

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“Sustitución del Residual 6 por Gas Natural en un Caldero
Piro tubular”**

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR:

PEDRO PABLO UBILLÚS PURIZACA

LIMA – PERÚ

2006

DEDICATORIA

**A mis padres Eduardo y Lucía,
a mis hermanos y sobrinos,
gracias a ustedes por el apoyo
y comprensión que me
brindan en cada instante.**

RESUMEN

El gas natural de Camisea es una alternativa energética que se presenta como base para el desarrollo del país, es por ello que en este informe se evalúa la sustitución en una caldera pirotubular de un combustible líquido tal como el residual 6 por el gas natural, dado que más del 80% de las calderas industriales son del tipo pirotubular.

En el Capítulo I, “Introducción” definimos los objetivos del presente trabajo y los alcances del estudio.

En el Capítulo II, se describen los diferentes tipos de calderos, así como las principales características de los diferentes combustibles, la comparación de sus propiedades así como las características del agua y vapor en una caldera.

En el Capítulo III, se muestra un diagrama de proceso y controles en una caldera pirotubular, haciendo también hincapié en las características del tratamiento del agua antes de ingresar a la caldera y cuando está dentro de ella.

El cambio de combustible líquido hacia el gas natural tiene que ver necesariamente con el cambio del quemador por ello en el capítulo IV se describen los diferentes tipos de quemadores, sus características y una comparación entre los que queman combustible líquido y gas natural.

En el Capítulo V, describimos los circuitos del combustible líquido y el gas natural antes de ingresar al quemador y se muestra una comparación de los parámetros de los gases de chimenea cuando el caldero trabaja con residual 6 o con gas natural.

En el capítulo VI, se realiza la evaluación técnica, económica y ambiental realizando los respectivos cálculos que nos permiten demostrar la conveniencia de sustituir el combustible residual 6 por el gas natural.

Finalmente se muestran las conclusiones de este informe en el Capítulo VII.

Índice:

I.	INTRODUCCIÓN	7
II.	DESARROLLO TÉCNICO	8
2.1	Tipos de calderos	8
2.1.1	Calderos pirotubulares	9
2.1.2	Calderos acuotubulares	10
2.2	Combustibles	13
2.3	Características de los combustibles destilados y residuales	14
2.4	Combustibles destilados y residuales	18
2.5	Características del agua y del vapor	21
2.5.1	El agua de calderos – características del agua antes de ser tratada	21
2.5.2	Problemas que ocasionan las impurezas del agua en el interior de los calderos	21
2.5.3	El vapor de los calderos	24
2.5.4	Características diferenciales de las fases líquido – vapor	27
2.6	Comparación de propiedades del gas natural y los combustibles líquidos	30
2.7	Eficiencia térmica	34
III.	DESARROLLO DEL TEMA	37
3.1	Diagrama del proceso y controles en una caldera pirotubular	37
3.2	Características de las calderas	38
3.3	Características del tratamiento de agua y tratamiento interno	39

IV.	SUSTITUCIÓN DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR GAS NATURAL	44
4.1	El Gas Natural	44
4.1.1	Estado del gas natural	44
4.1.2	Calidad del Gas Natural	45
4.1.3	Características técnicas y odorización	46
4.2	Quemadores	48
4.2.1	Quemadores para combustibles sólidos	48
4.2.2	Quemadores para combustibles líquidos	48
4.2.3	Quemadores para combustibles gaseosos	50
4.3	Alimentación del petróleo industrial y el gas natural a los quemadorēs	51
4.3.1	Sistema de alimentación del petróleo industrial a los quemadores	52
4.3.2	Condiciones básicas de un quemador de petróleo industrial	52
4.4	Sistema de alimentación del gas natural al quemador	53
4.4.1	Reguladores de presión	53
4.4.2	Características de los quemadores para gas natural	54
4.5	Ventajas de utilizar quemadores de gas natural	55
4.6	Descripción de componentes del quemador de gas natural	56
4.7	Comparación de los quemadores de petróleo y gas natural	57
V.	INGENIERÍA DEL PROCESO	59
5.1	Comparación de las instalaciones del combustible líquido y del gas natural	59

5.2	Comparación de los parámetros de gases de chimenea y eficiencias térmicas	60
VI.	EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA	61
6.1	Ventajas del gas natural	62
6.1.1	Ventajas técnicas	62
6.1.2	Ventajas ambientales	63
6.1.3	Ventajas económicas	67
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
VIII.	BIBLIOGRAFÍA	77
IX.	APÉNDICE	78

I. INTRODUCCION

En nuestro país tenemos un gran problema que es la alta dependencia por el consumo de petróleos industriales. El Perú para satisfacer la alta demanda nacional de hidrocarburos, requiere importarlos generando un déficit en la balanza comercial de hidrocarburos.

Esta dependencia hacia los petróleos industriales, especialmente utilizado en los calderos pirotubulares que utiliza la industria, nos ha planteado la problemática de cuáles serían los beneficios y dificultades de migrar de los combustibles al Gas Natural, qué dificultad se tendría en la combustión y la necesidad del cambio del quemador, cuáles serían los parámetros a considerar para una adecuada selección de reemplazo de un quemador industrial de petróleo por uno de Gas Natural, qué sistemas de seguridad y cómo serían sus conexiones hacia la red principal de abastecimiento externo.

Los primeros en beneficiarse con estos cambios y de menor inversión, son todas aquellas industrias que podrán estar cerca de la red de distribución principal en Lima.

Es claro que uno de los actores principales en entender el beneficio económico y medioambiental en la utilización del Gas Natural como combustible son los industriales, sin el consentimiento de ellos ninguna industria podrá realizar el cambio hacia este combustible limpio y ecológico, es por eso que este trabajo pretende explicar que su utilización y la sustitución de quemadores a Gas Natural en los calderos pirotubulares es simple, sencilla y segura, de amplio uso en los países que tienen como combustible el gas natural como es el caso en América Latina de Venezuela, Argentina, Bolivia, etc.

Se explicará las ventajas y desventajas que tiene la utilización de este combustible respecto al tradicional petróleo industrial, el por qué la utilización del Gas Natural como combustible nos vuelve más competitivos a nivel internacional, siendo hoy día cada vez más difundido la adquisición de productos a industrias que preserven el medio ambiente.

II. DESARROLLO TÉCNICO

2.1. Tipos de 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 implantación, ubicación, lugar de montaje aspectos estructurales.

A los efectos de este informe sólo nos fijamos en los criterios que tengan alguna relación con la energía, de acuerdo con ello, clasificaremos los calderos según los criterios siguientes:

a) Por la disposición de los fluidos:

De tubos de agua (acuotubulares)

De tubos de humo (pirotubulares)

b) Por la circulación de agua.

De circulación natural

De circulación asistida

De circulación forzada

c) Por el mecanismo de transmisión de calor:

De convección

De radiación

De radiación y convección

d) Por el combustible empleado

De carbón mineral (parrilla mecánica o carbón pulverizado)

De combustibles líquidos.

De combustibles gaseosos

De combustibles especiales (leña, bagazo, etc.)

De recuperación de calor de gases (con o sin combustión de apoyo)

Mixtos

Nucleares

e) Por la presión de trabajo:

Subcríticos

De baja presión $p < 20 \text{ kg/cm}^2$

De media presión $20 < p < 64 \text{ kg/cm}^2$

De alta presión $p > 64 \text{ kg/cm}^2$

Supercríticos

f) Por el tiro:

De tiro natural

De tiro forzado

De tiro inducido

2.1.1. CALDEROS PIROTUBULARES

En este tipo de calderos, los gases calientes fluyen por el interior de tubos que son sumergidos en agua dentro de un casco. Las presiones operativas son próximas a los 150 psig. y sus potencias varían entre 10 y 800 BHP, equivalentes a producciones de vapor de 345 y 27600 lb/hr de vapor en condiciones nominales. Este tipo de calderos es el más difundido y es usado en la mayoría de pequeñas plantas industriales.

Las ventajas de los calderos pirotubulares son:

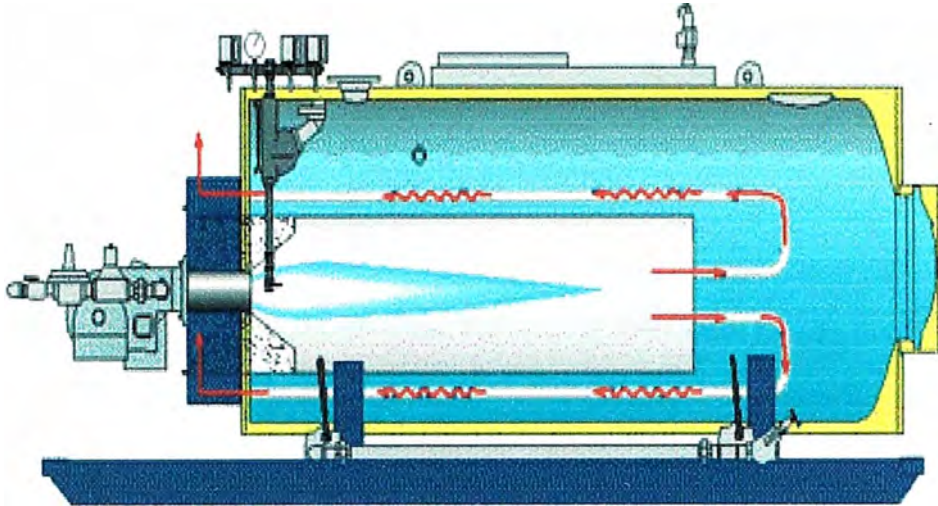
Requieren bajo costo de inversión y son menos costosos que los acuotubulares.

Alcanzan elevadas eficiencias (> 80%)

Pueden absorber grandes y súbitas fluctuaciones de carga con ligeras variaciones de presión debido al gran volumen de agua contenido en casco.

Pueden operar inmediatamente después de ser instalados en planta.

Figura_1. Caldero Pirotubular



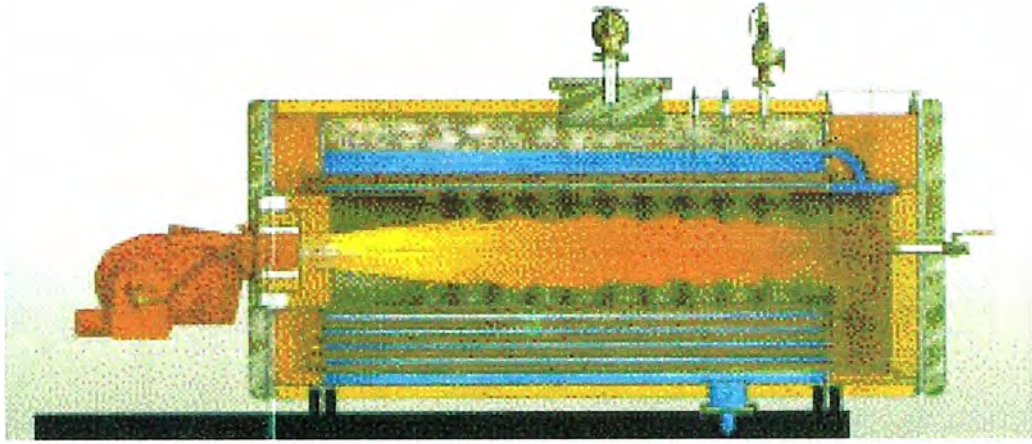
2.1.2. CALDEROS ACUOTUBULARES

El agua fluye a través de tubos que son rodeados por gases calientes de combustión en el interior de un casco. Usualmente, su capacidad se expresa en libras de vapor por hora y varía en un rango entre 2000 lb/hr a 10 000 000 lb/hr de producción de vapor. Otras características son la siguientes:

Se emplea para producir vapor de mayores niveles de presión que los pirotubulares.

Requieren más instrumentación y mayores controles que los pirotubulares.

Son construidos y clasificados como A, D, O o una de otras varias configuraciones, de acuerdo a sus arreglos de tubos y domos (el domo de vapor está en la parte superior y el (los) domo(s) de agua cerca del fondo).

Figura_2. Caldero Acuotubular

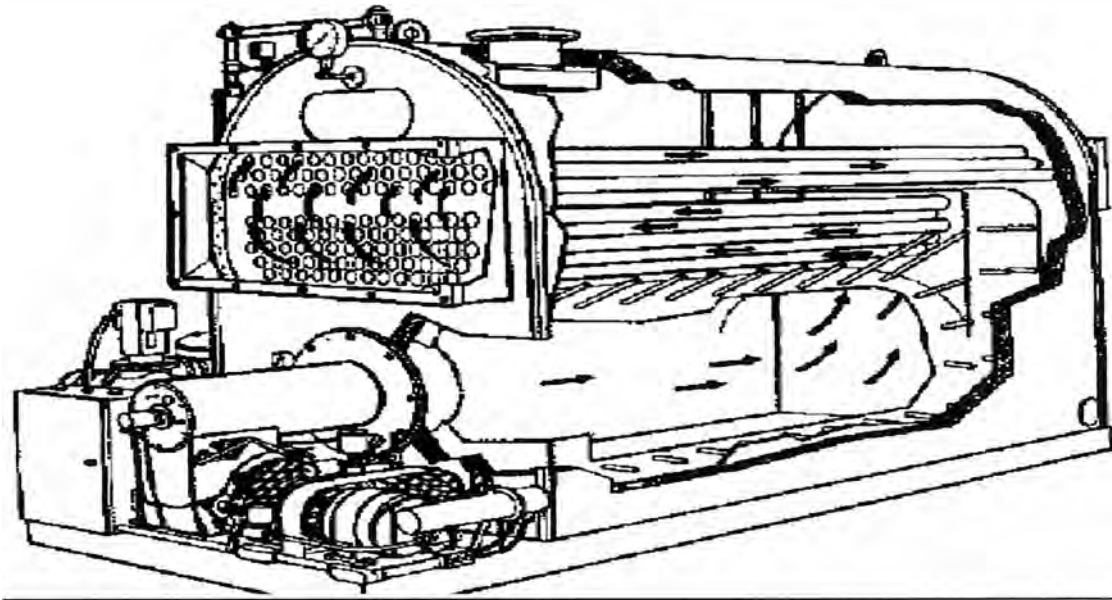
En la Tabla_1 se compara las eficiencias de los calderos pirotubulares y acuotubulares, en función del combustible utilizado.

Tabla 1. Comparación de las eficiencias de calderos pirotubulares y acuotubulares.

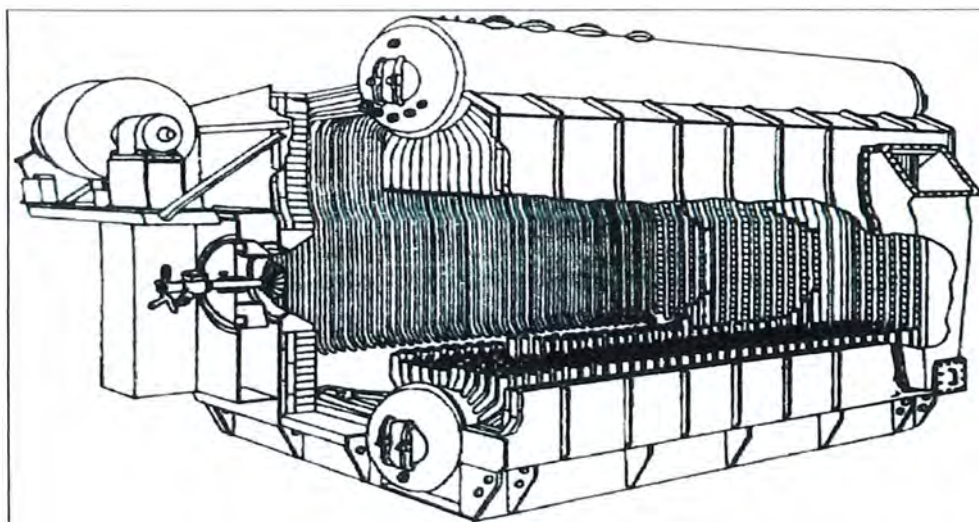
COMBUSTIBLE	PIROTUBULAR (1000 HP)	ACUOTUBULAR (956 HP)
GAS NATURAL	81,2%	78,5%
DIESEL 2	84,7%	81,0%
RESIDUAL 6	85,0%	81,4%

Fuente: Referencia bibliográfica (1)

Figura_3. Esquema interior de una caldera Piro-tubular



Figura_4. Esquema interior de una caldera Acuotubular.



2.2 Combustibles

En términos generales, combustibles es todo aquello capaz de arder o quemarse produciendo luz y calor.

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_2. se puede observar los combustibles destilados (Diesel) y residuales, clasificados de acuerdo al criterio ASTM, incluyendo sus descripciones y aplicaciones, rangos de viscosidades, poderes caloríficos, gravedad grados API, aplicaciones y requerimientos de calentamiento.

En la tabla_3. se incluye los valores típicos que presentan los combustibles de mayor utilización a nivel industrial para las características que se explican a continuación:

Tabla 2. Derivados del petróleo (destilados y residuales)

GRADO	DESCRIPCIÓN(-) Y APLICACIÓN(*)	°API	PODER CALCRIFICO		VISC. (cst) 100°F	CALENT. PARA BOMBEO	CALENT. PARA ATOMIZ.
			BTU/gln	Kcal/ kg			
Diesel 1	-Destilado liviano *Quemadores de vaporación	38 – 45	137400	11216	4.5	NO	NO
Diesel 2	-Destilado medio *Quemadores convencionales	30 – 40	140000	10936	4,36	NO	NO
Residual 4	-Destilado pesado con algo de residual *Quemadores comerciales industriales	20 – 28	144650	10690	19,5	NO	Usualmente NO
Residual 5	-Residual liviano *Quemadores comerciales industriales	17 – 22	148800	10540	150	Usualmente NO	SI
Residual 6	-Residual pesado *Quemadores industriales	8 – 15	151000	10420	615	SI	SI

Fuente: Referencia bibliográfica (1)

Tabla 3. Análisis típicos

PETROLEO INDUSTRIAL	DIESEL 2	RESIDUAL 4	RESIDUAL 6	ALTA VISCOSIDAD
Gravedad °API	33,0	25,5	155,2	14,3
Punto de inflamación (°C)	52	77	105	110
Viscosidad furol a 122 °F	-----	-----	290	485
Viscosidad SSU a °100 F	42,1	96	----	---
Viscosidad CST a 37,80 (100 °F)	4,48	19,5	---	---
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)	140,000	144,650	151,000	151,700
Agua y sedimentos (% en volumen)	0,0	0,02	0,10	0,10
Gravedad específica	0,8602	0,9012	0,9646	0,9705

Fuente: Referencia bibliográfica (1)

2.3 Características de los combustibles destilados y residuales.

Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se emplean a nivel industrial tienen las siguientes características:

a) Densidad

Define la relación entre la masa del combustible y el volumen que ocupa a una determinada temperatura y presión. Se expresa en grados API, los cuales presentarán valores más altos para combustibles livianos y bajos para los pesados.

La relación entre grados API y gravedad específica es la siguiente:

$$\text{Gravedad Específica} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ \text{API}}$$

b) Punto de inflamación

Indica el valor de la temperatura a la cual cada combustible emite suficientes vapores para que pueda inflamarse la mezcla aire-gases provocada por el calentamiento. Los combustibles líquidos podrán manipularse sin grave riesgo de explosión o incendio, siempre y cuando permanezcan a temperaturas inferiores a las correspondientes a su punto de inflamación.

c) Viscosidad

Para efectos de su combustión, la viscosidad de los combustibles industriales resulta de gran importancia, por constituir un criterio particularmente valioso para apreciar las posibilidades de bombeo y atomización en forma adecuada y conveniente para cada tipo de quemador.

Se expresa en unidades prácticas: Segundos Saybolt Universal (SSU) a 100° F para combustibles livianos y Segundos Saybolt Furol (SSF) a 122 °F para combustibles pesados, los cuales se miden en viscosímetros que registran el tiempo(en segundos), que se demora un volumen determinado en pasar a través de un capilar de características estandarizadas.

d) Punto de Fluides

Es la temperatura a la cual el combustible fluye libremente por gravedad.

Es la inversa de la viscosidad.

Se utiliza para juzgar la facilidad con la cual los combustibles industriales pueden ser transportados y manipulados.

e) Residuo de Carbón Conradson

El residuo carbonoso Conradson proporciona una indicación u orientación valiosa sobre la tendencia del combustible a formar coque.

Los índices de Conradson elevados dan una indicación significativa sobre la tendencia a craquizar de un combustible en los precalentamiento y la posibilidad de que se produzca el ensuciamiento de la boquilla del quemador.

f) Contenido de Azufre.

Debido al efecto contaminante y corrosivo de los compuestos sulfurados que se forman a partir de los productos de la combustión, la presencia de azufre elemental o combinado en los combustibles, crea limitaciones de empleo en algunos casos y en otros, al riesgo inminente de corrosión ácida de las superficies metálicas en el interior de los equipos y la lluvia ácida en la atmósfera exterior.

Durante la combustión se produce SO_2 , el cual presencia de O_2 y condiciones favorables forman SO_3 ; éste, combinado con agua, produce ácido sulfúrico.

g) Contenido de Cenizas.

Todo material combustible se convierte en productos de la combustión por lo cual si éste no contiene impurezas no se presentarían cenizas. Consecuentemente, la presencia de cenizas como residuos de la combustión, obedece al contenido de impurezas presentes en la composición del combustible.

La presencia de cenizas, además de contaminar, produce depósitos o incrustaciones y en el caso de elevadas temperaturas, provoca la llamada corrosión por cenizas fundidas

h) Agua y Sedimentos

Los efectos del agua contenidas en un combustible líquido depende fundamentalmente de la forma en que ésta se presenta.

Si se encuentra en forma de gotas muy finas y emulsionadas, un porcentaje relativamente elevado (10 %) no se ejercería una influencia perjudicial importante e inclusive podría, en algunos casos, favorecer la atomización del combustible al evaporarse. En caso de presentarse en gotas de mayor diámetro, su presencia a partir de 1% podría provocar irregularidades apreciables en el funcionamiento del quemador y en la estabilidad de la llama.

Respecto a la presencia de sedimentos, si las partículas extraídas están constituidas esencialmente por granitos de sílice o de óxidos de hierro, la

circulación del combustible por equipos tales como bombas, válvulas, boquilla del quemador, etc., podría provocar problemas de abrasión.

i) Poder Calorífico

El poder calorífico es la cantidad de calor liberado en la unidad de volumen o de peso de un combustible.

El balance térmico de la reacción establecido para un combustible tomado a 15,5 °C y los productos de la combustión gaseosa a dicha temperatura, da el poder calorífico inferior, mientras que, si se condensa el vapor de agua en los humos a 15,5 °C se obtiene el poder calorífico superior. La diferencia entre estos dos valores representa el calor de condensación del agua a 15,5 °C. Frecuentemente se toma el estado de referencia a 15,5°C (60 °F) con preferencia a 0°C, por coincidir sensiblemente con la temperatura ambiente.

Cabe anotar que cuanto más pesado es un combustible, es decir, cuanto mayor sea su densidad, mayor será su masa por unidad de volumen y por lo tanto será mayor su poder calorífico por unidad de volumen. Este concepto es de particular importancia, puesto que los combustibles se venden por unidad de volumen (galones).

En la tabla 4. se presenta con fines comparativos, los diferentes poderes caloríficos de los principales combustibles industriales derivados del petróleo, expresados tanto en unidades de peso como en volumen.

Tabla 4. Poder calorífico de los combustibles industriales derivados del petróleo.

TIPO	BTU/gln	BTU/ lb	kcal/kg	Kcal/m ³	kJ/kg	kJ/m ³
Diesel 2	140000	19550	10860	9341770	45440	39085970
Residual 4	144650	19280	10710	9649710	44810	40374390
Residual 5	148800	19130	10630	9927545	44476	41536850
Residual 6	151000	18790	10440	10074600	43680	42152120
Resid. 500	151700	18760	10420	10117320	43600	42332960

Fuente: Referencia bibliográfica (2)

2.4 Combustibles Destilados y Residuales.

a) Diesel 2

Como su nombre lo indica, este combustible es concebido, producido y normalizado específicamente para ser empleado en motores de combustión interna del ciclo Diesel, por lo cual el índice de Cetano es una de sus especificaciones de mayor importancia.

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 condicionantes del proceso mismo, no resulta posible o conviene 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.
- Desde el punto de vista técnico resultaría siempre atractivo y cómodo utilizar Diesel 2 en procesos industriales, pero precisamente por tener características valiosas (índice de cetano), que no interesan ni se aprovechan el quemarse industrialmente, su empleo difícilmente resulta conveniente en términos económicos.

b) Residual 4

Su empleo se proyecta a sustituir al Diesel 2 en sus usos industriales, al presentar características similares en razón de conformarse con una proporción de Diesel 2 que varía entre 70% y 80% , siendo el resto Residual 6.

- En condiciones normales, no requiere calentamiento para su bombeo ni para su atomización.
- En climas fríos, cuando la temperatura ambiental disminuye por debajo de 15 °C, podría requerir un ligero calentamiento para su adecuada atomización, dependiendo ello del tipo de quemador empleado.
- 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.
- Su poder calorífico inferior, expresado en función del volumen, es ligeramente mayor que el correspondiente al Diesel 2.

El atractivo de su utilización sustituyendo al Diesel 2 es de carácter económico, siendo normalmente inferior su precio en un 10% y combustionando en condiciones similares.

El constituir un combustible negro representa un inconveniente en algunos aspectos prácticos de la sustitución.

c) Residual 6

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.

- Requiere ser calentado, tanto para su bombeo (45 °C) como para su correcta atomización (110 °C).
- Su viscosidad no debe exceder los 300 segundos Saybolt Furol a 122 °F.
- El contenido de cenizas, presentando en su composición elementos que resultan corrosivos en condiciones térmicas exigentes, tales como vanadio, níquel, sodio, magnesio, etc., requieren especial atención.

- El punto de fluidez resulta un factor a tomar en cuenta cuando se trabaja en climas fríos (<15 °C).
- El contenido de Azufre, normalizado en menos de 2% representa uno de los aspectos de mayor efecto potencial en cuanto a problemas de corrosión y contaminación.
- El poder calorífico, expresado en función del volumen de combustible, resulta mayor que el correspondiente al Diesel 2, aproximadamente en 7%
- El contenido de agua y arrastre de sedimentos también representa un factor que puede aportar problemas, particularmente cuando no se les presta la atención que requieren, 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 de alta viscosidad (R 500).

Aunque su nominación 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 500 SSF a 122 °F, para disminuirla a menos de 300 SSF que establece la norma para el Residual 6.

El Residual con 500 SSF a 122 °F es el de alta viscosidad, por lo cual la tendencia general es el de llamarlo en el futuro Residual 500. Por ello se justifica si se considera que también se utiliza industrialmente combustibles con viscosidades diez veces mayores.

Sus características son muy similares a las de Residual 6. Así:

- Resulta 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.

- Los contenidos de cenizas, azufre, agua y sedimentos, resultan ser igualmente un 7% mayor en promedio.
- Su poder calorífico es ligeramente superior al del Residual 6.

2.5 Características del agua y del vapor

2.5.1 El agua de calderos – Características del agua antes de ser tratada.

El agua natural a simple vista puede parecer pura y limpia, pero sometida a un análisis químico, siempre se encontrará impurezas que resultan indeseables en el agua de alimentación a un caldero.

Consideremos las diferentes impurezas que contiene el agua las cuales son de múltiples formas y características y pueden ser divididas en la siguiente forma:

a) Sales Minerales en solución:

Estas consisten en bicarbonatos, sulfatos, cloruros, nitratos en forma de calcio, magnesio, sodio o potasio

b) Sólidos en suspensión o turbidez:

Así como la arena, óxidos de hierro, arcilla o greda tierras de infusorios, etc.

c) Gases Disueltos:

Como el oxígeno, el dióxido de carbono, el nitrógeno, el sulfuro de hidrógeno, metano, etc.

d) Materia Orgánica:

Como microorganismos de tipo animal y vegetal, aceites, aguas servidas, etc.

Todas las aguas naturales, sea cual fuere su procedencia tienen algunas o todas las impurezas indicadas.

2.5.2 Problemas que ocasionan las impurezas del agua en el interior de los calderos.

a) Incrustación

Las sales de calcio y magnesio, cuya presencia se identifica como dureza del agua, se quedan depositadas en las superficies de los tubos, en forma de

incrustaciones, cuando el agua se evapora. Esto ocurre por que los componentes de calcio y magnesio son relativamente insolubles en agua y tienden a precipitar; estas incrustaciones reducen la transferencia de calor y provocan sobrecalentamiento en los tubos.

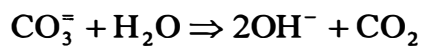
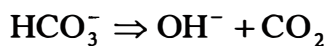
La dureza del agua natural varía desde pequeñas cantidades de calcio y magnesio hasta más de 500 pmm. Los calderos de alta presión pueden tolerar sólo 0 - 2 pmm de dureza como carbonato de calcio

Los sulfatos y la sílice precipitan generalmente en la superficie metálica del caldero y no forman lodo, siendo estas incrustaciones de mayor dureza.

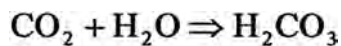
El hierro disuelto suspendido se encuentra también como depósitos en las superficies metálicas. Los compuestos de sodio se depositan sólo cuando el agua está completamente evaporada, puesto que son muy solubles.

b) Corrosión

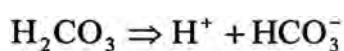
Los tipos más comunes de corrosión son causados por el oxígeno disuelto en el agua y por el bajo pH causado por la presencia de dióxido de carbono (CO₂); éste se origina directamente desde el agua de alimentación, tanto por absorción del CO₂ del aire como de la descomposición de los carbonatos que contiene.



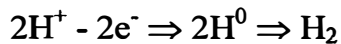
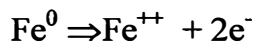
En el condensado, el CO₂ se combina con el agua para formar ácido carbónico:



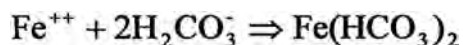
Entonces el ácido carbónico es disociado produciendo iones hidronio y bicarbonato:



Al iniciarse la corrosión electrolítica el hierro pasa al estado iónico y el hidrogeno formado en la reacción anterior, evoluciona como gas de acuerdo a las siguientes reacciones:



Cuando estas reacciones ocurren, el ión ferroso producido se combina con ión bicarbonato para formar bicarbonato ferroso:



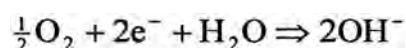
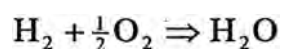
El bicarbonato puede descomponerse para formar carbonato ferroso o hidróxido ferroso de acuerdo a las reacciones:



Estas reacciones forman CO_2 y generan la repetición del ciclo mencionado.

La corrosión por bajo pH, causada por el ácido carbónico, consume al metal reduciendo el espesor de los tubos y creando zonas de fatiga.

El oxígeno disuelto en el vapor y condensado, proviene de entradas de aire o una inadecuada remoción del oxígeno por deaireación, puede generar corrosión localizada o generalizada según las siguientes reacciones:



Mientras se produzca la reducción del oxígeno la corrosión continuará.

c) Arrastre

La espuma es la causa del arrastre de la humedad, aceites, sales disueltas, etc.

Ciertas sustancias tales como álcalis, aceites, grasas, materia orgánica y sólidos suspendidos, provocan la formación de espuma, esto ocurre por una repentina agitación del agua contenida en el caldero, causada por un cambio brusco en la carga del mismo.

Los sólidos disueltos y suspendidos en el agua del caldero pueden causar espumas que son arrastradas por el vapor, contaminando el sistema, causando sobrecalentamiento y corrosión, propiciando fallas en tubos súper calentados, las purgas y agentes antiespumantes pueden ayudar a reducir el arrastre; también un control apropiado de la operación del caldero puede reducir el arrastre

d) Fragilidad cáustica

Concentraciones altas de sustancias cáusticas causan fragilidad del metal. Esto ocurre cuando, en condiciones normales de operación, estas sustancias se concentran bajo los remaches, a lo largo y al final de las suturas de los tubos, donde el agua se evapora bruscamente (flasheada). Por lo menos, trazas de sílice deben estar presentes para que ocurra la fragilización.

La tabla_5. presenta las impurezas comunes en el agua y los efectos que producen cuando se encuentran en el agua alimentada a los calderos

2.5.3 El vapor de calderos

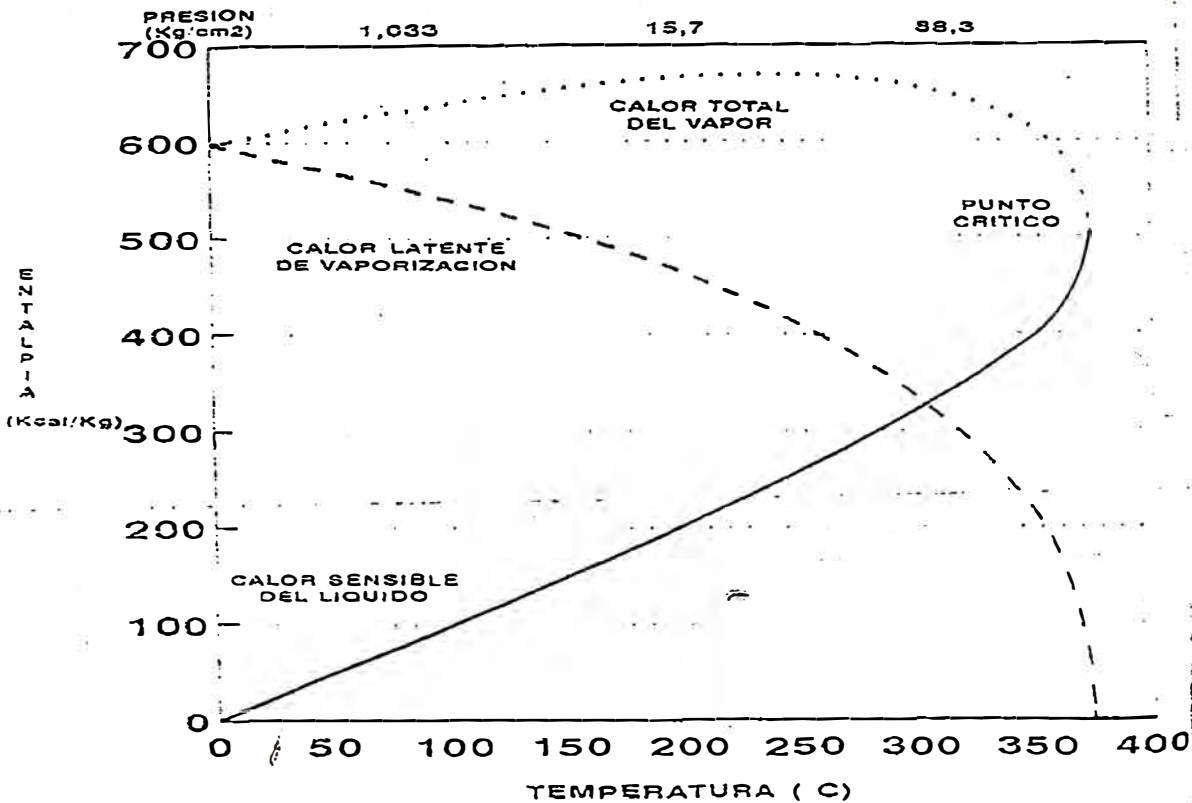
El vapor, considerado como agente calefactor, es simplemente un “transportador de calor”.

El calor inicialmente contenido en el combustible es cedido al agua para elevar su temperatura (calor sensible) y vaporizarse (calor latente), transformándose en vapor con un contenido de calor dependiente de su presión y temperatura (calor total). En la figura_5 se muestra la variación de los calores sensible y latente con la presión y la temperatura del vapor.

Tabla 5. Impurezas comunes en el agua y posibles efectos cuando es causado directamente en calderos.

CONSTITUYENTE	COMPOSICIÓN QUÍMICA	PRINCIPAL ORIGEN DE LAS SUSTANCIAS CONTAMINANTES	POSIBLE EFECTO CUANDO ESTAN PRESENTES EN EL AGUA DEL CALDERO
BICARBONATO DE CALCIO	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN
CARBONATO DE CALCIO	CaCO_3	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN
CLORURO DE CALCIO	CaCl_2	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN
SULFATO DE CALCIO	CaSO_4	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN Y CORROSION
ACIDO CARBÓNICO	H_2CO_3	ABSORCIÓN DE LA ATMÓSFERA, DEPOSITOS MINERALES, DESCOMPOSICIÓN DE MATERIA ORGANICA	CORROSION
ACIDO LIBRE	HCl , H_2SO_4	DESPERDICIOS INDUSTRIALES	CORROSION
BICARBONATO DE MAGNESIO	$\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN
CARBONATO DE MAGNESIO	MgCO_3	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN
CLORURO DE MAGNESIO	MgCl_2	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACIÓN Y CORROSIÓN
ACEITES Y GRASAS		DESPERDICIOS INDUSTRIALES	CORROSION, DEPOSITOS Y ESPUMAS
MATERIA ORGANICA Y ALCANTARILLADO		DESPERDICIOS DOMESTICOS E INDUSTRIALES	CORROSION, DEPOSITOS Y ESPUMAS
OXIGENO	O_2	DE LA ATMOSFERA	CORROSION
SILICE	SiO_2	DEPOSITOS MINERALES	INCRUSTACION
BICARBONATO DE SODIO	NaHCO_3	DEPOSITOS MINERALES	ESPUMA Y FRAGILIDAD
CARBONATO DE SODIO	Na_2CO_3	DEPOSITOS MINERALES	ESPUMA Y FRAGILIDAD
CLORURO DE SODIO	NaCl	DESPERDICIOS INDUSTRIALES Y DEPOSITOS MINERALES	INERTE, PERO PUEDE SER CORROSIVO BAJO CIERTAS CONDICIONES
SOLIDOS SUSPENDIDOS		DESPERDICIOS INDUSTRIALES	ESPUMA, LODOS O INCRUSTACIONES

Figura_5. Curvas de calores entálpicos.



En la mayoría de operaciones y/o procesos, el uso de vapor presenta muchas ventajas con respecto a otros fluidos caloportadores; 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 obtiene a partir de agua que es abundante, 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 másicos 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 turbina, siempre que se a posible el aprovechamiento energético racional y completo del vapor de escape.

Esta es una de las propiedades más importantes del vapor de agua y que representa un gran atractivo desde el punto de vista de ahorro energético

2.5.4 Características diferenciales de las fases líquido – vapor

Para introducirse en las leyes que gobiernan la transformación del agua en vapor, es importante conocer las características distintivas de las fases líquido vapor.

Un líquido se caracteriza por:

- Ser prácticamente incompresible, es decir que su volumen específico varía muy poco con la presión.
- Tener un volumen determinado y adaptar su forma a la del recipiente que lo contiene

Por su parte el gas se caracteriza por:

- Ser altamente compresible, es decir, su volumen específico varía notablemente con la presión
- Expandirse o difundirse indefinidamente con las únicas limitaciones de las fuerzas gravitatorias (peso) o de las paredes del recipiente que lo contiene.

En sentido estricto, los vapores tienen características similares a los gases cuando son secos y sobrecalentados, pero normalmente están en una situación muy cercana a la coexistencia de líquido y gas, es decir, cerca de la condensación. Por esta razón, se dice que un vapor es tanto más gas cuanto más sobrecalentado se encuentra (más cerca de la temperatura y presión críticas)

Aunque el agua en estado líquido tiene contenido calórico, hay varias razones por las cuales se prefiere el uso del agua en estado vapor; las más importantes son:

- a) A igualdad de masa, temperatura y presión, el contenido energético del vapor es notablemente mayor al del líquido.

A modo de ejemplo, en la tabla_6. se comparan los calores totales contenidos en un kilogramo de agua, tanto en la fase líquido como vapor, a diferentes presiones y temperaturas

Tabla_6. Comparación de los calores contenidos por un kg de agua en las fases líquido y vapor.

PRESIÓN (Kg/cm ²) (absolutos)	TEMPERATURA °C	CONTENIDO CALORÍFICO		DIFERENCIA (Kcal/Kg) Líquido-vapor	RELACIÓN CALORES Vapor - Líquido
		LÍQUIDO	VAPOR		
1	99,09	99,12	638,5	539,38	6,44
20	211,38	215,2	668,5	453,30	3,11
50	262,70	274,2	667,3	393,10	2,43
70	284,48	300,9	662,1	361,20	2,33
100	309,53	334,0	651,1	317,10	1,95
200	364,08	431,5	582,3	150,80	1,35
225,65	374,65	501,5	501,5	00	1

De los datos reflejados en el cuadro se obtienen dos conclusiones inmediatas:

- El calor contenido por el vapor es siempre superior al del líquido y la relación entre uno y otro varía con la presión y la temperatura, disminuyendo cuando aumentan aquellas hasta unas condiciones denominadas críticas ($P_c = 225,65 \text{ kg/cm}^2$ y $T_c = 374,15 \text{ °C}$) en que el contenido calórico del líquido y vapor se igualan.
- La diferencia entre el calor contenido en el líquido y vapor disminuye cuando aumenta la temperatura. Por esta razón cuando el vapor se utiliza para suministrar calor en un proceso, interesa trabajar con vapor a la

menor presión posible compatible con las exigencias del proceso donde se emplea el vapor y con los requisitos de presión y sobrecalentamiento para el transporte del vapor por las redes de distribución.

- b) Entre las redes de distribución de un líquido y un vapor existe un detalle que las diferencia, relacionado con la exigencia de equipos mecánicos.

Excepto en casos muy singulares, para transportar la energía térmica mediante un líquido es necesario aportar energía mecánica mediante bombeo para asegurar la circulación en el sentido deseado, mientras que cuando se trabaja con vapor no es necesario un equipo mecánico específico para promover la circulación de vapor, puesto que éste se autotransporta, aunque consumiendo parte de la energía aportada por el combustible.

- c) En la mayoría de instalaciones se requiere suministrar energía térmica al proceso a diferentes condiciones de presión y temperatura. Esto es más fácil de realizar con el vapor que con el líquido, a lo que hay que añadir la posibilidad de un mejor aprovechamiento del calor aportado al agua en el generador, pues con el vapor se puede escalonar el uso de vapores de características cada vez más degradadas.

- d) Cuando el fin que se persigue es la producción de energía mecánica, bien sea directamente o con paso intermedio por energía eléctrica, ya no se trata de comparar aspectos energéticos sino posibilidades teórico- práctico; la ventaja en este caso es enorme a favor del vapor.

Leyes de la transformación del agua en vapor

La característica principal de la transformación del agua en vapor consiste en que este proceso transcurre con suministro ininterrumpido de calor al agua en

ebullición, a temperatura constante del agua, que depende sólo de la presión a la que se produce la evaporación.

Cuando se produce vapor en un recipiente abierto, se está produciendo vapor a la presión atmosférica (1 kg/cm^2) y su temperatura será la misma que la de ebullición del agua a esa presión ($100 \text{ }^\circ\text{C}$)

Si producimos vapor en un caldero, que es un recipiente cerrado, a medida que se va produciendo vapor se expansionará en todas direcciones y ejercerá presión sobre todo su entorno. Ejercerá, por lo tanto, la misma presión sobre la superficie del agua.

Exactamente la misma temperatura que el agua en ebullición tiene el vapor que de ella se forma y se denomina temperatura de saturación. El vapor que se forma en estas condiciones es el vapor saturado.

2.6 Comparación de las propiedades del gas natural y los combustibles líquidos.

Al tener que competir el gas natural con otros combustibles en la práctica industrial, para constituir la mejor opción de suministros energéticos en términos técnicos y económicos, resultará de la mayor importancia disponer de criterios adecuados de comparación de las características que condicionan su disponibilidad, suministro, precombustión, combustión y post-combustión.

Los combustibles que podríamos considerar alternativas elegibles para efectuar una comparación adecuada y útil en la práctica son, además del gas natural, el Gas Licuado de Petróleo (GLP), Diesel 2, Petróleo Residual 6 (Bunker C), Carbón mineral bituminoso (Hulla) y Carbón Antracita (<10% de volátiles).

Para realizar una comparación objetiva hemos elegido un sistema consistente en la designación de 10 parámetros de comparación vinculados directamente con los circuitos de combustión industrial, elaborando con ellos un cuadro de valoración con calificación de 1 a 5, correspondiendo el valor más alto a su mejor comportamiento.

Para establecer un análisis específicamente adecuado para cada caso particular, se deberá otorgar un peso de valoración para cada parámetro individual, asignándole un factor de 0,1 a 1,0.

En esta forma, se tendrá un factor de utilización de cada uno de los combustibles que constituyan alternativas elegibles para una determinada planta industrial. Este factor de carácter técnico deberá compararse directamente con su costo de empleo, permitiendo definir opciones.

Los 10 parámetros elegidos son los siguientes:

- **Suministro**

Involucra las posibilidades de adquisición, seguridad de suministro y la forma de facturación. La disponibilidad de gas natural por tubería y la facturación posterior al consumo marcan una excelente calificación al gas natural. El suministro de combustión líquidos, incluyendo como tal al GLP, carbón le otorgan una baja calificación a las hullas y antracita.

- **Precombustión**

Se refiere al circuito de preparación de los combustibles y todo el circuito de pre-combustión, desde su ingreso a planta hasta el momento mismo de ignición. También en este campo la ventaja de manipuleo del gas resulta decisiva, no requiriendo ningún acondicionamiento para su empleo en los quemadores.

En la misma forma, los líquidos representarán una condición intermedia, con ligera ventaja para el GLP por utilizarse como gas. La molienda y/o clasificación por tamaños de los carbones y las dificultades para transportar sólidos, le otorgan mucha desventaja a los carbones.

- **Inversión**

Incluyendo todo el circuito de precombustión, quemadores, sistemas de seguridad y regulación, registro de parámetros de combustión y post-

combustión. También la inversión resulta definida totalmente por la simplicidad del manejo, y en este sentido, el gas resulta favorecido con la máxima calificación con un pequeño castigo, por requerir especiales condiciones de seguridad en toda instalación, que podría involucrar su odorización.

- **Mantenimiento**

La facilidad de desarrollar un efectivo mantenimiento también resulta influenciado por la simplicidad de las instalaciones. En este caso el GLP pierde las ventajas de utilizarse como gas debido a la necesidad del vaporizador y las posibilidades de depósito de olefinas.

- **Control sobre la llama**

Aunque la facilidad de inyección del gas natural y su energía cinética representan una gran posibilidad, esta aparente ventaja resulta minimizada por el escaso aprovechamiento del impulso del gas y los requerimientos de llamas más emisivas para algunos procesos, exigiendo al diseño del quemador la posibilidad de demorar la combustión. Los combustibles bien atomizados permiten un buen control sobre las características de la llama y el manejo adecuado de la finura de los carbones bituminosos permiten un aceptable control de llama, contando con quemadores adecuados. En la combustión sobre parrillas, adecuado para las antracitas, el manejo de llama resulta muy limitado, pero factible de conseguir.

- **Limpieza**

La presencia de residuos de combustión resulta determinante para juzgar su comportamiento en los equipos, resultando ideal en el caso del gas natural y parecido en el GLP; los combustibles líquidos se complican algo en el caso de los petróleos residuales y se tornan complicados en el caso de los carbones con cenizas variables.

- **Emisividad de llama**

Parámetro importante en la práctica por establecer las condiciones para transferencia del calor a los equipos y procesos. En este caso la facilidad de combustión del gas natural representa una desventaja compensable sólo en forma limitada por el diseño del quemador. La posibilidad es mayor en forma proporcional al incremento de la relación Carbono/Hidrógeno, llegando al punto máximo al alta emisividad de llamas de carbón.

- **Volumen de gases de combustión**

También la relación Carbono/Hidrógeno resulta definitiva en este caso, como se apreció anteriormente, y resulta importante para las posibilidades de transferencia de calor por convección.

- **Seguridad**

La circunstancia de que el gas natural no pueda percibirse por la vista o el olfato determina ciertos riesgos que afectan al gas natural y al GLP, con el agravante para este último de resultar más pesado que el aire. En este caso las mayores ventajas las tienen el Diesel 2 y Residual 6, resultando menos seguras las condiciones de manejo del carbón, debido al riesgo de explosiones de polvo de carbón en suspensión; mayor en el caso de las hullas con altos contenidos de volátiles y mínimo en el caso de antracitas.

- **Contaminación ambiental**

La limpieza y facilidad para quemarse marcan una diferencia notable en el uso de gases, menor en el caso de GLP, diesel 2, residual y carbones sucesivamente. En esta consideración se considera la necesidad de conseguir siempre combustión completa.

En la tabla_7. se presenta el resultado del análisis efectuado, en el cual se obtiene sucesivamente las siguientes puntuaciones:

Tabla_7. Análisis comparativo de combustibles industriales

Parámetros	Gas Natural	GLP	Diesel 2	Residual 6	Hulla	Antracita
Suministro	5	4	4	3	1	1
Pre- combustión	4	3	3	2	1	1
Inversión	5	3	4	3	2	1
Mantenimiento	4	3	3	2	1	1
Control de Llama	4	3	3	4	3	1
Limpieza	5	4	3	1	2	2
Emisividad de llama	1	2	3	4	4	5
Volumen gases de combustión	2	3	3	4	4	4
Seguridad	4	3	4	3	2	3
Contaminación ambiental	5	4	4	2	2	2
Total	39	32	35	38	22	21

2.7 Eficiencia térmica.

Cálculo de rendimiento del caldero

El rendimiento “n” de un caldero es la relación entre la cantidad de calor Q_v que se transfiere al agua o fluido térmico (calor útil) y el calor total Q_t aportado al sistema.

La ecuación general utilizada para la determinación del rendimiento es por lo tanto:

$$n = \frac{Q_v}{Q_t} = \frac{Q_v}{Q_t} * 100\%$$

La cantidad de calor Q_v del numerador en la fórmula está constituido por el contenido de calor total del vapor a la salida del caldero, absorbido en una o varias etapas (economizador, vaporizador, recalentados, etc.)

El denominador está conformado básicamente por el calor aportado por el combustible y el calor sensible del aire de combustión. En algunos casos tendrá que considerarse calores de recuperación ajenos al propio caldero.

Existen dos métodos para determinar el rendimiento de un caldero:

Método directo.

Como su nombre lo indica, consiste básicamente en medir directamente los flujos de ingreso y salida de calor al sistema, obteniendo los valores de Q_v y Q_t .

Exige la disponibilidad de instrumentos de medición adecuados para registrar el volumen, temperatura y composición, en el caso de aire y combustible, y la presión y cantidad del vapor producido. La ecuación aplicable en este método es la siguiente:

$$n = \frac{C_v}{Q} (100)\% = V \frac{(h_v - h_a)}{(C)(H_i)} (100)\%$$

Donde:

n: Rendimiento del caldero expresando en %

v: Cantidad del vapor en Kg/h

h_v : Entalpía del vapor en Kcal/Kg.

h_a : Entalpía del agua de alimentación en Kcal/Kg

C: Cantidad de combustible en Kg/h

H_i : Poder calorífico inferior del combustible en Kcal/kg.

Método indirecto

A la inversa del método directo, consiste en medir las pérdidas de calor en el sistema y por diferencia respecto al calor total que ingresa Q_t , calcular el valor del calor útil contenido en el vapor Q_v .

Las pérdidas que se determinan para el cálculo son las mismas que exige la elaboración del balance térmico y se encuentran incluidas en la siguiente fórmula:

$$n' = 100 - \Sigma P = 100 - P_g - P_i - P_r - P_p$$

P_g : Pérdidas por los gases de chimenea

P_i : Pérdidas por los in quemados (sólidos y gases)

P_r : Pérdidas por radiaciones y convección

P_p : Pérdidas por purgas.

El empleo de nomogramas adecuados facilita la determinación del rendimiento en forma rápida y suficientemente precisa.

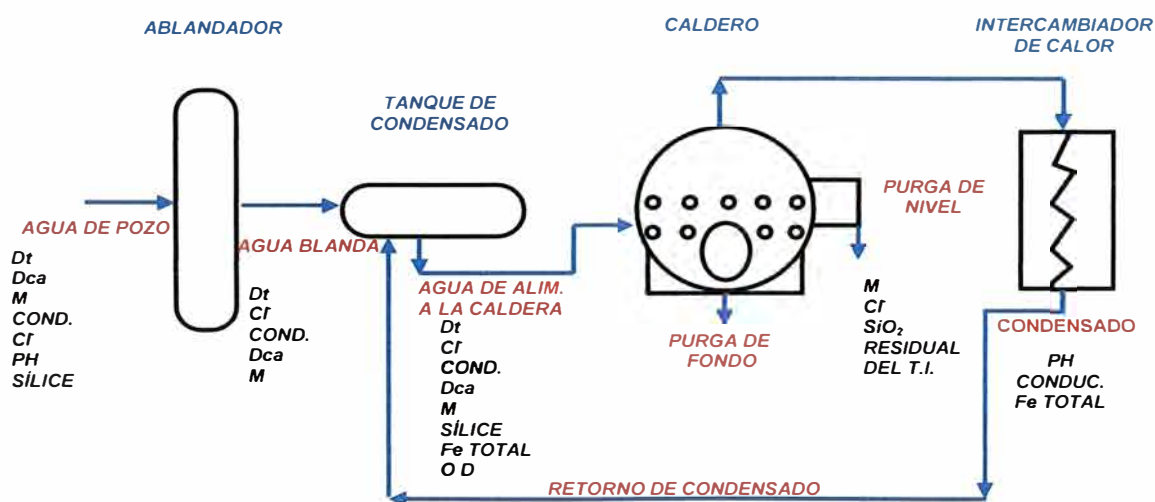
En el Apéndice se presenta un ejemplo del cálculo de la eficiencia de un caldero pirotubular por el método directo y el método indirecto, además de un nomograma para el cálculo de la eficiencia de combustión.

III. DESARROLLO DEL TEMA

3.1 Diagrama del Proceso y controles en una caldera pirotubular

La caldera pirotubular genera vapor saturado, para lo cual el agua de alimentación ha sido tratada previamente en el ablandador, en el cual se reduce principalmente la dureza total desde 300 ppm hasta 1 ppm que es el valor requerido para evitar problemas de incrustación. También se controla el oxígeno disuelto.

En el interior del caldero ocurre la transferencia de calor de los gases de combustión que circulan por los tubos hacia el agua que rodea dichos tubos produciendo vapor saturado el cual será utilizado en los diferentes procesos (secado, evaporación, lavado, desinfección, etc). La presión de trabajo es la presión en la cual trabaja la caldera en condiciones normales de régimen y de seguridad, se expresa en kg/cm^2 o en PSI..



El vapor que se condensa ya sea en las tuberías o porque ha sido usado en operaciones de transferencia de calor se retorna al tanque de condensado, donde se mezcla con el agua que sale del ablandador donde se aprovecha su calor sensible aumentando su temperatura de 40 a 70 °C, además de mejorar las condiciones de dureza, ya que es agua de mejor calidad.

Se debe mantener constante el nivel del agua en la caldera por encima de los tubos para evitar problemas de dilatación de los tubos si el nivel es bajo.

A pesar de que se controla la dureza del agua de alimentación a la caldera, siempre ingresa una cantidad de impurezas. Al evaporarse el agua y evacuarse como vapor, tales impurezas permanecerán en el interior de la caldera, elevando su concentración con el tiempo de operación. La purga de fondo en la caldera permitirá mantener la concentración de sales disueltas en niveles aceptables y eliminar los sólidos que permanecen en suspensión formando lodos.

3.2 Características de las calderas.

Especificaciones:

Caballos de Vapor (B.H.P.)		50	60	70	80	100	150	200	250
Producción de Vapor desde y hasta 212°F (lb/hora)		1.725	2.070	2.415	2.760	3.450	5.200	6.900	8.500
Superficie de calentamiento (pie ²)		250	300	350	400	500	750	1.000	1.250
Presión máxima de trabajo (lb/pulg ²)		150	150	150	150	150	150	150	150
Eficiencia		Más del 80%							
Consumo de Petróleo N°4 y N°5 (G.P.H.)		14,0	16,8	19,5	22,3	27,9	41,8	55,8	69,7
Peso del Caldero vacío	(kg)	3.400	3.900	4.100	4.850	5.600	7.500	11.600	13.200
A. Largo Total	(m)	3,00	3,00	3,22	3,40	3,55	4,05	4,70	5,05
B. Ancho Total	(m)	1,60	1,75	1,75	1,78	1,95	2,05	2,25	2,37
C. Altura Total	(m)	1,83	1,96	1,98	2,03	2,13	2,29	2,56	2,72
D. Largo del Caldero	(m)	2,75	2,75	3,00	3,15	3,33	3,78	4,40	4,75
E. Diámetro del Caldero	(m)	1,30	1,47	1,47	1,55	1,65	1,85	2,02	2,17
F. Largo de la Base	(m)	2,03	1,90	2,00	2,36	2,54	3,00	3,30	3,70
G. Ancho de la Base	(m)	1,07	1,12	1,12	1,12	1,22	1,37	1,45	1,80

Caballos de Vapor (B.H.P.)		400	600	700
Producción de Vapor desde y hasta 212°F (lb/hora)		13.800	20.750	24.750
Superficie de calentamiento (pie ²)		2.000	3.000	3.500
Presión máxima de trabajo (lb/pulg ²)		150	150	150
Eficiencia		Más del 80%		
Consumo de Petróleo N°5 y N°6 (G.P.H.)		111,8	167,4	195,1
Peso del Caldero vacío	(kg)	23.500	32.400	37.000
A. Largo Total	(m)	6,60	7,40	8,10
B. Ancho Total	(m)	2,95	3,10	3,10
C. Altura Total	(m)	3,35	3,60	3,60
D. Largo del Caldero	(m)	5,15	5,95	6,70
E. Diámetro del Caldero	(m)	2,70	2,95	2,95
F. Largo de la Base	(m)	3,95	4,55	4,86
G. Ancho de la Base	(m)	2,25	2,45	2,45

3.3 Características del Tratamiento de Agua y Tratamiento Interno

Objetivos del tratamiento de agua.

Como se ha mencionado, el agua que servirá como alimentación para su calentamiento o la producción de vapor en calderos deberá recibir un tratamiento adecuado a las características del agua disponible y las exigencias del proceso que empleará el agua caliente o el vapor producidos.. Los objetivos del tratamiento se orientan precisamente a evitar las consecuencias de la presencia de las impurezas mencionadas y son las siguientes:

Evitar incrustaciones en las superficies de transferencia de calor en el interior del caldero.

Evitar el arrastre.

Evitar la fragilidad cáustica.

Disminuir la corrosión.

Técnicas del tratamiento de agua

a) Clarificación y sedimentación.

El primer paso en el tratamiento de agua natural para ser empleada en calderos, consiste en eliminar el material que se mantiene en suspensión, permitiendo que se deposite por gravedad en pozas de clarificación y sedimentación.

El agua también contiene materias suspendidas tales como aceites, resinas etc., estas partículas son tan pequeñas que pasan a través de los filtros y deben ser removidas para prevenir la formación de espuma y depósitos en el caldero.

Para remover estas finas partículas (generalmente sustancias coloidales), se usan floculantes.

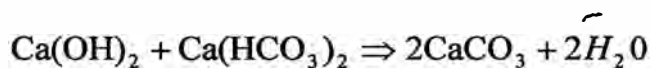
Los floculantes cargan, neutralizan y aglomeran las partículas coloidales en masas que pueden precipitar rápidamente y ser filtradas. Esto ocurre porque las partículas coloidales tienen cargas eléctricamente iguales (negativas o positivas) repeliéndose entre ellas, hasta que el floculante las neutraliza y de esta manera se juntan, coagulan o floculan.

Los floculantes más comúnmente usados son sales de hierro y aluminio, tales como cloruro férrico, sulfato férrico, sulfato de aluminio y aluminato sódico. También se emplean polímeros orgánicos y algunos tipos especiales de arcillas.

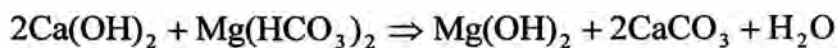
b) Descarbonatación.

Este método es usado para reducir la dureza del agua, la alcalinidad y en algunos casos el contenido de sílice. Consiste en añadir ciertos reactivos químicos para que reaccionen con minerales disueltos en el agua, dando lugar a compuestos relativamente insolubles.

Uno de estos métodos consiste en añadir sal hidratada (hidróxido de calcio) que reacciona con los bicarbonatos solubles de calcio y magnesio para formar precipitados insolubles, de acuerdo a las siguientes reacciones:



Hidróxido de calcio	Carbonato de calcio
+	+
Bicarbonato de calcio	Agua



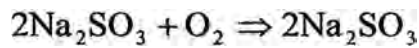
Hidróxido de Calcio	Hidróxido de magnesio
+	+
Bicarbonato de magnesio	carbonato de calcio
	+
	Agua

El carbonato de sodio es usado para reducir la llamada dureza permanente, constituida por sales permanentes, constituida por sales diferentes a los bicarbonatos (sulfatos, cloruros, fosfatos, etc.), de acuerdo a las siguientes reacciones:

Los intercambiadores de cationes son regenerados con cloruro de sodio o ácidos como el sulfúrico, clorhídrico, etc. y los intercambiadores aniónicos con soda cáustica, hidróxido de amonio, etc.

d) Deaereación y tratamiento químico.

El oxígeno disuelto es removido por debajo de 0,007 ppm por calentamiento del agua con vapor y adición de sulfito de sodio.



También se utiliza la hidracina con este fin.

El sulfito sin catalizador toma más de 10 minutos para eliminar el 30% del oxígeno presente. Por esta razón, frecuentemente se adiciona un catalizador al sulfito de sodio para asegurar una rápida reacción y de esta manera eliminar el oxígeno en menos de 30 segundos.

Los niveles recomendados de aditivos residuales en el agua de caldero se muestran en la tabla 7.

Tabla 7.

Presión del Caldero	Residual de SO ₃ ppm	Residual de N ₂ H ₄ ppm
0-150	30-60	0,1
150-300	30-40	0,1
300-600	20-30	0,08
600-900	10-15	0,06
900-1200	5-10	0,03
1200-1500	3-7	0,01
Más de 1500	Usar N ₂ H ₄	0,01

Tratamiento interno del agua del caldero

El tratamiento interno del agua del caldero es un complemento de los ya mencionados, puesto que pequeñas cantidades de impurezas disueltas y suspendidas en el agua (hierro, dureza, oxígeno, sílice, etc.), pueden causar ciertos problemas en el caldero. En casos de elevados niveles de recuperación de condensados, para calderos de baja presión, un tratamiento interno podría resultar suficientemente efectivo.

Específicamente, el tratamiento del agua interna provee:

- Productos químicos que reaccionan con la dureza del agua de alimentación y previenen la formación de incrustaciones en el metal.
- Acondicionadores de lodos, sintéticos o naturales para prevenir que los sólidos suspendidos se depositen en el metal.
- Antiespumantes para prevenir el arrastre.
- Reactivos para la eliminación de oxígeno y prevenir la corrosión.

Reactivos químicos para mantener cierta alcalinidad y minimizar la corrosión.

Entre los reactivos químicos utilizados para el tratamiento interno del agua tenemos:

- Fosfatos; reaccionan con las sales de calcio precipitando productos en forma de lodos. Los fosfatos de sodio de mayor frecuencia de empleo son:
 NaH_2PO_4 , Na_2HPO_4 , Na_3PO_4 y NaPO_3 .
- Quelatos y polímeros; reaccionan con las sales de magnesio y calcio para formar complejos solubles. Los quelatos son usados en conjunto con polímeros para asegurar que los productos de reacción sean mantenidos en suspensión.

IV. SUSTITUCIÓN DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR GAS NATURAL

4.1 El Gas Natural

4.1.1 Estado del Gas Natural

El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases. La composición del gas natural incluye variedad de hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno. La composición del gas varía según el yacimiento.

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	Estado Natural
Metano	CH ₄	95,08	Gas
Etano	C ₂ H ₄	2,14	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0,29	Gas licuable (GLP)
Butano	C ₄ H ₁₀	0,11	Gas licuable (GLP)
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,04	líquido
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,01	líquido
Nitrógeno	N ₂	1,94	Gas
Gas Carbónico	CO ₂	0,39	Gas

Impurezas como son, el helio, oxígeno, vapor de agua.

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

Densidad relativa: 0,65

Poder calorífico: 9032 kcal/m³

C_p (presión constante): 8,57 cal/mol.°C

C_v (volumen constante): 6,56 cal/mol.°C

4.1.2 Calidad del Gas Natural

El gas natural se mide en metros cúbicos a condiciones estándar (st) 1,013 Bar y 15°C.

El poder calorífico del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor kcal. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor kcal de la napa de gas natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en Kcal.

Diversos análisis sobre el valor kcal del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separando el gas natural en sus componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en kcal/m³ por metro cúbico.

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización).

Normalmente, el gas natural tal cual se presenta después de su extracción no se puede transportar, ni tiene una utilización comercial, pues necesita antes una primera transformación. El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que como la humedad deben ser removidas del gas natural bruto. El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

La normatividad peruana vigente especifica que el gas natural deberá ser entregado por el concesionario en las siguientes condiciones:

1. Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.
2. No contendrá más de tres miligramos por metro cúbico ($3\text{mg}/\text{m}^3(\text{st})$) de sulfuro de hidrógeno, ni más de quince miligramos por metro cúbico ($15\text{mg}/\text{m}^3(\text{st})$) de azufre total.
3. No contendrá dióxido de carbono en más de tres y medio por ciento (3.5%) de su volumen y una cantidad de gases inertes totales no mayor de seis por ciento (6%) de su volumen; entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono.
4. Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo sesenticinco miligramos por metro cúbico ($65\text{mg}/\text{m}^3(\text{st})$) de vapor de agua.
5. No superará una temperatura de cincuenta grados centígrados (50°C).
6. Con un contenido calórico contenido entre $8450\text{ kcal}/\text{m}^3$ y $10300\text{ kcal}/\text{m}^3$ (st).

4.1.3 Características técnicas y odorización

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161°C . Por razones de seguridad, se le añade mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

La naturaleza de la mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos y otros componentes tales como el CO_2 , el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural. La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y

posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, por su densidad de 0,60, inferior a la del aire (1,00), el gas natural tiene tendencia a elevarse y puede, consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta.

Es generalmente admitido que el carbono y el hidrógeno contenidos en el gas natural provienen de restos de plantas y de animales que se juntaron en el fondo de los lagos y de los océanos durante millones de años. Después de haber sido cubierto por grandes capas de otros sedimentos, el material orgánico se transformó en petróleo bruto y en gas natural bajo el efecto de la presión ejercida por las capas de sedimentos y el calor emitido por el núcleo terrestre. El petróleo y el gas son entonces expulsados fuera de los esquistos arcillosos marinos en los cuales se habían depositado y de ahí penetran en las rocas sedimentarias porosas. Posteriormente el petróleo y el gas suben a través de la roca porosa, ya que son menos densos que el agua, y llenan los poros. Existen diferentes tipos de "trampas" de petróleo y gas.

El gas natural está presente por todo el mundo, ya sea en los depósitos situados en las profundidades de la superficie terrestre, o en los océanos. Las napas de gas pueden formarse encima de los depósitos de petróleo bruto, o estar atrapadas en el seno de las rocas porosas. El gas es llamado "asociado" cuando se encuentra en presencia de petróleo bruto y "no asociado" cuando se encuentra solo.

A una presión atmosférica normal, si el gas natural se enfría a una temperatura de -161°C aproximadamente, se condensa bajo la forma de un líquido llamado gas natural licuado (GNL). Un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural y es dos veces menos pesado que el agua (45% aproximadamente). Es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico. Cuando se evapora se quema solamente en concentraciones del % al 15% mezclado con el aire. Ni el GNL ni su vapor pueden explotar al aire libre. Puesto que el gas natural licuado ocupa menos espacio, el gas natural se licua para facilitar su transporte y almacenaje.

El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre (SO₂). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son inferiores a las de otros combustible fósiles (según Eurogas emiten 40 à 50% menos que el carbón y 25 à 30% menos que el petróleo).

4.2 Quemadores.

El quemador es el dispositivo que pone en contacto el combustible y el comburente y en cantidades y condiciones adecuadas.

De acuerdo al estado de agregación del combustible tenemos los siguientes quemadores:

4.2.1 Quemadores para combustibles sólidos: Usan parrillas, tienen mala regulación y están en desuso.

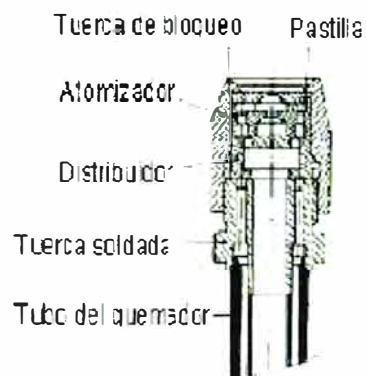
4.2.2 Quemadores para combustibles líquidos: Tienen valvulería, filtros, elementos de control y de seguridad. Entre estos tenemos:

- a) **De pulverización mecánica o por presión:** colocan el líquido en rotación de forma que se convierte en un gran número de pequeñas gotas agrupadas en un cono que ofrecen gran posibilidad de mezcla con el aire.

Necesitan que el combustibles esté a una presión entre 16 y 20 bar, que ha de ser suministrada por la bomba del combustible.

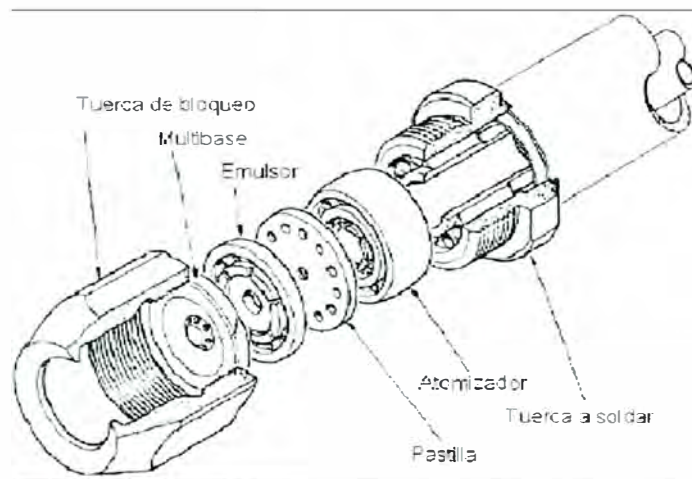
Los combustibles pesados como el fuel, precisan calentarse por su elevada viscosidad.

Figura_6. Quemador de pulverización mecánica o por presión.



- b) **De pulverización asistida, o por inyección de fluido auxiliar:** solo para combustibles pesados, junto con ellos se inyecta un fluido auxiliar formando una mezcla que se pulveriza fácilmente.

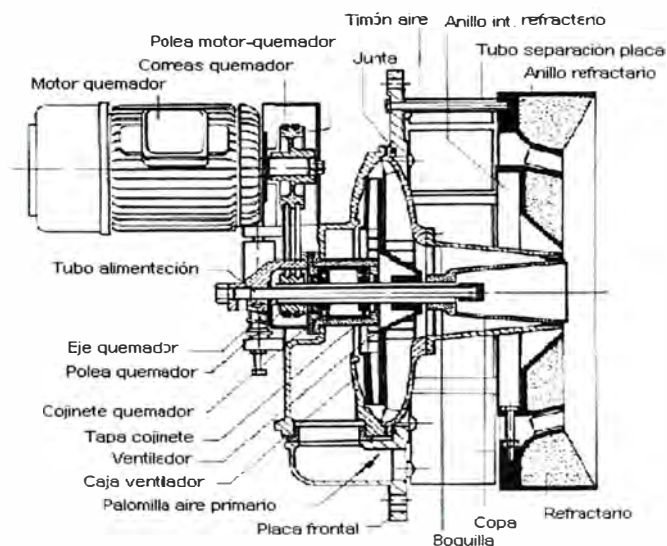
Figura_7. Quemador de pulverización asistida.



- c) **Rotativos, de pulverización centrífuga:** Una copa que gira a gran velocidad, distribuye el combustible y lo lanza perimetralmente hacia delante en forma de tronco de cono.

Al tener elementos móviles, requieren tener un mantenimiento más cuidadoso que los de pulverización mecánica, si bien son menos propensos al ensuciamiento.

Figura_8.

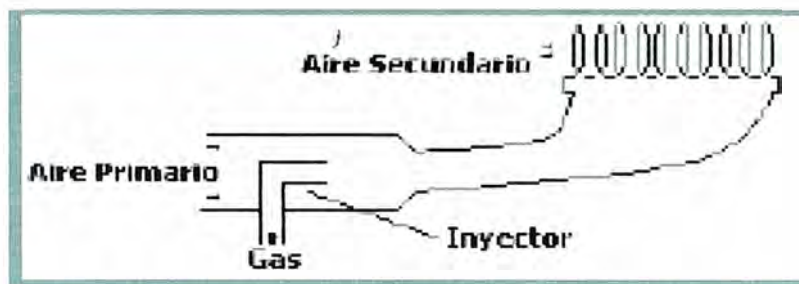


4.2.3 Quemadores para combustibles gaseosos: son más sencillos que los de líquidos, ya que la mezcla con el aire se consigue más fácilmente. Cuentan con valvulería, filtros, elementos de control y seguridad. Entre estos tenemos:

- a) **Quemador atmosférico:** la presión del gas provoca la aspiración del aire (primario) para la combustión (entre el 40 y 60% del necesario), el aire necesario se completa en el propio quemador a la altura de la llama.

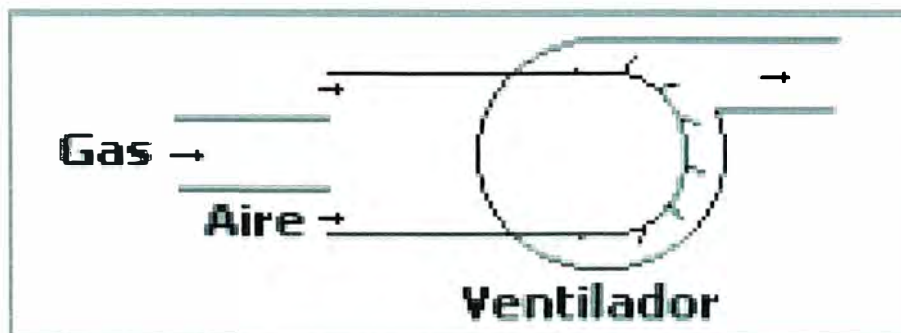
La regulación de la potencia se controla con la sección de paso del combustible.

Figura_9. Quemador atmosférico.



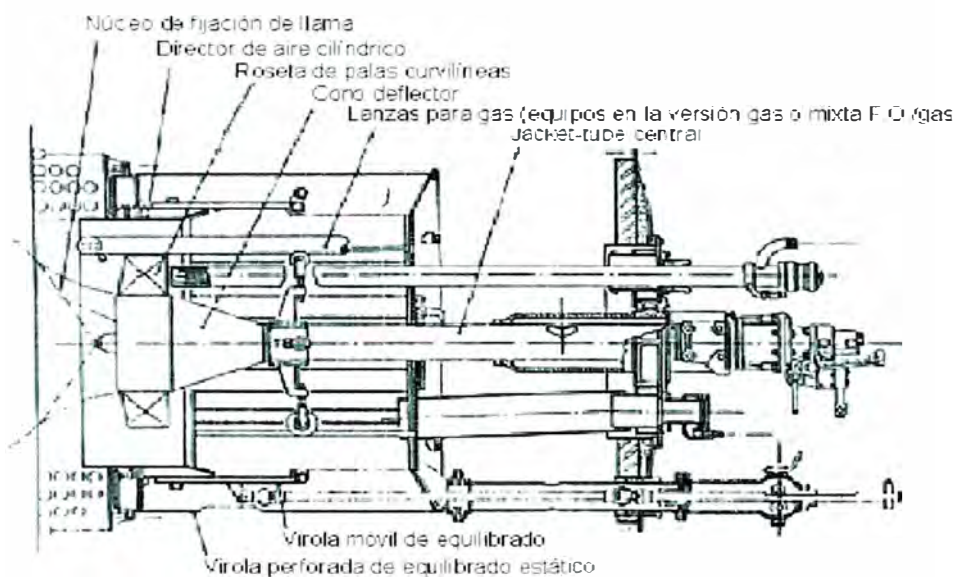
- b) **Quemador de premezcla:** el aire, incluido el exceso, se mezcla con el gas antes del quemador, no existiendo aire secundario.

Figura_10. Quemador de premezcla.



- c) **De flujo paralelo, con mezcla por turbulencia:** el aire llega paralelo al eje del quemador, se pone parcialmente en rotación, por la acción de la roseta (dispositivo con aletas), ésta no ocupa toda la sección del conducto de aire; el espacio anular permite conservar una parte del aire en movimiento axial.

Figura_11. Quemador de flujo paralelo.



4.3 Alimentación del petróleo industrial y el gas natural a los quemadores.

La industria que utiliza vapor saturado para su proceso de producción sea de manera directa o indirecta utiliza calderos pirotubulares para la generación del vapor necesario y en la actualidad utilizan petróleo Diesel o petróleo residual, dadas las ventajas económicas y medioambientales por el uso de del gas natural como combustible es que se plantea el cambio de los quemadores de petróleo residuales por quemadores a gas natural.

Se definen los dos tipos del sistema de alimentación que son para el petróleo industrial como la alimentación del gas natural.

4.3.1 Sistema de alimentación del petróleo industrial a los quemadores.

El petróleo residual una vez abastecido al tanque diario el cual se instala con una altura determinada para dar una presión positiva a la bomba y así evitar la cavitación de ésta, se vuelve a calentar por encima de los 65 °C por medio de un calentador eléctrico inicialmente y posteriormente con un intercambiador de calor de vapor, esto facilita la fluidez del petróleo hacia la bomba de alimentación del caldero propiamente dicho, durante el transporte por tuberías del petróleo se instalan filtros con la malla de filtrado adecuada para lograr que el petróleo llegue a la bomba y al quemador de la forma mas limpia y facilitar su operación.

Después que el petróleo pasa por la bomba del caldero se vuelve a pasar por un intercambiador de calor de alta temperatura, esto es para llegar la temperatura ideal de atomización, esta se determina por el tipo de quemador con que se cuenta y la viscosidad con que se diseñó el quemador, normalmente la temperatura de atomización oscila entre los 125 y 135 °C.

Las dimensiones de las tuberías del combustible son de gran importancia para el buen funcionamiento de una caldera. Se debe tener particular cuidado en las dimensiones de la línea de succión desde el tanque de almacenamiento a la bomba, la ubicación adecuada de la bomba de combustible así como tambien la determinación de un vacío de succión (pulgadas de mercurio), dentro de los límites aceptables.

La succión que será impuesta a la bomba es causada por:

- La elevación vertical del tanque diario a la bomba.
- La caída de presión a través de las válvulas, filtros, conexiones, etc. en la línea de succión.

4.3.2 Condiciones básicas de un quemador de petróleo industrial:

Las condiciones básicas que debe reunir un quemador de combustible líquido son:

1. El margen de regulación debe ser adecuado a las necesidades del proceso.

2. Debe existir una buena estabilidad de funcionamiento dentro de los márgenes de regulación.
3. Debe poder controlarse la forma y las dimensiones de la llama.
4. Debe estar diseñado en consonancia con la cámara de combustión.
5. Los métodos de protección y los automatismos de que se dote al quemador deben ser adecuados a las necesidades de la instalación.
6. Lograr una intensidad elevada de combustión, es decir quemar la mayor cantidad de combustible en un volumen determinado.
7. Llegar a un rendimiento de combustión (relación entre el calor liberado y el poder calorífico) que sea superior al 99 %.
8. Evitar desperfectos en las paredes de la cámara de combustión debido a depósitos de carbón y hollín.
9. Lograr la temperatura mas alta de la llama, funcionar con el mínimo de exceso de aire, sin producción de elementos sólidos o gaseosos inquemados en los gases de combustión.

4.4 Sistema de alimentación del gas natural al quemador.

Una vez conectada la tubería de alimentación del gas natural, esta se distribuye hacia los diferentes puntos de consumo, para la utilización del gas en los calderos se requiere reducir a la presión de diseño de alimentación de los diferentes quemadores para lo cual se instalan sus respectivas válvulas reductoras de baja presión.

4.4.1 Reguladores de presión.

Un regulador de presión de gas debe ser instalado en la tubería de cada caldera. Las siguientes recomendaciones deben ser consideradas en la selección de un regulador:

- El regulador debe tener rango de presión equivalente al del sistema de distribución.

- La capacidad del regulador debe ser 15% más de la cantidad de gas que puede quemar la caldera para que dé una regulación adecuada.
- El resorte deberá ser apropiado para ajustarse en un rango del 50% abajo y 50% arriba de la presión de regulación seleccionada.
- El regulador debe incluir como característica de fabricación el conservar la presión entre la caldera y éste y no permitir que se eleve en lo más mínimo la presión cuando se interrumpe la presión del gas.
- Cuando el consumo de gas es alto se requerirá un regulador en paralelo.
- Los reguladores de presión en serie se requerirán cuando se requiera bajar escalonadamente la presión hasta llegar a la presión necesaria del quemador.

4.4.2 Características de los quemadores para gas natural.

Según el método de alimentación del gas natural y del aire en la cámara de combustión se clasifican en:

- Quemadores con llamas de difusión, en los cuales el gas y el aire penetran sin mezclar en la cámara y la mezcla se efectúa por difusión turbulenta en el lugar de la combustión.
- Quemadores con premezclado parcial, en los que se mezcla previamente el gas con una parte del aire, y el resto necesario para la combustión completa se alimenta directamente a la cámara de combustión.
- Quemadores con llamas y premezclado total, en donde el gas y todo el aire necesario para la combustión se mezclan antes de que tenga lugar la combustión.

Como características típicas de los quemadores con premezclado son:

- Llama corta, intensa y dura.
- Gran velocidad de llama.
- Alta temperatura y baja luminosidad.

Como características de los quemadores de difusión tenemos:

- Producen llamas largas y suaves.
- Temperaturas relativamente bajas.
- Poca intensidad.

Los quemadores de premezclado total representan la categoría más difundida de los quemadores industriales de gas, generalmente son capaces de producir todo tipo de mezclas mediante la simple regulación del aire y del gas. Con el premezclado total se consigue la liberación del calor más uniforme.

4.5 Ventajas de utilizar quemadores de gas natural.

Podemos nombrar las diferentes ventajas que tienen los quemadores a gas natural, tales como:

- El gas natural es el combustible que se quema y se regula con mayor facilidad ya que la combustión se realiza en una sola fase y no existen problemas de pulverización como en los combustibles líquidas.
- El gas natural es el combustible fósil que emite menos CO₂ por unidad de energía producida.
- El gas natural por la ausencia de partículas y compuestos corrosivos de azufre, facilitan la recuperación del calor residual y, por tanto, las eficacias de su utilización.
- Por su rendimiento y baja emisión de contaminantes.
- El gas natural es un combustible que tiene un impacto medioambiental mínimo comparado con el resto de los combustibles fósiles y cuya utilización contribuye a reducir la emisión de gases de efecto invernadero.
- Ausencia de almacenamiento de combustible en el exterior e interior de la sala de calderas.
- El caudal del combustible es fácilmente medible.
- El mantenimiento de los quemadores disminuye drásticamente contra los quemadores de tipo residual.

- Permite ajustar el volumen y la longitud de la llama en función de las dimensiones de la cámara de combustión.

Para el acondicionamiento de los quemadores de gas natural en calderas pirotubulares es una operación sencilla y poco costosa en función a los beneficios que se esperan recibir (principalmente menor costo de la generación térmica, mejor control de la contaminación del medio ambiente), normalmente no requiere ninguna modificación y se pueden utilizar los mismos equipos auxiliares de control de la caldera.

4.6 Descripción de los componentes del quemador de Gas Natural

Los quemadores de combustibles gaseosos queman y regulan con mayor facilidad que los quemadores de combustibles líquidos, debido a que la combustión lo realiza en una sola etapa y no tienen problemas de pulverización como en los combustibles líquidos. Estos quemadores se deben diseñar para poder obtener una perfecta mezcla del gas con el aire y un alto rendimiento de combustión en ausencia de CO.

La combustión del gas natural es muy limpia y por consiguiente no forma atasco ni ensucian la cámara de combustión ni los tubos de transferencia de calor, maximiza a través de tiempo la transferencia de calor en todos los componentes del caldero.

La selección característica del quemador se determina de acuerdo a los requerimientos energéticos de cada caldera y a las condiciones de operación.

Los principales componentes del quemador son: El ventilador de alta presión, la boquilla de atomizado y combustión, electrodo de preencendido, transformador de ignición, sistema de modulación para el abastecimiento progresivo del gas natural de acuerdo a los requerimientos energéticos del sistema, instrumentos de regulación y control para la regulación de la presión del gas natural el cual comúnmente se denomina árbol de control.

Características:

Las principales características que debe tener un quemador son:

- Proporción adecuada en la relación aire – combustible. El diseño del quemador deberá asegurar el adecuado suministro de aire y gas natural estableciendo márgenes de regulación.
- El quemador deberá proporcionar un exceso de aire para asegurar que la combustión sea completa.
- Mediante un análisis de los gases de combustión permitirá conocer el exceso de aire y asimismo la eficiencia de la combustión.
- Poder ajustar las variables de operación para poder obtener una mayor eficiencia y una combustión completa.
- Buen mezclado del combustible y el aire.
- Ignición inicial y sostenida de la mezcla; debiendo ser el quemador el que resuelva estos requerimientos, el encendido o ignición inicial de la mezcla necesita un aporte de calor externo en un área localizada para acelerar la reacción.
- Mezcla aire – combustible.- El quemador deberá proporcionar⁴ las condiciones adecuadas para la mezcla, la mezcla deberá ser uniforme y permanente.
- El quemador en conjunto deberá tener suficiente sobrepresión para vencer la presión existente en la cámara de combustión, los tubos de fuego y la chimenea.

4.7 Comparación de los quemadores de petróleo y Gas Natural.

Las diferencias de los quemadores de gas natural y los quemadores de petróleo industrial las podemos observar en la tabla_8.:

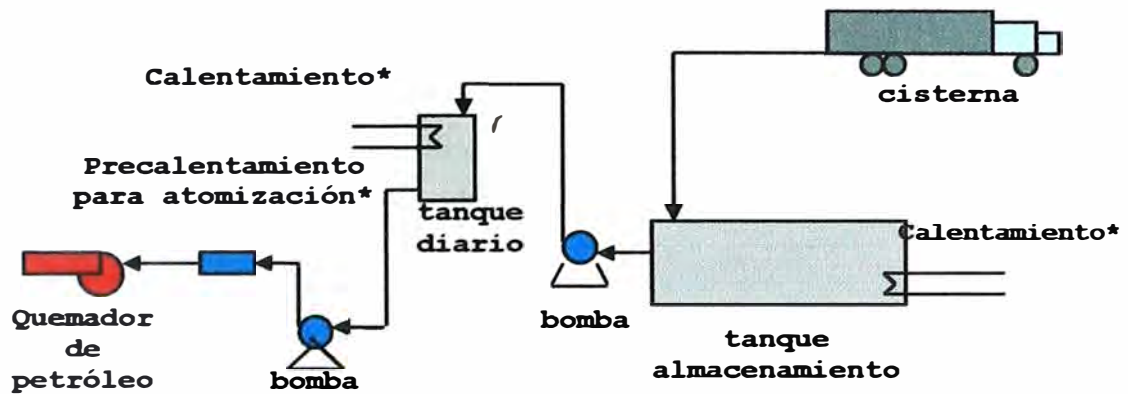
Tabla 8. Comparación de los quemadores de petróleo y gas natural.

Quemador a Gas Natural	Quemador de Petróleo Industrial
No requiere precalentar el gas natural y es de fácil mezcla con el aire de atomización.	Requiere precalentar el combustible hasta llegar a la viscosidad de diseño de la tobera de atomización.
Es de fácil combustión y su ignición se realiza en forma práctica.	Su adecuado encendido se dificulta si no están bien regulados los parámetros del quemador y la temperatura.
Su combustión es limpia, por consiguiente el mantenimiento del interior del caldero se alarga al no tener formación de hollín.	La combustión es dificultosa comparativamente, puede llegar a formar carbones y ensucia el interior de las calderas (formación de hollín) dificultándose la transferencia de calor.
Fácil mantenimiento de los sistemas de control de regulación y seguridad.	El mantenimiento de los sistemas se realiza en forma dificultosa y por ser característica del combustible se realiza en forma sucia.

V. INGENIERIA DEL PROCESO.

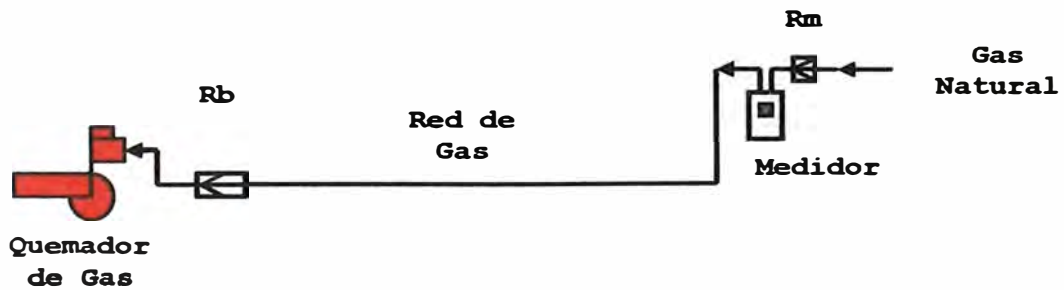
5.1 Comparación de las instalaciones del combustible líquido y del gas natural.

Instalación de Combustibles Líquidos



* Sólo petróleo residual

Instalación Típica de Gas Natural



5.2 Comparación de los parámetros de gases de chimenea y eficiencias térmicas.

En la tabla 9 se tienen datos comparativos de los gases de chimenea en una caldera pirotubular en la cual podemos observar que el gas natural produce menos contaminación al ambiente con respecto al residual 6, pero la eficiencia térmica de la caldera con gas natural es menor que cuando opera con residual 6 en 2,1%.

Tabla 9 Comparación de los gases de chimenea y eficiencias térmicas.

Gases de chimenea	Caldero Pirotubular con:	
	Residual 6	Gas Natural
Parámetro		
O ₂ (%)	5,2	5,5
CO ₂ (%)	12,0	8,9
CO (ppm)	45	47
SO ₂ (ppm)	425	19
NO _x (ppm)	332	52
Parámetros operativos		
Pv (psi)	120	115
Temp. Chimenea (°C)	197,5	199,6
Temp. Combustible (°C)	109	---
Presión del combustible (psi)	35	1,8
Presión del aire	20	---
Exceso de aire (%)	33	16
Color de la llama	Amarillo	Amarillo + azul
Indice de Bacharach (IB)	6	2
Eficiencia térmica (%)	81,2	79,1

Fuente: Referencia bibliográfica (4)

VI. EVALUACION TÉCNICA Y ECONÓMICA.

Las ventajas que ofrece el gas natural sobre otras fuentes de energía, ha hecho que su utilización siga una curva ascendente desde aproximadamente 20 años y en la actualidad representa mas del 20% de la energía que se consume en el mundo.

El gas natural presenta diferentes ventajas con respecto al uso de otros combustibles, tenemos ventajas técnicas, ventajas ambientales y ventajas económicas.

Ventajas técnicas: Estas ventajas se derivan de las características del gas, especialmente de su estado físico, de su aspereza, y de una manera particular de la ausencia de azufre.

Ventajas ambientales: Las emisiones de contaminantes por parte del sector industrial y de las generadoras de energía contribuyen en gran proporción a la contaminación ambiental. En esta era de combustibles fósiles, el gas natural juega un papel importante y directo en la solución de los principales problemas medioambientales. La utilización del gas natural aportará mejoras rentables en la calidad del medio ambiente.

Ventajas económicas: El uso del gas natural como combustible posee grandes ventajas al compararse con otros combustibles, que reflejados en una evaluación económica deben cuantificarse para facilitar una decisión que determina su uso como energético. Es importante analizar los beneficios económicos del gas natural como combustible desde dos aspectos: El primero los beneficios propios de su uso derivado de sus propiedades y segundo los beneficios por diferencia de precio con respecto a los restantes combustibles.

Los criterios de evaluación en el análisis de un combustible son:

- Costo de operación (Servicios industriales y aditivos)
- Costo de mantenimiento
- Costo por manejo de inventario de combustibles líquidos.
- Costo ambiental.

Para el caso del Perú el costo por unidad energética del gas natural es más bajo que los restantes combustibles a utilizar en el sector industrial, por esta razón existe un beneficio por facturación que incide de manera importante en la decisión del sector en adaptarse al uso del gas natural; esta diferencia ayuda a recuperar en poco tiempo la inversión que se realiza al adaptar el equipo al uso del gas natural como combustible.

6.1 Ventajas del Gas Natural

En el momento de elegir por un combustible a usar se deben tener en cuenta las ventajas que este presente, aquí se detallan las ventajas que presenta el gas natural frente a otros combustibles a nivel industrial.

6.1.1 Ventajas técnicas.

Aunque la elección de del combustible utilizado en un generador de vapor no tenga influencia técnica sobre la producción, su incidencia sobre numerosos factores pueden variar muy sensiblemente de un combustible a otro. A este respecto, las ventajas específicas propias del gas lo colocan en una situación favorable.

Dichas ventajas, respecto a los combustibles sólidos y líquidos son las siguientes:

- Ausencia del almacenamiento del combustible en el exterior o interior de la sala de calderas.
- El caudal del combustible, fácilmente medible, permite una regulación sencilla del aire de combustión en función de aquél.
- La mezcla aire/gas puede realizarse íntimamente con un débil exceso de aire, asegurando una combustión completa y mejorando el rendimiento térmico.
- No hay deposición, ni formación de depósitos adherentes en la superficies de intercambio de calor de la caldera, mejorando la transmisión de calor de las partes metálicas y no aumentando la resistencia del circuito de gases.
- No hay formación de cenizas de ninguna forma sólidas, líquidas, fundidas (escorias) o volantes. Todos los dispositivos de recuperación y de

evacuación pueden suprimirse. La combustión del gas no soluciona ni contamina la atmósfera.

- Siendo la porción de azufre prácticamente nula, no tiene que existir corrosiones en la parte final de la caldera.

6.1.2 Ventajas ambientales

El gas natural es un combustible muy limpio comparado con los combustibles tradicionales, lo que facilita el cumplimiento de exigentes normas ambientales. El cambio de otros combustibles fósiles a gas natural puede garantizar la reducción de las emisiones nocivas al aire, al agua y a la tierra.

Una de las grandes ventajas del gas natural respecto a otros combustibles, es la baja emisión de contaminantes en su combustión.

Para entender mejor sobre las emisiones producidas por los distintos combustibles se presenta un cuadro comparativo (tabla_10.)

Tabla_10. Emisión de contaminantes de combustibles (en términos de consumo energético)

Combustible	MP Material Particulado	SO _x Óxidos de Azufre	NO _x Óxidos de Nitrógeno
G.N.	1	1	1
GLP	1,4	23	2
Kerosene	3,4	269	1,5
Diesel	3,3	1209	1,5
Residual N° 5	15	4470	4
Residual N° 6	39,4	4433	4
Carbón	157	5283	6

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

Emisiones de CO₂: Los principales productos de la combustión de un combustible fósil son el CO₂ y el vapor de agua. La combustión de combustibles fósiles es la causa del 75 – 90% de todas las emisiones de CO₂ producidas por la actividad humana.

Es opinión generalizada que las emisiones de CO₂ constituyen la contribución más importante a la posibilidad de aumento del calentamiento global de la tierra, representando más de las dos terceras partes de la contribución total del hombre a este problema. El resto es debido al aumento de los niveles de metano, óxido nitroso y otros compuestos, tales como clorofluorcarbonados (CFC's) y alones, que se han añadido a las causas de inquietud sobre el potencial calentamiento global de la tierra.

En base a los datos más recientes presentados por el “Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)” se concluye que la contribución relativa sobre el posible aumento del efecto invernadero de las emisiones causadas por la actividad humana son las siguientes: dióxido de carbono (CO₂, 68%), metano (CH₄, 19%), óxido nitroso (NO₂, 7%) y compuestos clorofluorcarbonados (CFC's, 6%).

Dada la menor relación carbono/hidrógeno en la composición del gas natural en comparación con otros combustibles fósiles, su combustión produce considerablemente menos CO₂ por unidad de energía producida.

En base a esto, la combustión de gas natural produce como mínimo un 25 – 30% menos CO₂ que la del petróleo y al menos un 40 – 50% menos que la del carbón por unidad de energía producida, dependiendo del proceso que se utiliza y la calidad del combustible.

Cuando se tienen en cuenta el alto rendimiento en la combustión y las tecnologías de utilización de calor desarrolladas para el gas natural, las emisiones de CO₂ por unidad de energía útil producidas por combustión de gas natural comparadas con las del carbón o petróleo se reducen todavía más.

Emisiones de NO_x: 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 alcanzándose proporciones de 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”.

La naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire. La combustión del gas natural ofrece tecnología de quemadores de bajo NO_x que pueden reducir significativamente las emisiones de estos gases en comparación con la combustión de fuel oil y carbón.

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.

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, salvo raras excepciones, tiene un contenido de azufre inferior a las 10 ppm (partes por millón) en forma de odorizante.

Las emisiones de la principal fuente de lluvia ácida pueden reducirse convirtiendo las instalaciones a fuel y carbón de bajo contenido de azufre e instalando procesos de desulfuración, pero pueden ser prácticamente eliminadas convirtiendo a gas natural.

Emisiones de CH₄: El gas natural está compuesto principalmente por metano (normalmente entre el 80 – 90% en volumen dependiendo de la procedencia).

El metano es un gas de invernadero más potente que el CO₂ molécula a molécula, pero por otro lado, las moléculas de metano tienen periodos de vida mucho más cortos que el tiempo de residencia en la atmósfera de CO₂.

Hay más incertidumbre a nivel cuantitativo acerca de las emisiones de metano y sus causas que en el caso del dióxido de carbono. De acuerdo con el IPCC, las dos fuentes principales de emisiones causadas por la actividad humana son la ganadería y los arrozales, suponiendo entre ambas la mitad de todas las emisiones de metano. Otras fuentes importantes son la minería de carbón, las industrias del

petróleo y del gas, la combustión de biomasa, los vertederos y el tratamiento de residuos urbanos.

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, y además permite en muchos casos el uso de gases de combustión en forma directa o el empleo en motores de combustión interna.

Efectos de algunos contaminantes que se encuentran en los gases de combustión.

Se tiene la tabla_11. detallándose los efectos de algunos contaminantes que se encuentran en los gases de combustión, sobre las personas y el medio ambiente.

Tabla_11. Resumen de los distintos contaminantes sobre la salud de las personas y el ambiente.

Contaminante	Efectos sobre	
	Las personas	El ambiente
MP (Material Particulado)	Disminución de la visibilidad. Aumento de afecciones respiratorias, tos crónica, ronquera. Sistemas respiratorios nocturnos, bronquitis. Acceso de asma bronquial.	Daño directo a la vegetación (dificultad en la fotosíntesis).
SO ₂ (Dioxido de Azufre)	Altamente nocivo en presencia de humedad.	Lluvia ácida.
NO _x (Oxidos de Nitrogeno)	Irritante. Potencialmente cancerígeno.	Lluvia ácida. Efecto invernadero.

6.1.3 Ventajas económicas

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 los beneficios económicos del uso del gas natural como combustible desde dos puntos de vista. Los beneficios derivados de sus propiedades los cuales permiten un manejo más simple que otros combustibles, y los asociados con el menor precio del gas natural frente a otros combustibles tradicionales en el Perú (como Residual 6, diesel, GLP).

6.1.3.1 Por Uso del Gas Natural en razón a sus propiedades

A continuación se desarrolla una evaluación comparativa del uso del gas natural versus Residual 6 para una empresa que recién inicia sus operaciones y que está próxima al ducto de alimentación de gas. Cada una de las variables evaluadas se deriva de las propiedades de los combustibles para su uso como combustibles.

a) Costos de operación (Servicios industriales y aditivos)

Para el consumo del gas natural no se consideran costos por servicios industriales y aditivos, lo que si ocurre cuando se usan combustibles líquidos residuales como el fuel oil.

Para una caldera de 300 BHP tipo pirotubular con consumo de 80,7 GPH de residual 6 y con factor de servicio 0,6 (100 horas de operación por semana), se requiere un almacenamiento para manejo de inventario de 15 días, de una capacidad de 1800 galones. De igual manera se requiere de un tanque para suministro diario del combustible con calentamiento, de una capacidad de 1200 galones.

Equipo de bombeo requerido: 1 bomba de 1 HP y otra de 3 HP, especificadas para fluidos viscosos y temperatura superior a 150 °F (caso residual 6).

Sistema de calentamiento: Para el caso del uso de crudos pesados o combustóleo se requiere un calentador eléctrico y/o a vapor que garantice una temperatura de 80 °C en el quemador.

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

En la tabla 12. se muestra especificaciones de consumo y producción de calderas pirotubulares.

Tabla 12. 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

Costos de calentamiento del residual 6

El calor requerido para llevar para llevar el R-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:

$$Q_{\text{calentamiento}} = W * C * \Delta T$$

C: coeficiente calorífico del residual 6 = 0,53 BTU/lb°K

W: Cantidad másica de Residual 6 por galón = 7,9 lb/galón

ΔT : Diferencia de temperaturas ($^{\circ}K$)

$$Q_{\text{calent}} = 7,9 \text{ lb/gal} * 0,53 \text{ BTU/lb}^{\circ}K * (353 - 313) ^{\circ}K = 167 \text{ BTU/gal}$$

Precio KWH Industrial = US\$ 0,12

$$\text{Costo: } \frac{167 \text{ BTU/gal} * \text{US\$ } 0,12/\text{KWH}}{3413 \text{ BTU/KWH}} = \text{US\$ } 0,0059/\text{gal}$$

Para la caldera de 300 BHP y factor de servicio de 0,6 tenemos:

$$\text{Costo calentamiento} = 80,7 \text{ gal/hr} * 432 \text{ hr/mes} * \text{US\$ } 0,0059/\text{gal}$$

$$\text{Costo calentamiento} = \text{US\$ } 205/\text{mes}$$

Costos de calentamiento para facilitar la atomización del combustible

Por calentamiento del combustible:

$$Q = W * C * \Delta T$$

Rango de calentamiento: $80^{\circ}C$ a $100^{\circ}C$

$$Q = 7,9 \text{ lb/gal} * 0,53 \text{ BTU/lb}^{\circ}K * (373 - 353) ^{\circ}K = 83,7 \text{ BTU/gal}$$

$$\text{Costo/gal} = \frac{83,7 \text{ BTU/gal} * \text{US\$ } 0,12/\text{KWH}}{3413 \text{ BTU/KWH}} = \text{US\$ } 0,003/\text{gal}$$

$$\text{Costo} = 80,7 \text{ gal/hr} * 432 \text{ hr/mes} * \text{US\$ } 0,003/\text{gal}$$

$$\text{Costo} = \text{US\$ } 105/\text{mes}$$

Costo de energía de atomización

Según la tabla_12. el consumo de potencia para la atomización del residual 6 en una caldera de 300 BHP es de 3 HP

$$\text{Costo Atomización} = 3 \text{ HP} * 0,746 \text{ KW/HP} * \text{US\$ } 0,12/\text{KWH} * 432 \text{ hr/mes}$$

Costo Atomización = US\$ 117/mes

Costo por bombeo del combustible líquido:

Según la tabla _12. el consumo de potencia de bombeo para una caldera de 300 BHP que usa residual 6 es de 1 HP

Costo Bombeo = 1 HP* 0,746 KW/HP* US\$ 0,12/KWH

Costo Bombeo = US\$ 0,09/ hr

Costo Bombeo = US\$ 0,09/hr* 432 hr/mes

Costo Bombeo = US\$ 39/mes

Costo de Aditivos

Los crudos pesados y el fuel oil en oportunidades requieren aditivos mejoradores de combustión y homogenizadores para evitar su estratificación por temperatura y tiempo de almacenamiento, con ello se garantiza una combustión correcta.

Dosificación de aditivo: 1 galón de aditivo por 4000 galones de R-6

Consumo de combustible: 80,7 gal/hr

Consumo de aditivo = 80,7 gal/hr*432 hr/mes* 1gal aditivo/4000 gal

Consumo de aditivo = 8,72 gal/mes

Costo promedio del galón de aditivo = US\$ 55,0

Costo aditivo por mes = 8,72 gal/mes* US\$ 55,0/gal

Costo de aditivo por mes = US\$ 479,6/mes

Total Costo por operación del fuel oil por mes: US\$ 946/mes

b) 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_ 13.

Tabla 13. Mantenimiento preventivo de una caldera Residual versus Gas natural

Actividades para 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 platos reflectores	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de fotocelda IR/UV	Quincenal	Semestral
Verificación del programador de llama	Quincenal	Semestral
Verificación del transformador de encendido	Quincenal	Semestral
Verificación de la presión del combustible	Diario	Diario
Limpieza de chimeneas y ductos de gases	Semestral	Annual

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.

Costo de mano de obra

Para el análisis se tomará en cuenta el costo adicional en que se incurre al utilizar R-6 como combustible, bajo la afirmación de que estos costos 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 5 días de inspección y mantenimiento, con una asignación de 2 mecánicos y un obrero laborando 9 horas/día.

Costo de mano de obra incluyendo factor laboral (1,8) = US\$ 90/día

Días requeridos para el mantenimiento: 10 días/año = 0,83 días/mes

Costo mantenimiento programado: US\$ 75/mes

C) Costo por manejo de inventarios 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 vienen determinados 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 el punto de compra a entrega distante más de 300 km y con alta posibilidad de contingencias.

Volumen del inventario: $80,7 \text{ gph} * 24\text{h/día} * 0,6 * 8\text{días} = 9300 \text{ gal}$

Costo del inventario: $9300\text{gal} * \text{US\$ } 1,10/\text{gal} = \text{US\$ } 10230$

Interés por manejo de inventario: $\text{US\$ } 10230 * 1,0\% \text{ (mensual)}$
 $= \text{US\$ } 102,30/\text{mes}$

d) 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: US\$ 113/mes para el caso de cuatro monitoreos por año. Aquí solo se consideran costos de monitoreo ambiental mas no los tratamientos a dichas emisiones atmosféricas.

En resumen veamos la tabla_14. 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 14. Cuadro comparativo Residual vs Gas Natural

Costos (US\$/mes)	Residual 6	Gas Natural
Calentamiento del combustible	205	No requiere
Calentamiento para la atomización del combustible	105	No requiere
Energía de atomización del combustible	117	No requiere
Bombeo del combustible	39	No requiere
Aditivos	480	No requiere
Costo por operación	946	No requiere
Costo de mantenimiento (mano de obra)	75	37,5
Costo manejo de inventarios del combustible	102,3	No requiere
Costo por monitoreo ambiental	113	No requiere
Costo total mensual (US\$)	1236,3	37,5

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 obtendría un ahorro, para este caso, de US\$ 1198,8 mensuales.

La disponibilidad del gas natural representa para los calderos pirotubulares la oportunidad de una conversión que constituya un proyecto de alta rentabilidad si se concibe, plantea, ejecuta en la forma técnicamente correcta.

El Gas Natural simplifica la operación de calderos pirotubulares debiendo quitar equipos en vez de ponerlos y disminuir costos operativos en lugar de incrementarlos.

6.1.3.2 Por Uso del Gas Natural en razón a su precio

Se presenta la Tabla_15 con los precios de los combustibles.

Tabla 15. Precios de los combustibles en el Perú

(Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos)

Combustible	Poder Calorífico (BTU/gal)	* Precio (US\$/gal)	Precio equivalente (US\$/MM BTU)
Diesel	140 000	2,85	21,73
Kerosene	127 060	2,78	21,94
GLP	97 083	2,10	21,63
Residual 6	151 000	1,10	7,68
R – 500	151700	1,08	7,53
Gas Natural **	1000 BTU/pie ³	---	3,85

* Precio Explanta Petroperu (vigente al 31-10-04)

** Precio estimado por OSINERG (precio del gas + servicio de transporte y distribución)

Para el mismo caso que se viene evaluando tenemos:

Consumo de Residual por mes: 34862 gal/mes

Factor de servicio de la caldera: 0,6

Precio del Residual 6: US\$ 1,10/gal

Facturación mensual de Residual 6: US\$ 38348/mes

Precio del Gas Natural: US\$ 3,85 / MMBTU

Consumo energético de la caldera por mes:

$$= 34862 \text{ gal/mes} * 151000 \text{ BTU/gal R-6} = 5264,2 \text{ MMBTU/mes}$$

Poder calorífico del Gas Natural: 1000 BTU/pie³

Consumo equivalente del G.N. en la caldera: 5264,2 MMBTU/mes

Facturación mensual del Gas Natural: US\$ 20267/mes**Beneficio económico del uso del Gas Natural:**

$$\text{US\$ } 38348/\text{mes} - \text{US\$ } 20267/\text{mes} = \text{US\$ } 18081/\text{mes}$$

Ahorro en la facturación mensual por uso de Gas Natural: US\$ 18081/mes

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La explotación del gas natural de Camisea y su comercialización a través de toda la red de distribución hacia las diferentes industrias instaladas dentro del área de abastecimiento traerán un desarrollo potencial en todas estas industrias al tener un combustible más barato y más limpio.

Podemos precisar las siguientes conclusiones que permitirán difundir el uso del gas Natural como combustible en los calderos pirotubulares.

- Los quemadores a gas natural son simples y seguros, fáciles de realizar su mantenimiento.
- La combustión del gas es limpia, con lo cual no hay humo ni cenizas que contaminen el medio ambiente, igualmente al no tener estos contaminantes permite una mejor transferencia de calor el tiempo.
- El mantenimiento del caldero es mínimo al no tener que limpiar interiormente la caldera por la formación de cenizas (hollín).
- No es necesario contar con tanques de almacenamiento, disminuyendo el costo de operatividad y de inversión (menor flujo efectivo) que cuando se almacena el petróleo en los tanques, adicionalmente se paga sólo lo que se consume en gas natural.
- Se puede controlar el consumo de gas por medio de un medidor de volumen, controlándose mejor lo que consume cada caldera.
- Los industriales deberán tomar conciencia sobre la necesidad de atender el problema de la creciente “contaminación ambiental” y del impacto sobre el cambio climático que tiene la utilización de combustibles alternativos adecuados.
- Siendo el gas natural el combustible fósil más limpio existente y el que produce la menor contaminación por no contener prácticamente azufre y su contribución en la combustión es mínima para la formación de lluvia ácida, del efecto invernadero por la formación de anhídrido carbónico, lo

que si producen en grandes cantidades la combustión del petróleo industrial.

- Las industrias que cuentan con calderos pirotubulares dentro de su proceso productivo y que puedan abastecerse del gas natural tendrán mayores ventajas económicas – medioambientales, que aquellas que no tienen acceso al Gas natural, depende de los industriales que se instalen los quemadores y conviertan sus calderos para el uso de este combustible ecológico ya que contarán con mayores ventajas económicas.

VIII. BIBLIOGRAFIA.

- (1) Ing. Percy Castillo Neira
Ahorro de energía en la operación de calderos industriales
Año 2000

- (2) Ing. Percy Castillo Neira
Combustión Industrial de Gas Natural
Junio 2001

- (3) Ing. Percy Castillo Neira
Adaptación de calderos al empleo del Gas Natural.
Expuesto en el Seminario de “Operación y Control de Calderos
Industriales” en TECSUP 23 – 24 noviembre del 2000

- (4) CENERGÍA
Evaluación ambiental y energética de 40 calderas en 5
departamentos.
Año 2001

- (5) Ing. José Sobrino Zimmerman, - Ing. Rubén Darío Torres
Experiencias en la conversión de calderas de petróleo a Gas
Natural.
San Miguel Industrial – Junio 2006

- (6) ITINTEC
Manual de eficiencia energética de calderas industriales
Octubre 1991

IX. APÉNDICE

Apéndice A: Cálculo de la eficiencia de un caldero:

Datos técnicos de la caldera

Tipo	: Pirotubular
Potencia (BHP)	: 500
Producción Nominal (kg/h)	: 7841
Presión máxima (psi)	: 150
Combustible	: Residual 6
Diámetro de la caldera (m)	: 3,0
Área externa de la caldera (m ²)	: 79

Datos de operación

Presión de trabajo (psi)	: 100
Combustible R-6 (GPH)	: 99,7
Factor de carga	: 0,55
Temperatura de alimentación (°C)	: 45
Temperatura del aire (°C)	: 27
% CO ₂ en la chimenea	: 7,5
% O ₂ en exceso	: 12
% CO en la chimenea	: 0,0450
Flujo de agua (kg/h)	: 4313
Purgas	: 0

Medidas Experimentales

Presión del combustible (kg/cm ²)	: 1,7
Temperatura de atomización (°C)	: 100
Pérdida en los gases (%)	: 18,2

Índice de Bacharach (IB)	: 4
Temperatura de los gases (°C)	: 200
% N ₂ en los gases	: 76,8
Temperatura de la superficie (°C)	: 80
Velocidad del viento (m/s)	: 3,3

Datos del combustible

Residual 6

Poder Calorífico Superior. PCS (kcal/kg)	: 10331
Poder Calorífico Inferior. PCI (kcal/kg)	: 9756
Densidad (kg/L)	: 0,92
Composición:	
C (% en peso)	: 86%

Caso I: Evaluación de la eficiencia por el método directo:

Presión manométrica = 100 psi (Presión de trabajo)

Presión absoluta = 100 + 14,7 = 114,7 psia \approx 115 psia

A partir de las tablas de vapor:

$$P = 115 \text{ psia} \quad h_g = 662 \text{ kcal/kg} \quad h_f = 45 \text{ kcal/kg}$$

Flujo de combustible = $99,7 \times 3,78 \times 0,92 = 347 \text{ kg/h}$

$$\eta_T = \frac{4313 \times (662 - 45)}{347 \times 9756} \times 100\% = 79\%$$

Caso II: Evaluación de la eficiencia por el método indirecto:

$$\eta_T = 100\% - \%P_g - \%P_i - \%P_{rc} - \%P_p$$

*** Porcentaje de pérdidas por purgas**

$$\%P_p = 0\%$$

*** Porcentaje de pérdidas por los gases**

(Medida en el analizador de gases)

$$\%P_g = 18,2\%$$

*** % Pérdidas por inquemados de CO**

$$\%I_{CO} = \frac{56,5 \times \%C_{comb.} \times \%CO_{chim}}{\%CO_{2chim} + \%CO_{chim}} \times 100\%$$

 $\%C_{comb.}$: Composición del carbono (C) en el combustible (% en peso) $\%CO_{chim.}$: Porcentaje en volumen de CO en la chimenea $\%CO_{2chim.}$: Porcentaje en volumen de CO₂ en la chimenea

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible

$$\%I_{CO} = \frac{56,5 \times 86 \times 0,045}{7,5 + 0,045} \times 100\% = 0,3\%$$

*** % Pérdidas por inquemados de H₂**

$$\%I_{H_2} = 0,87 \times I_{CO} = 0,26\%$$

*** % Pérdidas por inquemados sólidos**

$$\%I_{\text{sólidos}} = \frac{0,005 \times IB \times PCS}{PCI} \times 100\%$$

IB: Índice de Bacharach

PCS: Poder Calorífico Superior del combustible

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible

$$\%I_{\text{sólidos}} = \frac{0,005 \times 4 \times 10331}{9756} \times 100\% = 2,12\%$$

*** % Pérdidas por convección**

$$\%P_C = \frac{3,33 \times \left(\frac{1}{\phi}\right)^{0,2} \left(\frac{1}{T_{\text{prom.}}}\right)^{0,18} (T_{\text{sup.}})^{1,26} [1 + (0,8 \times V)]^{0,5} \times A}{F \times PCI} \times 100\%$$

ϕ : Diámetro de la caldera (m)

$T_{\text{sup.}}$: Temperatura de la superficie de la caldera (K)

$T_{\text{prom.}}$: Temperatura promedio entre la superficie de la caldera y el aire (K).

V: Velocidad del viento (m/s)

A: Área externa de la caldera (m²)

F: Flujo de combustible (kg/h)

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible (kcal/kg)

$$\%P_C = \frac{3,33 \times \left(\frac{1}{3}\right)^{0,2} \left(\frac{1}{326,5}\right)^{0,18} (53)^{1,26} [1 + (0,8 \times 3.3)]^{0,5} \times 79}{347 \times 9756} \times 100\% = 0,63\%$$

*** % Pérdidas por radiación**

$$\%P_r = \frac{4,88 \times 10^{-8} \times e \times (T_{\text{sup.}}^4 - T_{\text{aire}}^4) \times A}{F \times \text{PCI}} \times 100\%$$

e: emisividad del metal

T_{sup.}: Temperatura de la superficie de la caldera (K)

T_{aire}: Temperatura del aire (K)

A: Área externa de la caldera (m²)

F: Flujo de combustible (kg/h)

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible (kcal/kg)

$$\%P_r = \frac{4,88 \times 10^{-8} \times 0,99 (353^4 - 300^4) \times 79}{347 \times 9756} \times 100\% = \mathbf{0,85\%}$$

RESUMEN

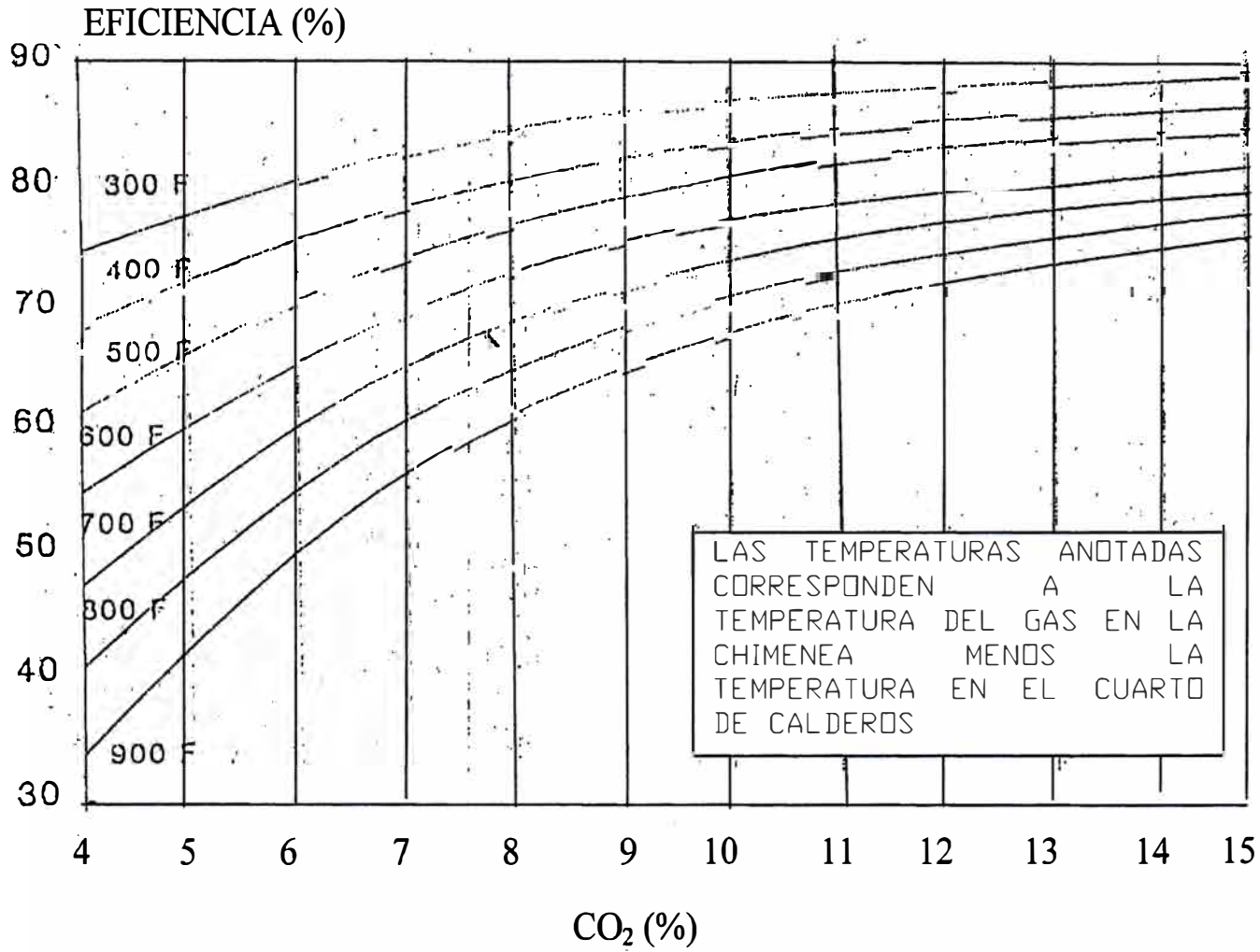
Eficiencia Directa	79%
Eficiencia Indirecta	
Pérdidas por purgas	0%
Pérdidas por los gases	18,2%
Pérdidas por CO	0,3%
Pérdidas por H ₂	0,26%
Pérdidas por inquemados sólidos	2,12%
Pérdidas por radiación	0,85%
Pérdidas por convección	0,63%
Total en pérdidas	22,00%
Eficiencia indirecta = 100 – % Pérdidas =	78,00%

Apéndice B:**Cálculo gráfico de la eficiencia de un caldero.**

Utilizando el nomograma de la figura_12, se puede determinar en forma práctica la eficiencia en un caldero, en la siguiente forma:

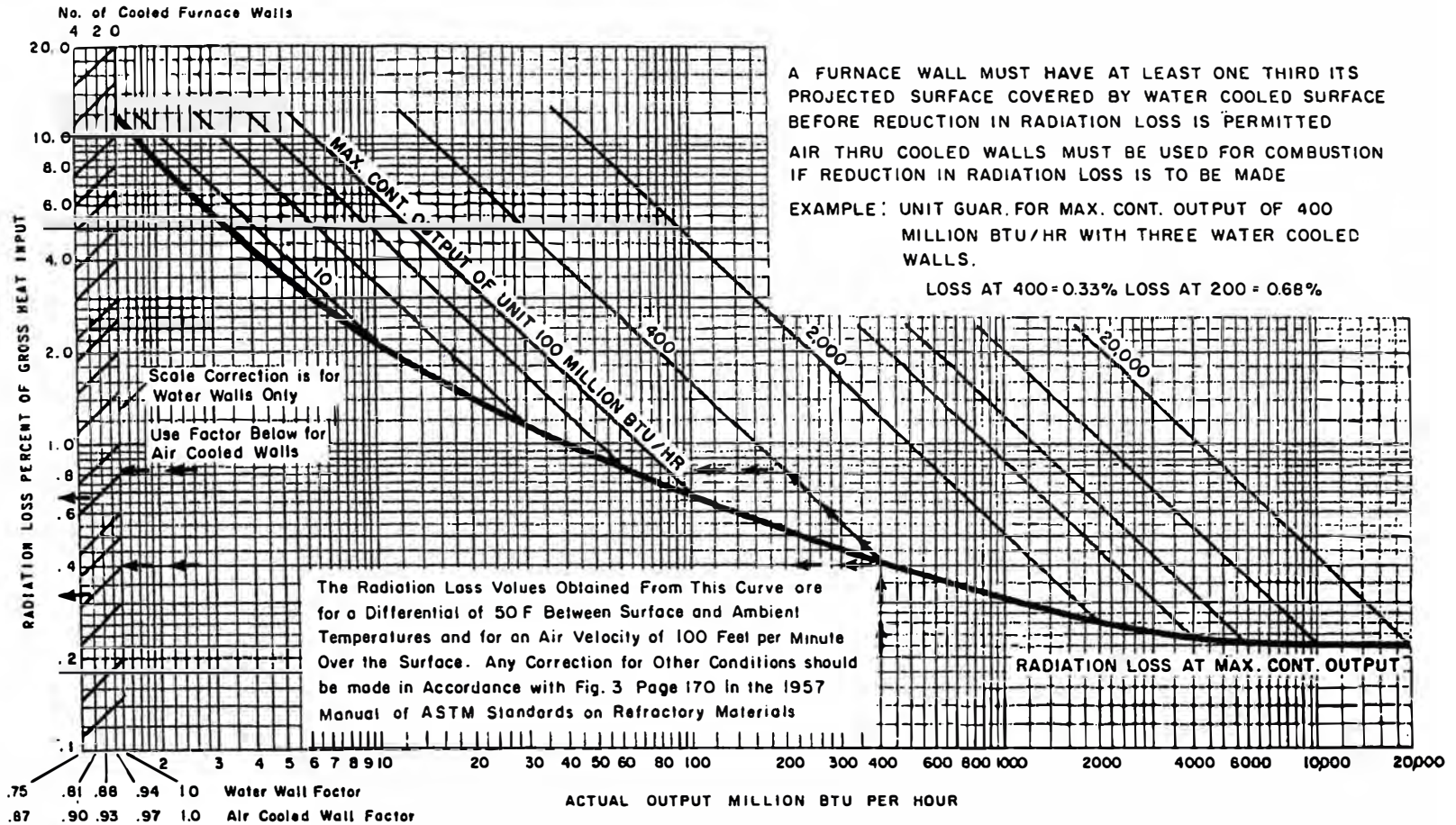
- a) Ubicar el valor registrado de CO₂ en el análisis de los gases de chimenea en la escala horizontal.
- b) Trazar una vertical (paralela a las ordenadas) hasta su intersección con la curva de la temperatura correspondiente al valor registrado en planta.
- c) Desde la intersección trazar una horizontal (paralela a las abscisas) hasta la escala de eficiencia en el eje de las ordenadas.
- d) Leer el valor correspondiente a la eficiencia de combustión en el caldero.

Figura_12. Nomograma para el cálculo de la eficiencia de un caldero.



Apéndice C:

Nomograma para el cálculo de las pérdidas por radiación en un caldero



ABMA STANDARD RADIATION LOSS CHART