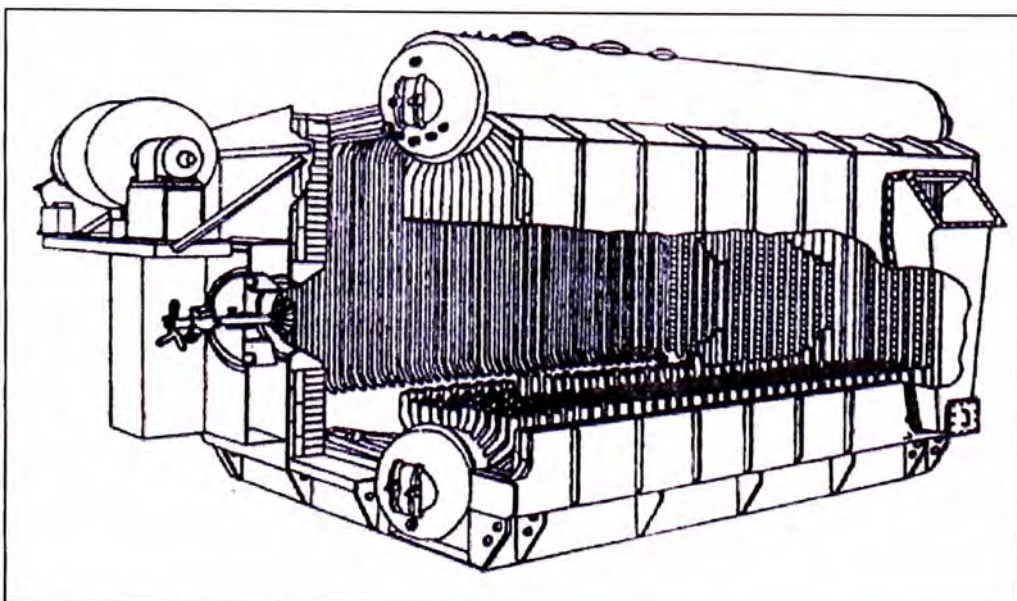
En este tipo de unidad los productos de combustión rodean a los tubos y el agua está en el interior de los tubos, que se inclinan hacia un recipiente o domo en el punto mas alto de la caldera. La configuración de estos tubos describe por lo general el tipo de caldera.

Usualmente su capacidad se expresa en libras de vapor por hora y varía en un rango entre 2000 lbs/hr a 10 000 000 lbs/hr de producción de vapor.

Otras características de éstos calderos:

- Se emplean para producir vapor de mayores niveles de presión que los pirotubulares.
- Requieren mas instrumentación y mayores controles que los pirotubulares.
- Son construidos y clasificados como tipo A, D, O ó una de varias configuraciones, de acuerdo a sus arreglos de tubos y domos (Ver Figura N° 5) El domo de vapor está en la parte superior y el domo de agua cerca del fondo.

Figura N° 5 .- Caldera Acuotubular Compacta tipo D.



CAPITULO III.- PETROLEO RESIDUAL Y GAS NATURAL, COMO COMBUSTIBLES INDUSTRIALES.

En el presente capítulo se describen las características de los dos combustibles mas ampliamente utilizados en el país actualmente, vale decir, el petróleo residual, en este caso vamos a considerar sólo residual 6 como referencia; y el gas natural. El petróleo residual 6 y 500 se diferencian básicamente por su viscosidad, puesto que el N° 6 lleva incorporado una pequeña fracción de producto de corte, es decir diesel u otro que le permita reducir su viscosidad a valores cercanos a 640 cst. El petróleo R 500 mantiene viscosidades sobre los 1300 cst.

3.1 Caracterización del Petróleo Residual

A continuación se describen las propiedades mas características de éste combustible, junto a ello se da el valor numérico aproximado, o el rango de la especificación al final en la Tabla V.

3.1.1 Gravedad específica.- Es la relación del peso de un determinado volumen de producto al peso del mismo volumen de agua a 60°F. La escala mas utilizada para expresar la gravedad específica del petróleo residual es el grado API, teniendo el agua 10 grados en esta escala.

$$\text{Gravedad específica} = 141.5 / (131.5 + \text{API})$$

El "American Petroleum Institute" utiliza la última expresión, donde hay que darse cuenta que petróleo más liviano tiene el grado API más alto y viceversa.

3.1.2 Viscosidad.- Como sabemos, la viscosidad de un líquido es su resistencia a fluir y está medida en varias escalas, siendo los grados de viscosidad variables con la temperatura. La viscosidad cobra una gran

importancia en los combustibles , porque afecta la facilidad con que pueden ser manejados en tuberías y la atomización en el quemador. Aumentando la temperatura se baja la viscosidad y el líquido fluye con mayor facilidad. Los petróleos residuales mas pesados deben entonces ser calentados antes de ser bombeados al quemador, para lo cual se instalan calentadores termo-eléctricos en la linea de suministro. La temperatura a la que el petróleo R6 debe ser calentado antes del ingreso al quemador es de 220 a 230 °F.

3.1.3 Poder Calorífico.- Es la cantidad de energía que se libera como calor en la combustión de un volumen determinado de líquido. Se expresa en BTU/Galón.

3.1.4 Punto de llamarada.- Es aquella temperatura, medida en grados Fahrenheit donde los gases que se desprenden de la superficie del petróleo se incendian espontáneamente produciendo una especie de relámpago que desaparece inmediatamente. El residual no empieza a quemarse a ésta temperatura.

3.1.5 Punto de Inflamación.- Temperatura en grados Fahrenheit a la cual el petróleo residual hace ignición y comienza a quemarse y normalmente se encuentra a unos 20 o 30 grados por encima del punto de llamarada.

3.1.6 Contenido de Azufre y Nitrógeno.- Están presentes en los petróleos residuales como componentes orgánicos que liberan óxidos de azufre y nitrógeno en la combustión, se miden como fracción en peso y producen problemas de corrosión por formación de ácido sulfúrico en los gases de combustión y generación de óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x), principales causantes de la lluvia ácida.

3.1.7 Contenido de Cenizas.- Es el material no inflamable indeseable que existe en el petróleo residual, el cual se manifiesta como un polvillo en el proceso de combustión. No causan problemas en el quemador pero se

acumulan en el interior del caldero, material refractario, hogar, tubos de fuego, restando efectividad a la transferencia de calor.

Tabla V.- Caracterización de Petróleos Residuales

ENSAYOS	Residual N° 6	Residual 500	Método ASTM
Volatilidad			
Gravedad API (a 15.6°C)	11 a 15	10 a 14	D-287
Punto de inflamación, °C	105	110	D-93
Fluidez			
Viscosidad cinemática a 50 °C, cSt	614	1012	D-445
Punto de escurrimiento, °C	3	3	D-97
Combustión			
Poder calorífico, BTU/Gal	151,200	151,600	Calculado
Composición			
Azufre total, %masa	1.3	1.4	D-4294
Residuo de carbón Conradson, %masa	14	15	D-189
Contaminantes			
Agua y sedimentos, % volumen	0.10	0.10	D-1796
Cenizas, % masa	0.04	0.06	D-482

Fuente: www.petroperu.com.pe

3.2 Caracterización del Gas Natural

El Gas Natural por su bajo contenido de azufre y otras impurezas, la no generación de residuos sólidos, su alto poder calorífico y fácil manejo, es el combustible ideal para calderas estacionarias. El gas natural es bombeado utilizando compresores de alta presión a través de tuberías hasta los centros de consumo, eliminando así la necesidad de almacenamiento en las plantas de los usuarios. El gas natural se mezcla rápidamente con el aire.

El gas natural es básicamente metano (CH₄), con etano (C₂H₆) en menor proporción y con trazas de anhídrido carbónico (CO₂), de Nitrógeno (N₂) y de algunas impurezas. El poder calorífico del gas natural puede variar desde 700 a

1200 o más BTU por pie³ a condiciones estandar de presión y temperatura. El gas proveniente de los depósitos de Camisea y después del tratamiento tiene un poder calorífico estimado de 1000 BTU/pie³.

Como dato práctico en la utilización de gas natural como combustible se puede mencionar que cuando se quema gas natural y la mezcla aire-gas es lo suficientemente buena para permitir que se queme con gran eficiencia, se necesitan unos 10 pie³ de aire para quemar 1 pie³ de gas natural, siendo las lecturas de oxígeno y CO₂ en los gases de combustión de 2 a 4% y de 8 a 12% respectivamente. Como veremos mas adelante, se trata de una combustión bastante eficiente. La temperatura de la llama es de 3550 grados Fahrenheit.

La Tabla VI nos muestra los componentes que a menudo son encontrados en la composición del gas natural.

Tabla VI.- Componentes del Gas Natural

Clase	Componente	Fórmula
Hidrocarburos	Metano	CH ₄
	Etano	C ₂ H ₆
	Propano	C ₃ H ₈
	i-Butano	iC ₄ H ₁₀
	n-Butano	nC ₄ H ₁₀
	i-Pentano	iC ₅ H ₁₂
	n-Pentano	nC ₅ H ₁₂
	Ciclo pentano	C ₅ H ₁₀
Gases inertes	Nitrógeno	N ₂
	Helio	He
	Argón	Ar
	Hidrógeno	H ₂
	Oxígeno	O ₂
Gases ácidos	Ácido sulfhídrico	H ₂ S
	Dióxido de carbono	CO ₂
Compuestos de azufre	Mercaptanos	R-SH
	Sulfuros	R-S-R
	Disulfuros	R-S-S-R
Otros	Vapor de agua	
	Agua dulce o salada	

Fuente: "Conversión de Equipos Industriales y Residenciales para su uso con Gas Natural"
Ing. Hernando Galvis Barrera.

La presente caracterización corresponde al Gas Natural Seco, es decir aquel que se usa en quemadores industriales, residenciales y el vehicular. Considera al producto obtenido del Gas Natural bruto, luego de los procesos de deshidratación, separación y refinación.

3.2.1 Densidad Relativa.- Es la relación entre las masas de dos volúmenes iguales de dos cuerpos. La densidad relativa del gas natural es la relación entre su peso específico y el del aire, expresados ambos en las mismas condiciones de presión y temperatura.

3.2.2 Composición del gas.- Se determina por medios cromatográficos, midiendo cuantitativamente los diferentes elementos contenidos en el gas.

3.2.3 Poder Calorífico.- Es la energía liberada cuando se quema un volumen estandar de gas. La diferencia entre el poder calorífico superior (PCS) y el inferior (PCI) es el calor de vaporización del agua a las condiciones de combustión.

3.2.4 Temperatura de Ignición.- Es la temperatura mas baja a la que sucede la combustión autosostenida el gas.

3.2.5 Índice de Wobbe.- El índice de Wobbe de un gas combustible es el cociente entre su Poder Calorífico Superior y la raíz cuadrada de la Densidad Relativa, expresado en unidades de PCS.

A igual presión y temperatura de suministro, un gas combustible que tuviera el mismo Índice de Wobbe que el gas natural, sería intercambiable con él.

3.2.6 Límites de Inflamabilidad.- Define el rango de concentración aire-combustible en el que sucede la combustión.

3.3 Sistemas de Combustión con Petróleo Residual.

En esta parte se describe el mecanismo usual de combustión en una planta industrial que utiliza petróleo residual para alimentar a las calderas. Luego de esta descripción tendremos el mismo caso pero considerando un sistema de combustión con Gas Natural.

El éxito del buen aprovechamiento del combustible residual no sólo depende del tipo y calidad del combustible, sino también de las operaciones de mantenimiento e instalaciones físicas que se dispongan en la planta industrial, un esquema general del sistema se muestra en la Figura N° 6.

Se tienen los siguientes componentes:

3.3.1 Área de Recepción y Almacenamiento.

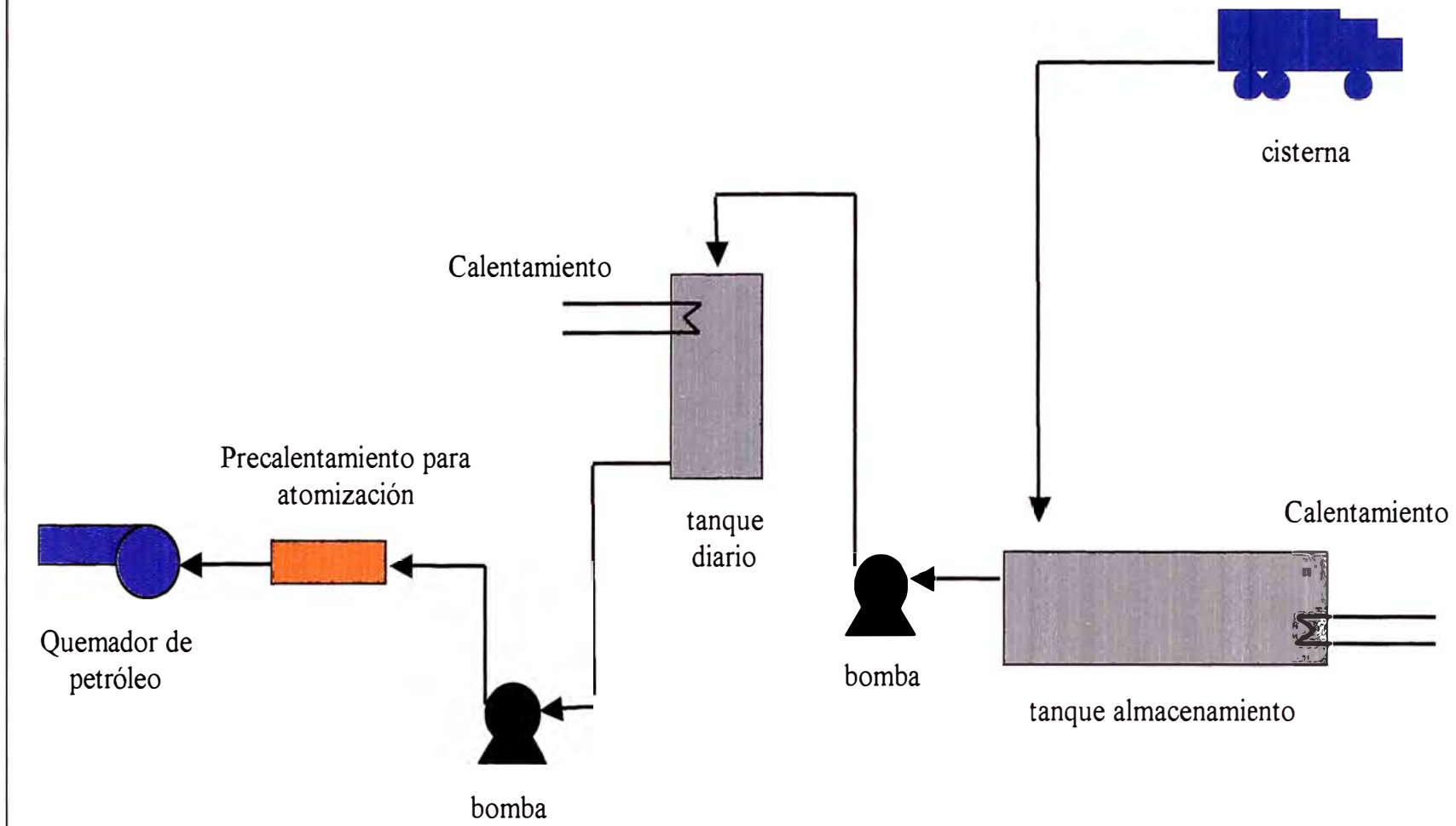
Se debe disponer de un espacio adecuado para que se pueda estacionar el camión cisterna que va a descargar el combustible residual. El camión también puede ubicarse exterior al local industrial descargando hacia una toma en la pared o piso que conecta al interior con el tanque principal de almacenamiento de petróleo. La descarga generalmente es por gravedad aunque puede utilizarse una bomba para acelerar la descarga. El petróleo residual llega con una temperatura aproximada de 50°C, tal como sale de refinería. En un área conexas al lugar de descarga se tienen los tanques de almacenamiento de petróleo, bombas, líneas y otros accesorios que permitan el normal flujo y suministro de combustible a los quemadores. Se requiere también un “tanque de diario” para mantener disponible un pequeño volumen de combustible a una temperatura adecuada, normalmente entre 70 y 80°C para petróleo residual, que permita disposición durante un periodo de tiempo prudencial, como por ejemplo un día o un turno de 8 horas, según la necesidad.

3.3.2 Aditivos mejoradores de combustión.

Los petróleos residuales tienen un alto contenido de contaminantes como agua, azufre, vanadio, entre otros. Durante el proceso de combustión, en presencia de aire se producen sulfatos, vanadatos que son altamente corrosivos provocando serios problemas en el interior de los equipos.

El agua que trae el combustible, declarado por refinería mas el que se condensa en los tanques de almacenamiento generan múltiples problemas: aceleración de la oxidación del combustible y formación de lodos y borras, si ingresa al quemador la expansión que produce puede

Figura N° 6.- Circuito de Combustible Residual 6



apagar la llama al desplazar súbitamente un gran volumen de gases, provoca también formación de bacterias que viven y se multiplican en la interfase agua-combustible. La mejor manera de resolver estos problemas es mediante la dosificación de aditivos que dispersen el agua, estabilicen el combustible y a la vez limpien todo el circuito de combustible, reduciendo la formación de humo al facilitar la combustión.

3.3.3 Manejo del combustible.

Representado por la red de tuberías incluyendo diferentes válvulas, filtros, bombas, precalentadores e instrumentos de medición de temperatura, presión y flujo; así como instrumentos de control automático para una óptima operación y control de suministro. Comparativamente, un costo adicional viene dado por la necesidad de precalentar el petróleo residual en dos etapas. La primera etapa se da en mantener el tanque principal a una temperatura que permita el bombeo del combustible hacia el tanque diario. Normalmente en tanques grandes sólo se requiere calentar la zona de succión para ahorrar energía. La segunda etapa de calentamiento se da en el tanque diario y alcanza temperaturas cercanas al requerido para una óptima atomización del petróleo. Finalmente se requiere obtener la temperatura de atomización de acuerdo al diseño del quemador y al tipo de combustible, que para petróleos residuales se ubica entre 110 y 120 °C. Esto se consigue con los precalentadores de casco y tubo que normalmente van acoplados a la caldera y pueden funcionar con vapor y/o eléctricamente por resistencia.

3.3.4 Atomización.

El quemador es el componente principal en la etapa central de la combustión. Entre sus funciones se encuentran facilitar la mezcla aire-combustible, generar la atomización del petróleo, sea con aire comprimido o vapor de agua, proveer la vaporización del combustible y proporcionar la continua ignición de la mezcla.

La atomización es necesaria para efectuar la combustión de los combustibles líquidos. El tiempo requerido para efectuar la combustión en la cámara es directamente proporcional al diámetro de partícula, es decir,

entre mas pequeña sea la gota, menor tiempo para su reacción, mejor mezcla con el aire, vaporización y encendido.

Una buena atomización tiene como objetivo lograr el tamaño adecuado de las partículas; para lograrlo es necesario tomar en cuenta la viscosidad del líquido, si se disminuye la viscosidad del líquido se podrán lograr partículas de menor diámetro. Los combustibles pesados e industriales se deben precalentar, ya que la viscosidad disminuye con la temperatura. Otro factor importante a considerar es el tipo de atomización, los mas usados en calderas industriales son la atomización con aire y con vapor. Casi todas las calderas pirotubulares usadas en el mercado industrial poseen ambos sistemas de atomización. El aire comprimido se usa durante el arranque, cuando no hay provisión de vapor aún, luego de producido éste se puede cambiar a atomización con vapor con la ventaja económica de ahorrar aire comprimido de mayor costo y además el vapor de atomización aporta energía calórica que favorece la combustión.

3.3.5 La Combustión

La combustión en sí representa la etapa central y mas importante en este sistema. La combustión de petróleos residuales es sencilla así como segura por el manejo bastante simple de un líquido de alta viscosidad y manejable con la temperatura, poco volátil y de fácil detección en caso de fugas. Lo beneficioso se da principalmente en el tema económico por su bajo precio y su alto poder calorífico.

Como hemos visto el inconveniente principal es su alto contenido de impurezas, principalmente agua, azufre y cenizas que crean problemas de mantenimiento y ambientales.

La combustión necesita un espacio físico que lo proporciona el hogar de la caldera, allí se produce la reacción y los gases producidos son empujados por el hogar a través del circuito interno de tubos hacia el exterior. Existe una elevada carga de inquemados constituidos principalmente por hollín, originado por una combustión incompleta, que se va depositando en la superficie interior del caldero formando una capa que funge de aislamiento y es perjudicial para la efectiva transferencia de calor. Otra buena parte de éste hollín es emitido al ambiente a través de la

chimenea junto con los gases de combustión, afectando negativamente el ambiente.

Algunos de los inconvenientes adicionales del uso de residuales mencionados en esta parte son referidos al manejo de las pérdidas por fugas y chorreos durante las labores de mantenimiento de éstos equipos. Es común observar bombas de petróleo que debido al desgaste de algún elemento presenta ligero chorreo de combustible que se recoge en algún recipiente para devolverlo posteriormente al tanque, no sin antes generar algún derrame contaminante al piso. Algo similar sucede en algunas válvulas que no llevan un adecuado mantenimiento. En cuanto a filtros, también durante su limpieza o mantenimiento es casi inevitable verter algunas cantidades de combustibles al piso si no se toman las medidas necesarias.

3.4 Sistema de Combustión con Gas Natural

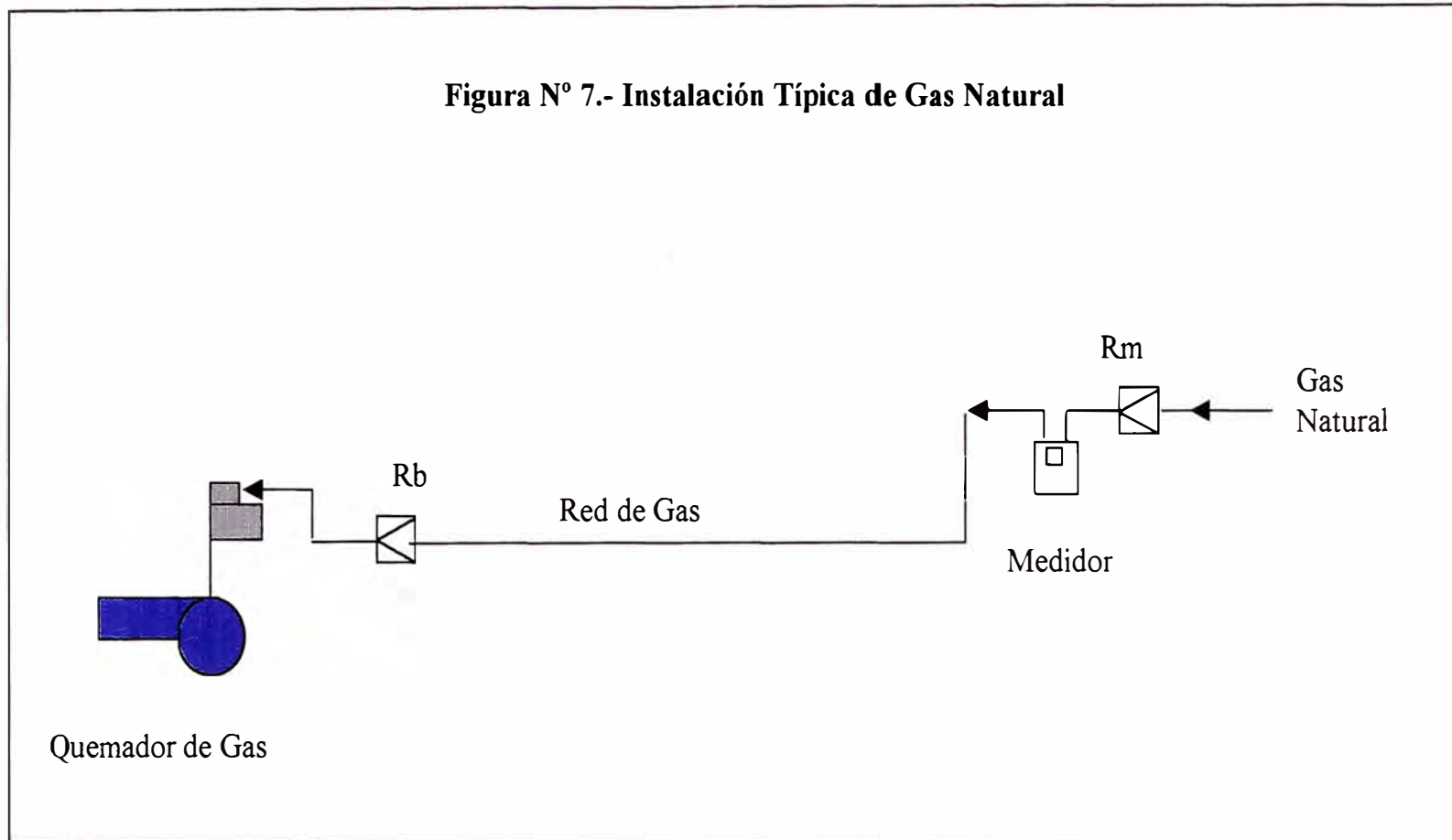
Se analiza aquí de modo comparativo el sistema de combustión en el mismo orden anterior, es decir en la secuencia y dirección del flujo de combustible. Un esquema general se muestra en la Figura N° 7.

3.4.1 Recepción y Almacenamiento

La recepción del combustible es directa y continua, no se requiere almacenarlo y basta con abrir o cerrar la válvula para tenerlo a disposición o interrumpir su suministro. Esto representa una importante ventaja al prescindir de contratos de transporte periódico, riesgos de incumplimientos en entregas y lo que es peor, la posibilidad de que se adultere el combustible residual, disminuyendo su calidad, poder calorífico e ingresando contaminantes que van a ocasionar daño al equipo de combustión.

En cuanto a la recepción se debe disponer de una estación de regulación de presión y medición ERPM que se encargue de reducir y regular automáticamente la presión de gas de acuerdo a lo necesario en el interior de las plantas para diferentes equipos. También se encarga de

Figura N° 7.- Instalación Típica de Gas Natural



medir y registrar el caudal de gas que está atravesando la tubería hacia el interior de la planta a efectos de que pueda ser facturado al final del mes de consumo. Asimismo asegura que la presión no sobrepase de un límite prefijado ante fallas eventuales. De aquí la otra gran ventaja, primero se consume el gas y luego se paga. Además el gas tiene un valor en función de su poder calorífico, mas no en función de su peso o volumen, es decir se va a pagar en función de la energía que se provee. Aquí radica la otra gran ventaja: la imposibilidad de adulterarlo, puesto que no se requiere de intermediarios para su comercialización y las líneas de conducción son prácticamente impenetrables y seguras.

3.4.2 Aditivos mejoradores de combustión

El gas natural como combustible no requiere la aplicación de ningún tipo de aditivo pues simplemente no lo necesita. Lo único que se le añade al gas es un odorizante para detectar posibles fugas puesto que el gas natural no tiene olor. Este odorizante lo aplica la empresa que procesa el combustible.

3.4.3 Manejo del combustible

Como hemos visto, después de la medición de gas y la regulación de presión, se tiene el combustible en condiciones de ser usado en planta, sea en calderas o cualquier otro equipo que lo requiera. El circuito de líneas e instrumentos hasta llegar al quemador para el caso de las calderas es mas sencillo que el de petróleo residual. En general, se puede establecer la presencia de los siguientes equipos como parte de la ERPM:

- Válvulas de corte.
- Regulador de presión.
- Válvulas de seguridad.
- Filtros,
- Medidor de caudal,
- Manómetros,
- Tubería de conducción.

A continuación se describen los principales equipos:

Filtro.- Es un elemento básico que evita el depósito de cualquier impureza en los asientos de los reguladores y válvulas, además de proteger los mecanismos de medición. Retienen partículas sólidas contenidas en el gas natural seco del orden de las 5 micras y se ubican a la entrada de la ERPM.

El gas natural penetra en el cuerpo del filtro, que al tener mayor diámetro que la tubería de entrada le hace perder velocidad, con lo que las partículas que haya arrastrado el gas, al ser de mayor densidad, se depositan por gravedad en la parte inferior del cuerpo. Posteriormente el gas natural pasa a través del cuerpo del cartucho filtrante, saliendo por el centro del mismo ya sin impurezas.

Los filtros deben estar equipados con un manómetro diferencial, colocado entre la entrada y la salida del gas, que permita controlar la pérdida de carga del cartucho, es decir, el grado de suciedad del mismo.

Regulador de Presión.- Es un dispositivo que reduce la presión del fluido que recibe y la mantiene constante, independientemente de los caudales que permite pasar y de la variación de la presión aguas arriba del mismo, dentro de los rangos admisibles. La regulación puede efectuarse en una o varias etapas.

Medidor de Caudal.- Instrumento utilizado para cuantificar el volumen de gas natural seco que fluye a través de un sistema de tuberías. Existen varios tipos de medidores, según la magnitud del caudal y la precisión de la medición. Estos pueden ser del tipo diafragma, desplazamiento positivo o del tipo turbina.

3.4.4 Atomización

En realidad el gas natural no requiere atomizarse pues su estado gaseoso a una presión adecuada es suficiente para conseguir una mezcla íntima y completa con el comburente, es decir el oxígeno del aire. De aquí que la necesidad de atomización del petróleo residual con vapor de agua o aire a presión y la temperatura mínima de 100°C en el caso del petróleo

desaparecen. Sólo una adecuada regulación de la presión y una boquilla adecuada para obtener la forma deseada de la nube de la mezcla combustible es lo necesario.

3.4.5 Combustión

Como ya se ha dicho es la parte central del proceso y con el cambio a gas, la diferencia a favor se deja sentir en el factor limpieza de los gases producidos, poca contaminación al medio ambiente, mínima producción de inquemados (hollín y CO).

Otra ventaja es la mayor eficiencia de la combustión, es decir un mayor aprovechamiento de la energía del combustible, propia de la mejor atomización y mayor homogeneidad en la mezcla aire-combustible.

CAPITULO IV.- EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE EN UNA EMPRESA INDUSTRIAL TEXTIL

La comparación entre las ventajas técnicas en el empleo de un tipo u otro de combustible industrial puede hacerse en términos de comparar dos aspectos: La eficiencia de combustión y el de mantenimiento del sistema de combustión. Ambos en el fondo representan, después del factor principal, el económico por el mejor precio del combustible, los factores claves para tomar la decisión de cambio de combustible. En el presente capítulo se evalúan estos factores.

4.1 Eficiencia de Combustión

El término eficiencia de combustión en calderas hace referencia a la capacidad de la caldera en convertir la energía química del combustible en energía calorífica. Es una indicación de la habilidad del quemador para quemar el combustible.

La eficiencia de combustión no es la misma para todos los combustibles, generalmente los combustibles gaseosos y líquidos se queman mas eficientemente que los combustibles sólidos.

En Anexo N° 3 se presenta el método para la medición de la Eficiencia de Combustión empleando un analizador de gases digital.

4.1.1 Eficiencia combustible-vapor

La eficiencia combustible-vapor es una medida de la eficiencia total de la caldera. Ésta considera la efectividad de la transferencia de calor en el sistema, así como las pérdidas de calor por radiación y convección. Es la relación entre el calor aprovechado por el fluido y el calor que suministra el combustible en un tiempo dado.

La eficiencia combustible-vapor puede ser determinada por dos métodos; El método de Entradas y Salidas y el Método de la Pérdidas de Calor.

4.1.1.1 Método de Entradas_Salidas

Está basado en la relación o balance de entrada y salida de calor al sistema o caldero. Se calcula de manera simple dividiendo la cantidad total de calor de salida del sistema en BTU por la cantidad de calor o energía que entra al sistema y éste cociente multiplicado por 100. Los valores de energía entrando y saliendo del sistema deben ser medidos por instrumentación adecuada.

4.1.1.2 Método de Pérdidas de Calor

El método de medida de eficiencia por Balance de Calor se basa en la determinación de todas las pérdidas de calor en la caldera. El método consiste en restar del 100% inicial todas las pérdidas por chimenea, radiación y convección y otras que puedan ocurrir en el sistema. El valor resultante es la eficiencia combustible-vapor para la caldera.

- Pérdidas por chimenea.- La temperatura de los gases de salida es una medida de la cantidad de calor perdido por la chimenea con los gases de combustión emitidos. Es un indicador de la energía que no se ha podido aprovechar o transferir al agua o vapor.

- Pérdidas por radiación y convección.- Todas las calderas presentan pérdidas por radiación y convección. Es decir, calor radiante emitido desde la superficie de la caldera y calor transferido desde la superficie a través del aire circundante a la caldera. Éstas pérdidas son esencialmente constantes para un mismo rango de carga de una caldera pero varía entre diferentes tamaños de caldera, tipos y presiones de operación.

4.1.2 Análisis de gases de combustión

La tecnología actual permite disponer de equipos digitales y portátiles para el análisis de los gases de combustión que emanan por las chimeneas de las calderas y el cálculo de la eficiencia de combustión.

Estos aparatos se basan en sensores electroquímicos que permiten determinar la cantidad de diferentes gases presentes en la corriente de salida por la chimenea.

Consisten en una sonda de unos 30 cm. De largo con termocupla incluida en el extremo, el que se inserta en la base de la chimenea de la caldera. Esta sonda va conectada por medio de una manguera especial al cuerpo principal del aparato que contiene los sensores y el cerebro del sistema, especie de pequeña computadora. El equipo mediante una pequeña bomba succiona los gases pasando a través de un filtro e ingresando al sistema y luego se eliminan por otro conducto.

Los gases captados son medidos en función de los sensores disponibles, normalmente CO, O₂, NO_x y SO₂. Adicionalmente se miden las temperaturas del ambiente circundante y la de los gases de salida. Con esta información y la del O₂ se calcula CO₂, exceso de aire de combustión y eficiencia de combustión. (Ver en Anexo N°3 procedimiento para la medición de Eficiencia de Combustión).

En la Tabla VII se presentan los valores registrados en una medición de gases de una caldera pirotubular que usa petróleo residual como combustible. Se presentan tres juegos de medidas en cargas baja, media y alta como las mas representativas.

Tabla VII.- Análisis de Gases de Combustión en Caldera usando Petróleo Residual como Combustible.

Parámetro/Carga	BAJA	MEDIA	ALTA
O ₂ (% Vol.)	3.5	4.1	3.4
CO (ppm)	259	216	311
CO ₂ (%Vol.)	13.7	14.2	13.2
NO _x (ppm)	228	183	190
Temp. Amb. (°C)	32	34	34
Temp. Salida (°C)	164	221	293
Exc. aire (% Vol.)	24	31	19
Eficiencia (%)	85.5.0	84.8	82.5

Fuente Propia

Leyenda:

- O₂ : % de oxígeno presente en los gases de emisión.
- CO : ppm de monóxido de carbono.
- NO_x : ppm de óxidos de nitrógeno (NO + NO₂)
- CO₂ : % de dióxido de carbono presente en los gases de emisión.
- Temp. Amb. : Temperatura ambiental en °C.
- Temp. Salida : Temperatura de los gases de emisión en °C.
- Exc. Aire : % Exceso de aire según estequiometría de combustión.
- Eficiencia : % Eficiencia de combustión.

Los datos corresponden a una caldera marca Distral de 300 BHP que usa como combustible petróleo residual 6. El equipo analizador de gases empleado es un TPI 714 de fabricación coreana.

De manera comparativa se muestra la Tabla VIII con la misma caldera luego de haber sustituido su sistema de combustión por gas natural.

Tabla VIII .- Análisis de Gases de Combustión en Caldera usando Gas Natural como combustible.

Parámetro/Carga	BAJA	MEDIA	ALTA
O ₂ (% Vol.)	4.1	4.2	4.1
CO (ppm)	12	11	07
CO ₂ (%Vol.)	9.5	9.5	9.5
NO _x (ppm)	51	48	45
Temp. Amb. (°C)	26	27	28
Temp. Salida (°C)	168	169	183
Exc. aire (% Vol.)	24	25	24
Eficiencia (%)	83.8	83.8	83.4

Fuente propia

Los datos corresponden a la misma caldera Distral usando ahora como combustible el gas natural. El equipo analizador de gases también es el mismo.

A primera vista observamos la gran diferencia existente en cuanto a emisión de CO para ambas mediciones, es una diferencia abismal y muy

satisfactoria el nivel de CO emitido cuando se quema gas natural, y era de esperarse dada la naturaleza gaseosa del combustible que facilita enormemente su mezcla íntima con el aire y una combustión mas completa.

El otro factor importante de resaltar es marcado descenso en los niveles de NO_x producidos con el gas natural. Pasa de valores promedio de 200 ppm con petróleo residual a valores promedio de 50 ppm con gas natural. Ambientalmente ambas mejoras son muy importantes.

Vemos también que otra diferencia sustancial se da en cuanto a la temperatura de salida de los gases de combustión, de un promedio de 220°C desciende a un promedio de 170°C. Ello afecta principalmente a la eficiencia térmica de la caldera, que en este caso aunque resulte ser menor según la lectura del aparato, se concluye que es mejor en todo sentido.

Para el caso de la eficiencia de combustión, este aparato registra los valores de oxígeno, y la diferencia entre temperaturas de salida de gases y la temperatura circundante a la caldera y en función de ello y un algoritmo arroja la eficiencia de combustión calculada. De manera indirecta se puede calcular la eficiencia de combustión con estos dos parámetros recurriendo a tablas existentes. La diferencia entre ambas respuestas es despreciable.

En ese sentido debemos agregar que el gas natural tiene menor poder calorífico y menor emisividad de llama, pero esa desventaja se ve compensada por un mayor caudal de gas en el proceso.

Se han establecido criterios para calibrar una caldera, así como existen rangos adecuados y óptimos de operación de estos equipos. (Véase detalles en Anexo N° 4).

4.2 Mantenimiento del Sistema de Combustión.

Como hemos visto, el sistema de combustión lo componen todos los elementos involucrados en el proceso, partiendo desde el tanque primario de almacenamiento del combustible, pasando por las líneas de conducción, bombas y filtros y terminando en la chimenea por donde son expelidos los gases de combustión. Todo éste sistema para el caso que se utilice petróleo residual, requiere un mantenimiento continuo programado en función de la exigencia de la operación y las condiciones bajo las que se trabaja.

Una operación bien llevada en función de una correcta regulación de la combustión va a permitir un mayor espaciado de tiempo entre intervenciones de mantenimiento.

Debido al uso y a la baja calidad de muchos petróleos residuales, se obstruyen con borras y barnices los tanques, líneas de conducción, filtros y boquilla del quemador. Estas obstrucciones van a ocasionar una caída de presión en la línea de ingreso de petróleo al quemador, modificando los parámetros correctamente establecidos. En prácticas comunes de mantenimiento rutinario, se establecen diversos procedimientos que de manera ilustrativa se presentan en la Tabla IX.

Tabla IX.- Mantenimiento preventivo de una caldera.
Petróleo residual vs. Gas natural

Actividades para el Mantenimiento	Tipo de combustible	
	Residuales	Gas Natural
Control de la combustión y la eficiencia	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación del filtro del combustible	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de electrodos	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de las boquillas	Quincenal	Semestral
Verificación de válvulas solenoides	Quincenal	Semestral
Verificación de presostatos	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de mirilla	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de fotocelda IR/UV	Quincenal	Semestral
Verificación del programador de llama	Quincenal	Semestral
Verificación de la presión del combustible	Diario	Diario
Limpieza de chimeneas y ductos de gases	Semestral	Anual

Fuente: *Gastecnic_ Conversión de equipos industriales a Gas.*

Podemos notar una gran ventaja del uso de gas natural, derivada principalmente de la naturaleza limpia del gas. Se va a generar menos inquemados, menos residuos de combustión y previa a la combustión, las líneas y válvulas, filtros, bombas, etc. pueden trabajar mas tiempo sin verse en la necesidad de efectuar la limpieza respectiva.

Una labor común en calderas de vapor es la regulación de la combustión. Esto implica medir la composición de los gases de salida y establecer una proporción adecuada de aire y combustible entrando al quemador, y tratar que esta relación proporcional se mantenga para todo el recorrido de la modulación de la carga de la caldera. Esto no es complicado hacerlo, el inconveniente es que no se mantiene el ajuste por mucho tiempo debido a varios factores, entre ellos:

- No siempre la calidad del combustible empleado es la misma, varía de lote a lote y pequeñas variaciones alteran la regulación de la combustión.
- La temperatura ambiental de la zona circundante a la caldera al variar sensiblemente altera el valor de la eficiencia de combustión.
- Las variaciones de las condiciones del aire.
- La mala practica de abrir o cerrar válvulas de ingreso de petróleo en función de la demanda de vapor en un momento determinado. Esto se da en calderas que no tienen una modulación amplia y bien regulada de cargas de trabajo. Se requiere máximo fuego para alta y rápida producción de vapor en momentos determinados y esto no lo consigue automáticamente el equipo, de allí el manipuleo de las variables para alcanzar las condiciones deseadas.

Comparativamente, podemos nombrar las ventajas en el mantenimiento de las calderas y equipos anexos cuando se usa gas natural como combustible:

- Menor deposición de hollín en hogar y tubos de caldera, lo que conlleva a que la caldera se puede mantener mas tiempo limpia sin necesidad de parada para limpieza interna.

- Al no contener agua, azufre y otros contaminantes, se minimiza la acción corrosiva debido a la presencia de éstos en el petróleo residual. Tanto refractario como tubos, hogar , chimenea y toda superficie en contacto con los gases pueden verse libres de ataques corrosivos.
- Al no requerir bombeo ni precalentamiento se evita el trabajo de mantenimiento de bombas y precalentadores, así como también de tanques de almacenamiento. En general es un sistema mucho mas limpio.

Una importante ventaja es poder disponer de gas de manera continua, con solo abrir la válvula de gas, no se necesita bombas, ni tanques de almacenamiento, ni sistema de precalentamiento. Estos equipos que se pueden prescindir también constituyen un alivio al mantenimiento de los mismos.

4.3 Inversión económica para el cambio de combustible

En esta parte hay varias consideraciones a hacer debido a las dimensiones de equipo y accesorios a cambiar. Existen empresas consumidoras que debido al estado bastante deteriorado de la caldera y equipos anexos, les conviene mas efectuar una inversión mayor y comprar una caldera completa con todos sus elementos preparados para quemar gas natural. Es una buena decisión cuando se dispone de suficientes fondos para tal financiamiento, pero que finalmente vale bien la pena hacerlo.

En cuanto al tamaño de la caldera, se tiene una proporción directa con el consumo de vapor en planta. La empresa analizada en el presente trabajo se podría decir que es pequeña en cuanto a consumo de vapor, siendo así, una caldera de 300 BHP cubre sus requerimientos con cierta holgura, considerando que el cuello de botella son las horas pico en las que se tiene una alta demanda de vapor por estar funcionando varias máquinas al mismo tiempo, y allí es cuando la caldera se ve exigida y funciona a máxima carga pero no por mucho tiempo.

En la Tabla X se presenta el presupuesto para la instalación del sistema de combustión a gas natural. Asimismo, en la figura N° 8 se presenta un esquema

del tren de regulación, es decir el arreglo de equipos y accesorios requeridos entre la acometida y los equipos de combustión.

Tabla X.- Costos de Inversión para el cambio a Sistema Dual Petróleo – Gas.

DESCRIPCIÓN	MONTO (\$)
Proyecto de instalación de gas	29 155.00
Medidor y corrector de gas	5466.00
Tubería de la ERM a la acometida	1190.00
Pozo a tierra	595.00
Cerco perimetral, obra civil	1785.00
Análisis de riesgo y plan de contingencia	1369.00
Empresa Certificadora	2380.00
Quemador dual gas/residual	28003.00
Desmontaje y montaje del quemador	2975.00
Reparación y/o modificación de cono refractario	1785.00
Otros (reubicaciones de equipos y varios)	5000.00
TOTAL	\$ 79 702.00

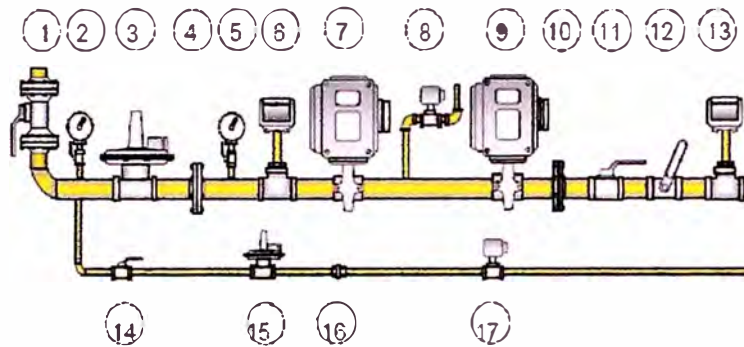
Fuente propia

Vemos que los principales costos lo constituyen el Proyecto de instalación de gas, cerca de 30 000 dólares y el quemador dual en 28000 dólares. La explicación es lógica, el proyecto es integral y requiere una importante inversión intelectual y de tiempo para concebirse y perfeccionarse. Es amplia la información y los datos que se deben considerar y siempre ajustándose a las normas técnicas y de seguridad para este tipo de instalaciones, de allí que el monto sea el mayor de la lista, aunque a simple vista parezca algo exagerado.

En segundo lugar, tenemos el costo del quemador que es el alma del sistema de combustión. Seguramente se manejó alternativas de marcas y modelos, pero finalmente se quedaron con el equipo que ofrece todas las garantías y confiabilidad necesaria en este tipo de operaciones. El monto manejado es el promedio en el mercado para la sustitución en una caldera de esas dimensiones.

Figura N° 8

Tren de Regulación para calderas de 175 a 500 BHP



Lista de accesorios e instrumentos:

1. Válvula de corte del equipo bridada.
2. Manómetro media presión (0 a 30 psi).
3. Regulador de presión segunda etapa
4. Brida A 150.
5. Manómetro baja presión (0 a 30 p. c.a).
6. Interruptor por baja presión
7. Primera válvula de seguridad: Motorizada
8. Válvula de venteo tipo solenoide
9. Segunda válvula de seguridad motorizada
10. Brida A 150
11. Válvula de corte a baja presión (opcional)
12. Válvula modulante (Tipo mariposa)
13. Interruptor por alta presión
14. Válvula de corte para el piloto.
15. Regulador de presión del piloto
16. Universal en acero al carbono
17. Válvula de seguridad del piloto (Tipo solenoide)

En cuanto al desmontaje del quemador viejo y el montaje del nuevo, las labores son realizadas normalmente por la misma empresa suministradora del quemador e incluye las siguientes labores:

- Desmontaje del quemador antiguo, retiro de instalaciones mecánicas, desconexión de instalaciones eléctricas.
- Habilitación de la brida o elemento de transición del quemador con el caldero.
- Montaje del nuevo quemador a gas, habilitación de soportes, interconexión eléctrica.
- Pruebas de operación, regulación de parámetros de combustión con analizador de gases digital.
- Ingeniería y elaboración del expediente técnico.
- Ajustes finales y arranque.

La Tabla X incluye algunos items que son propios del tipo y condición de la instalación en cuestión, pero que debe incluirse por ser parte del sistema de combustión. Para cada caso en particular existirán diferentes factores a considerar para decidir por la conveniencia de cambiar por un nuevo accesorio.

El presente presupuesto es a todo costo e incluye IGV.

Otro item a comentar es el referente al medidor de gas y unidad correctora de volumen. Son dos elementos importantes en toda instalación y ambos son suministrados por la misma empresa, dentro del grupo de empresas aprobadas por Cálida, que es la empresa distribuidora de gas natural de Lima y Callao.

El medidor de gas es a pistones rotativos, caudal máximo 160 m³/hr. y una presión máxima de trabajo de 17.2 bar.

La unidad correctora de volumen se encarga de convertir o corregir la lectura del medidor por presión de gas, temperatura y factor de super compresibilidad.

Los demás items son propios de todo cambio y no se comentan en detalle aquí.

Quiero si aclarar que esta inversión puede requerir la participación de una o varias empresas suministradoras de los diferentes elementos, incluso del proyecto, pero por conveniencia y garantía de resultados siempre es mas conveniente encargarle el trabajo integral y la responsabilidad total a una sola empresa.

Asimismo, todas estas empresas que efectúan dichos servicios se encuentran registradas en el Osinerg.

4.4 Ahorro Generado por diferencia de Precios de Combustibles.

El ahorro económico generado por la sustitución del combustible petróleo residual por gas natural en la caldera de vapor de esta empresa se determina directamente en función del volumen consumido y el costo del mismo.

Hacemos una comparación estadística en base al promedio de consumo mensual de petróleo y el costo del mismo y lo comparamos con los consumos actuales de gas y el precio del mismo gas. Será la diferencia entre estos valores el que nos indique el ahorro alcanzado por la sustitución del combustible sólo considerando la diferencia de precio.

Tabla N° XI.- Comparación del gasto en combustible relativo al precio.

Consumo de petróleo en caldera	
Consumo promedio mensual	13000 galones
Costo de petróleo residual por galón	\$ 1.26
Gasto mensual por petróleo residual	\$ 16 365.00
Consumo de gas natural en caldera	
Consumo promedio mensual de gas	50 180 m3
Costo actual del gas	\$ 0.171 / m3
Gasto mensual por gas natural	\$ 8581.00
Ahorro mensual	\$ 7784.00

Fuente Propia

Es el ahorro generado mensualmente por el consumo de gas en lugar de petróleo. No incluye los ahorros por menores intervenciones de mantenimiento de

los equipos y los ahorros por prescindir de precalentadores, bombas y otros componentes que se presenta en el siguiente acápite.

Tabla XII.- Consumo de gas natural según lectura de la estación de regulación y medición (ERM)

	M3 estándar	Costo gas (\$)	Galones R-6	Costo R-6(\$)	Ahorro (\$)	Acumulado (\$)
Febrero	58529	9467	15218	19174	9707	-----
Marzo	70168	10946	18244	22987	12041	21748
Abril	55511	8660	14433	18185	9526	31274
Mayo	74463	11616	19360	24394	12778	44052
Junio	75781	11822	19703	24826	13004	57056
Julio	66340	10349	17248	21733	11384	68440
Agosto	80960	12630	21049	26522	13893	82332
Setiembre	66350	10351	17251	21736	11386	93718

Fuente propia

En la Tabla XII se muestra unos registros del consumo de gas natural en los meses de febrero del 2006 a septiembre del 2006, se acompaña el costo respectivo, así como una el volumen equivalente de petróleo para esos meses con su costo respectivo. Aquí se puede encontrar un ahorro mes tras mes y el acumulado a lo largo de los meses para visualizar claramente que la inversión del cambio de combustible que ascendió a cerca de \$ 79 000.00 se paga en 7 meses de operación normal. Definitivamente una muy buena inversión. De ahí en adelante todo es ganancia. (Ver Anexo N° 1 Precios de Combustibles Industriales en el Perú).

Este ahorro es fácilmente cuantificable pues son medibles con aparatos muy precisos. Los otros ahorros mencionados no son tan fáciles de cuantificar pero nos podemos aproximar bastante bien. Los valores registrados corresponden a valores reales del año 2006 de la empresa en estudio. La columna de Galones de R6 son los equivalentes al consumo efectuado y sirven como referencia para calcular los ahorros respectivos en cada mes.

4.5 Ahorro generado por el cambio de combustible en relación a las propiedades del gas.

Uno de los factores de mayor relevancia a la hora de decidir acerca del uso de un combustible en un proceso industrial, es el costo generado por su utilización.

Se analizará en esta parte los beneficios económicos del uso del gas natural como combustible en relación a sus propiedades, los cuales permiten un manejo más simple que otros combustibles como el Residual, Diesel y GLP. (Ver Anexo N° 2, Cálculo de ahorro por Cambio de Combustible).

4.5.1 Costos de Operación por servicios industriales y aditivos

Para el consumo de gas natural no se consideran costos por servicios industriales (llámese bombeo, precalentamiento, atomización, etc.) y aditivos, lo que si ocurre cuando se usan combustibles líquidos residuales como el R6. A continuación definimos estos servicios industriales y luego se realiza un cálculo estimando los valores reales para el caso de nuestra planta industrial textil con el uso de la caldera de 300 BHP.

Sistema de almacenamiento.- Para una caldera de 300 BHP tipo pirotubular con consumo de 35 GPH de Residual 6 y con factor de servicio de 0.6 (100 horas de operación por semana), se requiere para manejo de inventario de 15 días, un tanque de almacenamiento de una capacidad de 8000 galones. De igual manera se requiere un tanque para suministro diario del combustible con calentamiento, de una capacidad de 600 galones.

Equipo de bombeo requerido.- 1 bomba de 3HP, para bombear el combustible desde el tanque principal hacia el tanque diario y otra de 1HP para impulsar el combustible a la salida del tanque diario, próximo a la caldera a través de los filtros, precalentadores y líneas hacia el quemador, especificadas para fluidos viscosos y temperaturas superior a 150° F. (Caso Residual 6).

Sistema de Calentamiento.- Para el uso de petróleos residuales o combustóleo se requiere un calentador eléctrico y/o a vapor que garantice una temperatura de 80° C

en el quemador. Posteriormente otro calentador que obtenga la temperatura mínima de 100°C para la atomización.

El sistema de suministro requiere filtros que eliminen arrastre de sólidos a los quemadores.

En la Tabla XIII se muestra las especificaciones de consumo y producción de calderas pirotubulares.

Tabla XIII.- Especificaciones de Consumo y Producción de Calderas Pirotubulares.

Caldera BHP	Producción de Vapor (lb / hr)	Carga Térmica (MMBTU /hr)	Potencia de Bombeo (HP)	Potencia de Atomización (HP)
60 – 150	2070 – 5175	2.01 – 5.02	1	1
150 – 300	5175 – 10350	5.02 – 10.0	1	2
300 – 350	10350 – 12075	10.0 – 11.7	1	3
350 – 400	12075 – 13800	11.7 – 13.4	1.5	4
400 – 700	13800 – 24500	13.4 – 23.4	1.5	5

Fuente: "Combustión del Gas Natural" - Ing. Percy Castillo Neira.

Para la evaluación de costos considerar los anexos a este trabajo, allí encontrarán las conversiones que se requiera para los cálculos.

4.5.1.1 Cálculo de costos de calentamiento del Residual 6

El calor requerido para llevar el Residual 6 de la temperatura de 40 °C (temperatura de recepción del combustible) a la temperatura de 80 °C para la obtención de la viscosidad del combustible especificado por el quemador, se calcula mediante el siguiente procedimiento:

$$Q_{\text{calent}} = W \times C \times \Delta T$$

W : Cantidad másica de residual 6 por galón: 7.9 lbs / galón

C : Coeficiente calórico del residual 6 = 0.53 BTU / lb-°K

ΔT : Diferencia de temperatura, °K

$$Q \text{ calent} = 7.9 \text{ lb/gal} * 0.53 \text{ BTU/lb } ^\circ\text{K} * (353 - 313)^\circ\text{K} = 167 \text{ BTU/gal}$$

Precio KWH Industrial : US\$ 0.12

$$\text{Costo} : \frac{167 \text{ BTU/gal} * \text{US\$ } 0.12 / \text{KWH}}{3413 \text{ BTU/KWH}} = \text{US\$ } 0.0059 / \text{galón}$$

Para la caldera de 300 BHP y factor de servicio de 0.6 tenemos :

$$\text{Costo calentamiento} = 35.0 \text{ gal / hr} * 432 \text{ hr / mes} * \text{US\$ } 0.0059 / \text{gal}$$

$$\text{Costo calentamiento} = \text{US\$ } 89.20 / \text{mes}$$

4.5.1.2 Cálculo de costos de calentamiento para facilitar la atomización del combustible a 100° C

Por calentamiento del combustible:

$$Q = W C \Delta T$$

Rango de calentamiento : 80 °C a 100 °C, necesarios para la correcta atomización del combustible R6.

$$Q = 7.9 \text{ lb / gal} * 0.53 \text{ BTU / lb } ^\circ\text{K} (373 - 353) ^\circ\text{K} = 83.7 \text{ BTU / gal}$$

$$\text{Costo / Galón} = \frac{83.7 \text{ Btu / gal} * \text{US\$ } 0.12 / \text{KWH}}{3413 \text{ BTU / KWH}} = \text{US\$ } 0.003 / \text{galón}$$

$$\text{Costo} = 35.0 \text{ gal / hr} * 432 \text{ hr / mes} * \text{US\$ } 0.003 / \text{gal}$$

$$\text{Costo} = \text{US\$ } 45.36 / \text{mes}$$

4.5.1.3 Cálculo del costo de energía de atomización

Según la Tabla XI el consumo de potencia para la atomización del residual 6 en una caldera de 300 BHP es de 3 HP.

$$\text{Costo Atomización} = 3 \text{ HP} * 0.746 \text{ KW / HP} * \text{US\$ } 0.12 / \text{KWH}$$

$$\text{Costo Atomización} = \text{US\$ } 0.27 / \text{hora} * 432 \text{ hr / mes}$$

$$\text{Costo Atomización} = \text{US\$ } 117.00 / \text{mes}$$

4.5.1.4 Cálculo del costo por bombeo del combustible líquido

Según la Tabla XI, el consumo de potencia de bombeo para una caldera de 300 BHP que usa residual 6 es de 1 HP.

$$\text{Costo Bombeo} = 1 \text{ HP} * 0.746 \text{ KW / HP} * \text{US\$ } 0.12 / \text{KW.H}$$

$$\text{Costo Bombeo} = \text{US\$ } 0.09 / \text{hora}$$

$$\text{Costo Bombeo} = \text{US\$ } 0.09 / \text{hr} * 432 \text{ hr / mes}$$

$$\text{Costo Bombeo} = \text{US\$ } 39 / \text{mes}$$

4.5.1.5 Costo de Aditivos

Los petróleos residuales requieren aditivos homogenizadores, dispersores de agua y borras que mejoran la combustión, evitan su estratificación por temperatura y tiempo de almacenamiento, con ello se consigue reducir la formación de hollín e inquemados.

Dosificación del aditivo: 1 galón de aditivo por 4000 galones de residual 6

Consumo de combustible: 35.0 gal /hr

$$\text{Consumo de aditivo} = 35.0 \text{ gal /hr} * 432 \text{ hr /mes} * 1 \text{ gal aditivo} / 4000 \text{ gal}$$

$$\text{Consumo de aditivo} = 3.78 \text{ gal / mes}$$

Costo promedio del galón de aditivo = US\$ 55.0

$$\text{Costo aditivo por mes} = 3.78 \text{ galones / mes} * \text{US\$ } 55 / \text{gal}$$

$$\text{Costo aditivo por mes} = \text{US\$ } 207.90 / \text{mes}$$

Total costo operativo por uso de petróleo R6: **US\$ 498.46 / mes**

4.5.2 Costos de Mantenimiento

Los requerimientos de una caldera que consume Residual 6 respecto al mantenimiento comparado con el gas natural se muestra en la Tabla IX.

Los costos de mantenimiento están asociados a los costos del personal de mantenimiento asignado a la caldera y a lo relacionado con los costos de repuestos utilizados durante el mantenimiento

4.5.2.1 Costo de mano de obra por mantenimiento

Para el análisis se tomará en cuenta el costo adicional en que se incurre al utilizar residual 6 como combustible, bajo la afirmación de que éstos son el doble de los costos que cuando se usa gas natural.

Para una caldera pirotubular de 300 BHP se tiene un mantenimiento programado cada 6 meses con una duración de cinco (5) días de inspección y mantenimiento, con una asignación de 2 mecánicos y un obrero laborando 9 hr / día.

Costo mano de obra incluyendo factor laboral (1.8) = US\$ 90 / día

Días requeridos para mantenimiento: 10 días / año = 0.83 días / mes

Costo de mantenimiento programado:

$$\text{US\$ } 90.00 / \text{ día} * 0.83 \text{ días / mes} = \text{US\$ } 75 / \text{ mes}$$

Respecto al costo de repuestos y materiales se debe tener en cuenta la historia que posee el equipo de combustión en cuanto a repuestos requeridos en los últimos 3 años. Para efectos de cálculo vamos a considerar que estos costos están incluidos en el anterior, mano de obra.

4.5.2.2 Costo por Manejo de Inventario de Combustibles Líquidos

Dada la necesidad de mantener inventarios mínimos de combustible líquido que aseguren el suministro ante contingencias de abastecimiento, se causa por este efecto unos costos que viene determinado por el interés del valor de dicho inventario.

Para una caldera de 300 BHP se debe mantener un inventario de 8 días de suministro cuando del punto de compra al de entrega diste más de 300 km y con alta posibilidad de contingencias.

Volumen del inventario: 35.0 gal/hr x 24 h/día x 0.6 x 8 días = 4032 galones

Costo del inventario: 4032 galones x US\$ 1.26 / gal = US\$ 5080.32

Interés por manejo de inventario: 1% del valor del inventario.

$$= \text{US\$ } 5080.32 * 1.0\% = \text{US\$ } 50.80 / \text{ mes}$$

4.5.2.3 Costo por Monitoreo Ambiental

El gas natural es un combustible limpio, amigable al medio ambiente, y por lo tanto no requiere equipos de tratamiento de los gases de combustión que garanticen el cumplimiento de las normas sobre emisiones por fuentes fijas en procesos de combustión. Las emisiones debidas al uso del residual 6 como combustible deben ser monitoreadas respecto a material particulado y componentes de azufre.

Costo por Monitoreo Ambiental por mes: **\$ 113.00 / mes** para el caso de cuatro monitoreos al año. Aquí solo se consideran costos de monitoreo ambiental mas no de los tratamientos a dichas emisiones atmosféricas

En resumen, veamos la Tabla XIV que nos muestra las ventajas económicas que presenta el gas natural frente al uso de combustibles líquidos como el residual 6. No se incluyen los aspectos no cuantificados en esta evaluación.

Tabla XIV.- Cuadro Comparativo Costos Residual 6 vs. Gas Natural

COSTOS (US\$/mes)	R 6	G.N.
<u>Costos por operación:</u>		
Calentamiento del Combustible	89.20	No requiere
Calentamiento para atomización del Combustible	45.36	No requiere
Energía de atomización del Combustible	117	No requiere
Bombeo del Combustible	39	No requiere
Costo de aditivos	207.90	No requiere
<i>Total Costo por Operación</i>	\$ 498.46	No requiere
<u>Costo de Mantenimiento (Mano de Obra):</u>		
	75.00	37.50
<u>Costo Manejo de Inventarios del Combustible:</u>		
	50.80	No requiere
<u>Costo por Monitoreo Ambiental:</u>		
	113.00	No requiere
<u>Costo Total Mensual</u>		
	\$ 737.26	37.50

Fuente:Fuente propia

Como se puede observar el Gas Natural presenta puntos a favor a la hora de estudiar la posibilidad de convertir un equipo que usa otros combustibles; viendo claramente que se tendría un ahorro, sólo en relación a las ventajosas propiedades del gas, mas no por su diferencia de precio, para este pequeño caso evaluado, de aproximadamente US\$ 700.00 mensuales.

La disponibilidad de gas natural representa para los calderos pirotubulares la oportunidad de una conversión que constituya un proyecto de alta rentabilidad si se concibe, plantea y ejecuta en la forma técnicamente correcta. En la tabla XV se presenta un resumen de las principales ventajas del gas natural como combustible industrial.

Tabla XV.- Ventajas de las Calderas a Gas Natural

- ✓ Gases de combustión limpios, no contaminan el medio ambiente.
- ✓ Mínimo exceso de aire aplicado que se traduce en reducidas pérdidas de calor por la chimenea y mínima producción de inquemados.
- ✓ Mayor eficiencia de combustión de la caldera, ya que el gas se aprovecha en más del 95% al quemarse.
- ✓ Reducido costo de mantenimiento de equipos de combustión, ya que disminuyen impurezas, residuos e incrustaciones que dañan las superficies metálicas y el refractario.
- ✓ No se produce corrosión ácida en los tubos de la caldera ni en el material refractario debido a la ausencia de azufre y óxidos de azufre en el gas.
- ✓ No se requiere aditivos, precalentamiento o bombas de transferencia.
- ✓ Menor precio del gas que sumado a todo lo anterior se traduce en un menor costo de producción de vapor.

Fuente: Curso: "Aumento de la Eficiencia Energética en la Industria"
Universidad de Lima – Centro de Eficiencia Tecnológica, CET PERU.

CAPITULO V.- ASPECTO AMBIENTAL DE LA SUSTITUCIÓN

5.1 Conceptos Básicos de Contaminación Ambiental

En esta parte se incluye una breve exposición de lo concerniente a contaminación ambiental por efectos de la combustión principalmente; de allí que sólo se aborda el caso de la contaminación del aire, no significando ello que no afecte de manera alguna a los mares, ríos, lagos y el suelo. Definitivamente los afecta, pero indirectamente; por ejemplo la lluvia ácida, es generada principalmente por emisiones gaseosas de óxidos de azufre y nitrógeno en la combustión, cuyo efecto contaminante es global.

5.1.1 Contaminación del Aire

El aire atmosférico esta constituido por aire seco y vapor de agua en proporciones variables. El aire seco es una mezcla de varios gases, siendo los más importantes el oxígeno que constituye el elemento básico de la vida formando parte de los procesos de combustión y el nitrógeno que constituye un gas inerte. Además, existen pequeñas cantidades de dióxido de carbono producto de los procesos de combustión, fermentación y desprendimientos naturales e industriales y otros gases, tales como el argón, neón, criptón metano, ozono, etc.

Las alteraciones de la composición del aire es un hecho que normalmente se produce por efectos naturales como las erupciones volcánicas, terremotos, incendios forestales, emanaciones de polvo, polen etc., pero las mismas han sido incrementadas en los últimos años por el gran desarrollo tecnológico de la humanidad, sustentada en la explotación de los combustibles fósiles, con la aparición de enormes complejos fabriles, grandes ciudades y un aumento considerable de los medios de transporte automotor.

De modo que, junto a la industrialización tendiente al bienestar y el aumento del nivel de vida de las personas, aparece el problema de la contaminación ambiental, constituido por la presencia en el aire de sustancias que implican riesgo de daño para la vida animal y vegetal así como los bienes de cualquier naturaleza.

Por ello, cuando estas materias ponen en peligro la salud del hombre, su bienestar o recursos, directa o indirectamente, se los denominan contaminantes ambientales. Los contaminantes ambientales pueden ser clasificados en:

Gaseosos

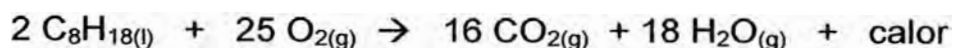
- Dióxido de AzufreSO₂
- Monóxido de Carbono.....CO
- Óxidos de Nitrógeno..... NO_x
- Hidrocarburos..... HC

No gaseosos

- Líquidos: Hidrocarburos inquemados
- Sólidos: Partículas en suspensión: de 0 a 10 micrones de diámetro, y por tanto volátiles y partículas sedimentables: de diámetro superior a 10 micrones, al ser más pesadas tienden a depositarse sobre los elementos o el suelo.

5.2 La Combustión como generador de Contaminación Atmosférica

Los combustibles fósiles son mezclas de composición variable formadas principalmente por hidrocarburos. Son usados para liberar energía, antes que para formar compuestos químicos nuevos. En general, una gran cantidad de CO₂ es producido durante la combustión en los motores de vehículos y en la industria principalmente. Veamos como ejemplo de ello la reacción de combustión de la gasolina (recordemos que esta puede representarse como iso-octano):



De esta reacción se calcula que:

1 galón de gasolina (3,785 litros) produce más de 4 000 litros de CO₂ y cada año se lanzan a la atmósfera 80 millones de toneladas de CO₂ (¡una enorme cantidad!).

Además, los combustibles en general, tienen impurezas que en la combustión producen óxidos como contaminantes atmosféricos adicionales.

La combustión incompleta de hidrocarburos produce sustancias tóxicas o indeseables, entre ellas el CO y carbono elemental (hollín), los que contaminan el aire, y por ende a los seres vivos.

5.2.1 Calentamiento global o Efecto Invernadero

Un problema ambiental importante lo constituye el “calentamiento global” o “efecto invernadero” que se produce como consecuencia de la emisión de gases de invernadero a la atmósfera como el dióxido de carbono (CO₂), dado que sus efectos tienden a alterar los ecosistemas actuales.

El calentamiento global de la tierra se debe a la absorción de calor por efecto de la radiación luminosa que llega procedente del sol, atravesando el aire atmosférico. A la vez, parte de ese calor absorbido es reenviado por la tierra al espacio exterior en forma de radiación infrarroja no visible, pero la atmósfera tiene la propiedad de no dejarla pasar, reteniendo de esa manera casi el 90% del calor que se perdería y por ello, realiza un efecto regulador del calor captado, manteniendo una temperatura superficial promedio global de aproximadamente 15°C que permite el desarrollo de la vida humana. Este calor que queda almacenado dentro del recinto, resulta beneficioso en invierno y se usa en los invernaderos para el cultivo de plantas.

Pero ocurre que la concentración de CO₂ y en menor proporción los otros gases invernadero (metano, clorofluorocarbonos, ozono, óxido nitroso y vapor de agua), han crecido rápidamente en los últimos años debido a la alta emisión y de esa forma, la energía calorífica almacenada tiende a producir un aumento de la temperatura promedio de la tierra y como consecuencia, se

están originando cambios climáticos que modifican los ecosistemas; este es el fenómeno llamado “Efecto Invernadero”, siendo la principal fuente de CO₂ la combustión en procesos industriales.

Este aumento de temperatura se traduce en alteraciones del equilibrio ecológico por mayores niveles de evaporación, descongelamiento de las masas de hielo polares; la fusión del hielo polar que tiende a elevar el nivel de los mares, puede provocar la inundación de ciudades costeras.

¿Gas Natural: Contribuye su uso al efecto invernadero?

Una de las preocupaciones con respecto al uso del gas natural es que su principal componente, el metano, es un potente gas que contribuye al efecto invernadero. Se estima que “atrapa” el calor 21 veces más que el dióxido de carbono. Sin embargo, un estudio realizado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) concluyó que el saldo entre una reducción en las emisiones de dióxido de carbono y el aumento en las emisiones de metano, por el reemplazo de otras fuentes de energía con gas natural, es favorable para el ambiente. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC) ha incluido entre sus recomendaciones incrementar el uso del gas natural como fuente de energía.

5.2.2 Lluvia Ácida

Algunas industrias o centrales térmicas que usan combustibles de baja calidad, que es el caso del petróleo residual, liberan al aire atmosférico importantes cantidades de óxido de azufre y nitrógeno. En la atmósfera los óxidos de nitrógeno y azufre son convertidos en ácido nítrico y sulfúrico que vuelven a la tierra con las precipitaciones de lluvia o nieve (lluvia ácida). Otras veces, aunque no llueva, van cayendo partículas sólidas con moléculas de ácido adheridas (deposición seca).

Las principales causas de lluvia ácida son los óxidos de nitrógeno y azufre que se generan al momento de la combustión; el nitrógeno lo aporta la atmósfera y no hay forma de evitarlo, el azufre forma parte de los

combustibles, eliminarlo completamente es muy costoso; la lluvia ácida y la niebla ácida estarán con nosotros dañando todo lo que toquen, tanto en el campo como en la ciudad. Estos compuestos en forma de gotas de lluvia y de niebla son de corta vida, pronto reaccionan con algo orgánico e inorgánico, al reaccionar se consumen pero dejan un daño que puede ser irritación de mucosas en humanos y animales o deterioro en la cutícula de las hojas de los vegetales, en ambos casos, dando entrada a patógenos y reduciendo la producción agrícola.

Se cree que estos ácidos se forman a partir de los contaminantes primarios como el dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno por las siguientes reacciones:



La oxidación adicional de los óxidos de azufre (1) y de nitrógeno (2) puede ser catalizada por los contaminantes atmosféricos (3), incluyendo las partículas sólidas y por la luz solar. Una vez formados los óxidos SO_3 y NO_2 , reaccionan con facilidad con la humedad atmosférica para formar los ácidos sulfúrico (4) y nítrico (5) respectivamente.

Se ha medido el grado de acidez del agua de lluvia en zonas donde existía una elevada concentración de ciertos contaminantes y se ha visto que su pH es mucho más bajo de lo normal, de hecho algunas lluvias llegan a tener pH del orden de 4,2 - 4,3, lo que indica un grado de acidez muy alto. Esto es lo que conocemos con el nombre de "lluvia ácida", denominación con la que se designa cualquier agua de lluvia de pH inferior al natural de 5,5.

Los óxidos de azufre se emiten al quemar combustibles de baja calidad, que contienen azufre, en general son carbones o fracciones pesadas del petróleo, principalmente petróleos residuales y el Diesel 2 nacional. La producción de

óxidos de nitrógeno depende de las condiciones en que se lleva a cabo la combustión, especialmente de la temperatura alcanzada y el exceso de aire utilizado. Tengamos en cuenta que los procesos de combustión son unos de los que más habitualmente efectuamos, tanto a nivel doméstico (calefacciones), como a nivel industrial (obtención de energía eléctrica por vía térmica, combustiones en calderas, etc.) y que los medios de transporte, individuales y colectivos, incorporan motores en los que se queman combustibles de mejor o peor calidad.

Los mayores efectos de la lluvia ácida son:

- ✓ Toxicidad directa o indirecta sobre plantas.
- ✓ Efectos respiratorios sobre el hombre.
- ✓ Acidificación de las aguas con el consiguiente efecto sobre los peces que en ellas viven.
- ✓ Corrosión de estructuras.

5.3 Gas Natural y Medio Ambiente

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección,. En esos casos el gas se considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos, evitando los

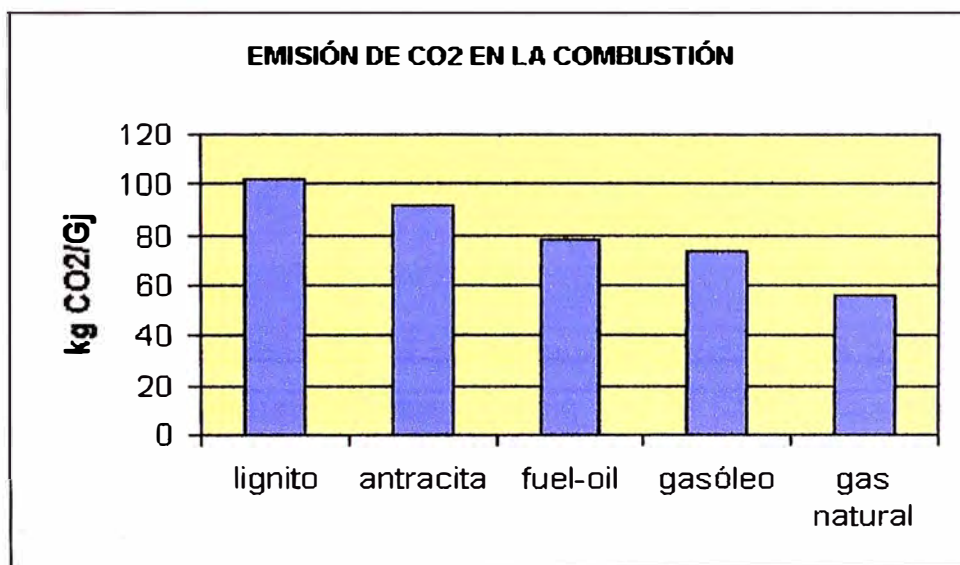
procesos de transformación como los que tienen lugar en las refinerías de petróleo.

- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, etc.
- Su empleo en la industria para generar vapor en calderas reduce de manera importante las emisiones de gases contaminantes y material particulado en forma de hollín. Menores emisiones de gases contaminantes (SO_2 , CO_2 , NO_x y CO) por unidad de energía producida.
- Se puede emplear como combustible para vehículos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.

5.3.1 Emisiones de CO_2

El gas natural como cualquier otro combustible produce CO_2 ; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil o petróleo residual.

Figura N° 9.- Emisión de CO_2 en la combustión para diferentes tipos de combustibles



Fuente: Página web del Ministerio de Energía y Minas

5.3.2 Emisiones de NO_x.

Hemos visto que los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO₂. Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO₂ a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla mas perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire.

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el petróleo residual. Las modernas instalaciones tienden a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

5.3.3 Emisiones de SO₂

Se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10 ppm en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO₂ en su combustión es 150 veces menor a la del diesel 2, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el petróleo residual.

5.3.4 Emisiones de CH₄

El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero mas potente que el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera mas corto que las del CO₂. De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

5.3.5 Partículas sólidas

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

CAPITULO VI .- CONCLUSIONES

1. El vapor es una fuente de energía que se requiere en buena parte de procesos industriales, ya sea para utilizarlo directamente aprovechando su calor en intercambiadores o para transformar su energía en fuerza motriz.
2. En la caldera, el calor suministrado por el combustible se transmite al agua por radiación y convección al interior del hogar que es donde debe realizarse la combustión.
El gas natural constituye un excelente combustible para la producción de vapor, tanto en los grandes generadores como en las calderas de pequeña y mediana potencia.
3. La energía generada por la combustión del gas natural en calderas hace posible el incremento en la producción por el hecho de mejorar el coeficiente de transmisión del calor al aumentar la densidad calorífica y el rendimiento térmico de la caldera, ya que disminuye la temperatura de salida de los gases de combustión. También son importantes las mejoras económicas gracias a la ausencia de corrosión en las instalaciones al estar el gas libre de azufre, vanadio y otras impurezas; por la reducción del consumo de energía motriz de los ventiladores, extractores, etc., al disminuir el exceso de aire necesario para la combustión y por la mejora de la transmisión de calor gracias a la limpieza de las superficies de contacto, al no producirse cenizas ni hollín.
4. La estación reguladora y medidora del gas (ERPM) tiene por objeto adecuar la presión del gas suministrado a las necesidades de los distintos equipos de combustión y medir el gas consumido. Esta estación está compuesta, en líneas generales, por un filtro, una válvula de seguridad, un regulador de

5. presión, un contador, una válvula de puesta a la atmósfera, tomas para manómetros y derivaciones, todo ello para lograr una adecuada combustión en los quemadores.
6. Al distribuirse mediante tuberías, el gas natural ofrece garantía de suministro continuo, facilidad de distribución y ausencia de almacenaje y, por consiguiente, de gestión de inventario del combustible y de espacios inutilizados. Todo ello representa un notable aumento del rendimiento global de las instalaciones y la mejora general de las condiciones de trabajo.
7. Por parte del mantenimiento de los equipos se reduce el costo al reducirse los residuos, impureza e incrustaciones que dañan las superficies metálicas y el material refractario de las calderas.
8. No se requiere ningún tipo de aditivo para mejorar la combustión del gas natural, tampoco son necesarios precalentadores ni bombas de transferencia.
9. El uso de gas natural en calderas permite un mejor desempeño de los quemadores, alta seguridad, mayor control y el ingreso de tecnología de punta en su implementación, consiguiéndose máximas eficiencias de combustión.
10. Los gases de combustión producidos y emanados por la chimenea de las calderas son limpios y no contaminan el medio ambiente. El contenido de CO se reduce al mínimo, la concentración de CO₂ es 25% menor al que emite la combustión de los petróleos industriales y no existe óxidos de azufre pues el gas natural no contiene azufre. Igualmente niveles de inquemados y hollín se reducen prácticamente a cero.
11. El ahorro económico en un periodo de 7 meses corresponde por sustitución de combustibles, según la Tabla XII, a \$ 82332.00; y por mantenimiento, según la Tabla XIV a \$ 4900.00, sumando un ahorro total de \$ 87232.00. Este valor permite recuperar la inversión total de \$79702.00 en menos de 7

meses. Asimismo, recuperada la inversión después de siete meses, se irán acumulando ahorros progresivos, los que pueden destinarse a otros proyectos de interés de la empresa.

ANEXOS

ANEXO N° 1

PRECIO DE COMBUSTIBLES INDUSTRIALES EN EL PERÚ

Se presentan en la Tabla XVI y Figura N° 10 los precios de los combustibles en el Perú.

Tabla XVI.- Precios de combustibles en el Perú

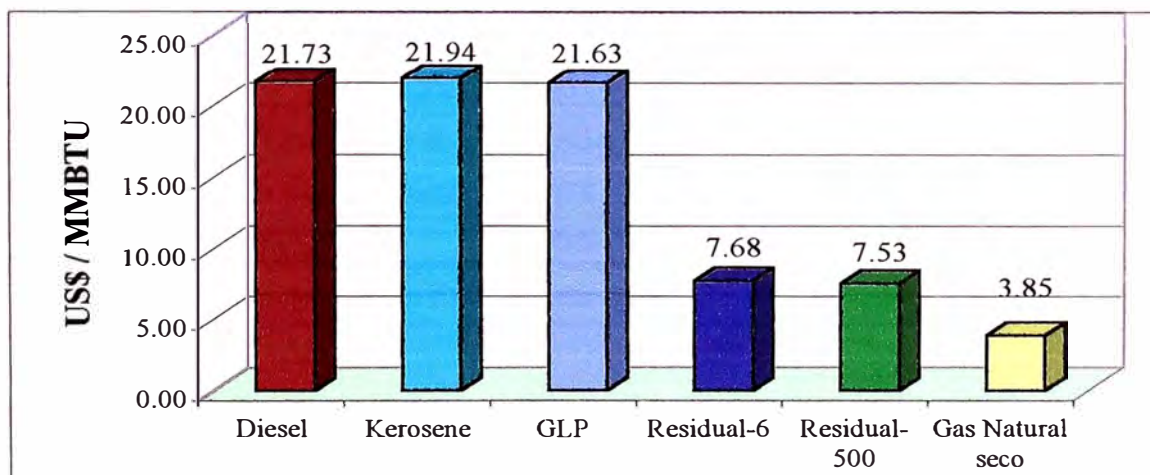
Combustible	Poder Calorífico (BTU/gal)	Precio * (US\$/gal)	Precio equivalente (US\$/MMBTU)
Diesel	131 036	2.85	21.73
Kerosene	127 060	2.78	21.94
GLP	97 083	2.10	21.63
Residual 6	143 150	1.10	7.68
Residual 500	143 421	1.08	7.53
Gas Natural seco**	1000 BTU/pie ³	-----	3.85

* Precio Ex-Planta Petroperu (vigente al 31-10-06).

**Precio Estimado – Osinerg (precio del gas + servicio de transporte y distribución).

Tipo de Cambio: S/. 3,20/US\$

Figura N° 10.- Precios de los Combustibles en el Perú



Fuente: www.minem.gob.pe

ANEXO N°2

CALCULO DE AHORRO POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL VS. PETROLEO RESIDUAL 6 EN CALDERA.

Comparación Gas Natural con Petróleo Residual 6.

Combustible:	Petróleo Residual 6		
Consumo promedio	50 000	Galón / mes	(Base)
Costo de combustible	3.63	Soles / galón	Inc. IGV
Poder calorífico:			
Residual:	143 150	BTU / galón	
Gas natural:	1000	BTU / pie ³	
Tipo de cambio:			
	3.30	S/. / US\$	
Costo de combustibles :			
Residual 6:	7.68	US\$/MMBTU	
Gas Natural :	3.85	US\$/MMBTU	

Consumo / Gastos		Meses		
		1	6	12
Consumo actual de energía	MMBTU	7 158	42 945	85 890
Gasto consumo Residual-6	US\$	5 000	330 000	660 000
Gasto consumo Gas Natural	US\$	27 556	165 338	330 677
Ahorro Acumulado	US\$	27 444	164 662	329 324
Ahorro anual por convertirse a gas natural :		U\$ 329 324. 00		

Nota: El ahorro es solo por diferencia de precio de combustibles y se obtiene considerando como punto de partida un consumo promedio mensual de 50 000 galones de petróleo residual 6 (base de cálculo). No se consideran los gastos de mantenimiento que son más altos con R6, ni lo derivado por mayor eficiencia en la combustión.

ANEXO N° 3

PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN

Equipo empleado:

Analizador de gases portátil marca TPI 714 de procedencia coreana. Cabe indicar que existen diferentes marcas en el mercado, entre los equipos portátiles mas comunes se tienen las marcas Bacharach y Testo, entre otras, cada una con diferentes modelos y servicios.

Procedimiento:

- **Fijar un nivel de carga en la caldera**, es decir un nivel estable de exigencia de fuego desarrollada por la caldera, con el propósito de mantener constantes las condiciones de funcionamiento. Normalmente se miden eficiencias en las tres cargas mas representativas que son carga baja, media y alta.
- **Ubicar el punto de muestreo de gases** de emisión de la caldera, normalmente situado en la base de la chimenea. Algunas calderas tienen un agujero especialmente acondicionado para este tipo de pruebas ubicado aproximadamente a un metro de la base de la chimenea, con un diámetro adecuado de un centímetro. Otra alternativa es el agujero roscado donde viene colocado el termómetro tipo reloj que registra la temperatura de salida de gases de combustión.
- **Encender el equipo analizador de gases** y esperar que se estabilice luego de 30 segundos o un minuto, el tiempo viene seteado de acuerdo al modelo. Al encenderse el analizador se sentirá como una pequeña y constante vibración, debido al pequeño motor y bomba de succión de gases entrando en funcionamiento.
- Se debe introducir la sonda **cuando la operación de la caldera sea estable** y por lo menos luego de dos horas de funcionamiento continuo de la misma.
- **Introducir la sonda en el agujero respectivo** y con la carga fijada en la caldera esperar un minuto o mas hasta que se visualicen en la pantalla del

analizador valores de registro mas o menos estables y con mínima variación entre cortos intervalos de tiempo.

- **Registrar y guardar en la memoria** del equipo analizador los valores medidos. Posteriormente y de acuerdo a disponibilidad de impresora en el equipo se puede imprimir los valores registrados.
- Cambiar el nivel de carga de la caldera y repetir el procedimiento.

ANEXO N° 4

CRITERIOS DE AJUSTE OPERATIVO DE CALDERAS

En la operación de calderos pirotubulares podemos diferenciar solamente los circuitos del fuego y del agua. En el circuito de fuego se deben controlar las operaciones de precombustión, la regulación del quemador y formación de llama (combustión) y la transferencia de calor generado al lado del agua; en el circuito del agua, el agua de alimentación, el proceso de vaporización y el vapor producido.

CIRCUITO DEL FUEGO

- Operaciones de precombustión: Deben asegurar que el combustible llegue al quemador en las condiciones previstas en su diseño: en el caso de líquidos con el nivel de precalentamiento y presión requeridos para su perfecta atomización; regulando la inyección de gases a través de la presión.
- Regulación del quemador: El trabajo del quemador debe permitir el desarrollo de la combustión en la forma prevista en el diseño del propio quemador y la concepción funcional del caldero; se deben asegurar dos factores:
 - a) Combustión completa, se debe controlar buscando la mínima presencia de inquemados sólidos en los gases de chimenea para el caso de combustibles líquidos, mediante un indicador de opacidad y/o un analizador de gases que entre otros permite controlar CO (inquemado gaseoso) cuando se quemara Gas Natural o GLP.
 - b) Relación aire-combustible: el exceso de aire debe mantenerse en el nivel mas bajo que permita cumplir con la condición anterior en todos los niveles de modulación de llama. Los quemadores disponen de sistemas de ajuste de la relación aire-combustible que permitan ajustar el exceso de aire en toda la curva de modulación entre llamas baja y alta. Conseguir un 25 – 30% de exceso de aire en llama baja y 20% en

llama alta resulta suficiente para líquidos. Para combustibles gaseosos se puede alcanzar el 10% de exceso de aire que compense el mayor requerimiento de aire y gases de combustión.

TRANSFERENCIA DE CALOR

La eficiencia del caldero depende fundamentalmente de la eficiencia de la transferencia de calor. Puede tenerse 100% de eficiencia de combustión liberándose todo el poder calorífico del combustible, pero si el calor no llega al lado del agua sólo servirá para calentar la atmósfera. El ensuciamiento en el lado del agua y el fuego involucra factores de mantenimiento, pero el coeficiente de transferencia de calor por convección dependerá fundamentalmente del tiro. El tiro medido en la chimenea permite regular la adecuada circulación de gases a través de los tubos, para conseguir las mejores condiciones de combustión y transferencia de calor. Normalmente los quemadores disponen de ventiladores que proporcionan tiro forzado suficiente para que los gases lleguen hasta la base de la chimenea; a partir de allí el tiro natural creado por la chimenea debe ser suficiente para evacuar los gases a la atmósfera.

CIRCUITO DE AGUA Y VAPOR

Los calderos son calentadores de agua, por ello la mayor temperatura de agua en la alimentación representa un ahorro directo y efectivo por disminuir el requerimiento de calor y por tanto el consumo de combustible.

Por cada tonelada de vapor producido, un incremento de 20°C en la temperatura del agua de alimentación representará un ahorro efectivo y directo equivalente a unos 0.6 galones de petróleo residual. Considerando un caldero de 300 BHP que produzca 3 toneladas de vapor por hora y opere 5000 horas al año, este ahorro representará 9000 galones / año equivalente a unos \$ 10000.00 al año.

BIBLIOGRAFÍA

Para el desarrollo del presente informe, se uso el siguiente material bibliográfico:

- KIRK – OTHMER, Enciclopedia de Tecnología Química
Primera Edición en Español,
Tomo V, paginas 517 – 526
- PERRY, Manual del Ingeniero Químico
Traducción de la sexta edición en Ingles,
McGRAW-HILL INTERAMERICANA DE MÉXICO, 1992
Tomo III, Sección 9
- ING. HERNANDO GALVIS BARRERA, Curso Internacional “Conversión de Equipos Industriales y Residenciales para su uso con Gas Natural”
Instituto de Petróleo y Gas IPEGA
3-7 Noviembre del 2003
- ING. PERCY CASTILLO NEIRA, Curso “Operación y Mantenimiento de Calderos Industriales”
Auspiciado por REPSOL YPF
9-10 Agosto del 2001
- ING. PERCY CASTILLO NEIRA , “Adaptación de Calderos al Empleo de Gas Natural” expuesto en el Seminario de “Operación y Control de Calderos Industriales” en TECSUP
23 –24 de Noviembre del 2000

- ING. PERCY CASTILLO NEIRA, Curso Practico “Combustión Industrial de Gas Natural” en Auditorio Petroperu
12-13 de Junio 2000

Revistas:

- ❖ ING. PERCY CASTILLO NEIRA, “Combustión & Ecología”, Año 1 N° 1, ENE-FEB 2002, pags. 27 –29
- ❖ ING. PERCY CASTILLO NEIRA, “Combustión & Ecología”, Año 1 N° 2, MAR-ABR 2002, pags. 34- 37
- ❖ ING. PERCY CASTILLO NEIRA, “Combustión & Clinkerización”, Año 5 N° 14 ENE-MAR 1999, pags.27-34

Información obtenida de Internet:

- ✓ <http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>.
- ✓ <http://www.osinerg.gob.pe>
- ✓ <http://www.innergy.cl/ventajas1.htm>
- ✓ <http://www.combustionindustrial.com>
- ✓ <http://www.acerosarequipa.com/downloads/capi1.pdf>
- ✓ <http://www.acerosarequipa.com/downloads/capi9.pdf>
- ✓ <http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/descripc.htm>
- ✓ http://www.metrogas.com.ar/ecologia_comunidad.htm
- ✓ <http://www.agnchile.cl/ambiente/ambiente2.html>
- ✓ <http://www.agnchile.cl/ambiente/ambiente3b.html>
- ✓ <http://www.mineco.es/energia/hidrocarburos/gas/presentac>
- ✓ <http://www.acondicionamiento.com.ar/docs/Problemas%20ambientales.pdf>
- ✓ <http://www.camuzzigas.com/img/gascomblimpio.pdf>
- ✓ <http://mirror.perupetro.com.pe/downloads/contratogas.pdf>
- ✓ <http://www.mityc.es/energia>