

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA SUSTITUCIÓN DE  
PETRÓLEO RESIDUAL 5, 6 Y 500 POR GAS NATURAL LICUADO  
EN PLANTAS INDUSTRIALES”**

**TESIS:**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**JAVIER LÍNDOLF ALVARADO VILLANUEVA**

**PROMOCIÓN 2008 - 2**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

A la memoria de mi Querido Padre

**Fermín Alvarado Julca**

He Cumplido con lo que mas

Anhelaba en Vida, Ser Profesional.

A mi Querida Madre

**Magna Villanueva Tibúrcio**

Por su inquebrantable Ayuda y Confianza,

Que hace Realidad esta Culminación Exitosa

A mis Hermanos

En muy especial a mi Hermana **Florisa**, y todos:

**Atilio, Arnaldo, Maria, Floresmina y Clorinda.**

Por su Gran Apoyo, Comprensión y Consejos.

***Javier Lindolf Alvarado Villanueva***

## **AGRADECIMIENTO**

Un Reconocimiento y gratitud por su gran ayuda  
al **Ingeniero Pedro Carreño Mendiola**  
asesor de mi tesis.

Asimismo al **Ingeniero Amador Paulino Romero**  
por su gran aporte de sus conocimientos en esta  
Investigación.

A los profesores, ingenieros y amigos que  
hicieron esto posible.

A mi alma Mater, la facultad de Ingeniería de Petróleo,  
Gas Natural y Petroquímica de la Universidad  
Nacional de Ingeniería.

## ÍNDICE

	Pág.
I. OBJETIVOS	1
II. ANTECEDENTES	1
CAPITULO 1: COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LÍQUIDOS	4
1.1 Caracterización y Clasificación de los combustibles Industriales líquidos.	4
1.1.1 Propiedades Físico – Químicos para la Caracterización de Combustibles Residuales Líquidos	5
1.1.1.1 Gravedad API	5
1.1.1.2 Punto de Inflamación	5
1.1.1.3 Punto de ignición o encendido	5
1.1.1.4 Viscosidad	6
1.1.1.5 Punto de escurrimiento	6
1.1.1.6 Contenido de Cenizas	7
1.1.1.7 Contenidos de agua y sedimentos	7
1.1.1.8 Contenido de azufre	8
1.1.1.9 Residuo de Carbón Conradson	8
1.1.1.10 Poder Calorífico	8
1.1.2 Composición Química de los Combustibles Industriales	9
1.1.3 Clasificación según Uso Nacional de Combustibles Industriales Líquidos	12
1.1.3.1 Residual 5	12
1.1.3.2 Residual 6	13
1.1.3.3 Residual 500	14
1.2 Análisis de mercado de los combustibles Industriales	16
1.2.1 Situación del Mercado y de Calidad de los Combustibles Industriales	17

1.3	tendencias de Refinación y de Calidad de los combustibles Industriales.	19
1.4	Operaciones, Usos y Procesos de Combustión de los Combustibles Industriales Líquidos.	21
1.4.1	Transporte.	21
1.4.2	Almacenamiento y Cuidados	22
1.4.3	operaciones de Bombeo y Cuidados	23
1.4.4	Pre calentamiento Para Atomización y Quemadores de Combustibles Residuales.	24
1.4.5	Quemadores de Combustibles Industriales	24
1.4.5.1	Quemadores de combustibles con unidades de Atomización a vapor	26
1.4.5.2	Quemadores de aceite de alta presión	27
1.4.5.3	Quemadores de aceite de baja presión	27
1.4.5.4	Quemadores por atomización mecánica	27
1.4.5.5	Quemadores de copa giratoria	28
1.4.6	Análisis de los productos de combustión	28
1.4.7	Eficiencia Térmica de la Combustión en Calderos que Usan Combustibles Líquidos.	30
CAPITULO 2: GAS NATURAL LICUADO		34
2.1	Perspectivas Para las Reservas y Mercado de Gas Natural	35
2.2	Caracterización y Clasificación Del Gas Natural Licuado	38
2.2.1	Propiedades Químicas	39
2.2.1.1	Composición	39
2.2.1.2	Reacciones de Combustión del Gas Natural Licuado	40
2.2.1.3	Explosividad del Gas Natural Licuado	41

2.2.2	Características Físico-Químicas del Gas Natural Licuado	42
2.2.2.1	Análisis Físico-Químicas del Gas Natural Licuado	43
2.2.2.2	La Densidad	44
2.2.2.3	Índice de Inflamabilidad	45
2.2.2.4	La Temperatura de auto Ignición	48
2.2.2.5	Factor de Compresibilidad (Z)	50
2.2.2.6	Índice de Wobbe (W)	50
2.2.2.7	Poder Calorífico (H)	50
2.2.2.8	Viscosidad	51
2.2.3	Clasificación del Gas Natural	51
2.2.3.1	Gas natural Húmedo	52
2.2.3.2	Gas Natural Seco	52
2.2.4	Características del Gas Seco	53
2.2.5	Consideraciones a tener presente para establecer las especificaciones del Gas Natural Seco	54
2.2.6	Especificaciones de calidad para el gas combustible según normatividad peruana	56
2.3	Procesos de Combustión del Gas Natural Licuado	57
2.3.1	Suministros y facturación	57
2.3.2	Productos de Combustión del Gas Natural	58
2.3.3	Características de quemadores de gases combustibles	59
2.3.4	Quemadores de Gas Natural	60
2.3.4.1	Requerimientos Generales para la elección de quemadores de gas	61
2.3.4.2	Mantenimiento de quemadores de gas	62
2.3.4.3	Controles y seguridad de quemadores de gas	63
2.3.4.4	Clasificación de Quemadores de gas	64
a.	Quemadores de premezcla	64

b. Quemadores de mezcla en boca salida con aire $\downarrow$ P resión	65
c. Quemadores de mezcla en la boca de salida y aire a presión	66
d. Quemadores especiales	66
2.3.5 Definiciones en la industria del gas	67
2.4 Ventajas del uso del Gas Natural como combustible	68
2.4.1 Ventajas Técnicas y Económicas	68
2.4.2 Ventajas Medio Ambientales	69
2.4.2.1 Calidad de medio ambiental terrestre y acuático	69
2.4.2.2 Calidad del aire ambiental	70
CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PROYECTO	76
3.1 Eficiencia de la Combustión	76
3.1.1 Eficiencia Combustible –Vapor	76
3.1.1.1 Método de Entrada – Salida	77
3.1.1.2 Método de Pérdida de Calor	77
3.1.2 Análisis de Gases de Combustión	78
3.2 Mantenimiento del Sistema de Combustión	81
3.3 Inversión Económica para el cambio de Combustible	84
3.4 Ahorro Generado por diferencia de Precios de Combustibles	87
3.5 Ahorro Generado por el Cambio de combustible en relación a las propiedades del Gas	89
3.5.1 Costos de Operación por servicios Industriales y aditivos	89
3.5.1.1 Cálculo de costos de calentamiento del Residual 6	91
3.5.1.2 Cálculo de costos de calentamiento para facilitar la Atomización del Combustible R6	
3.5.1.3 Calculo del costo de energía de Atomización	92
3.5.1.4 Calculo del Costo por Bombeo del Combustible Liquido	92

3.5.1.5 Costo de Aditivos	92
3.5.2 Costos de Mantenimiento	93
3.5.2.1 Costo de mano de Obra por mantenimiento	93
3.5.2.2 Costo por Manejo de Inventario de Combustibles Líquidos	94
3.5.2.3 Costo por Monitoreo Ambiental	95
<b>CAPITULO 4: PROBABILIDAD DEL USO DEL GAS NATURAL LICUADO COMO COMBUSTIBLES AUTOMOTORES (GASOLINA Y DIESEL N° 2)</b>	97
4.1 Evaluación Económica para los combustibles líquidos como el Diesel N° 2 Para el Sustituto por el Gas Natural Licuado	102
<b>CAPITULO 5: ASPECTO AMBIENTAL Y EMISIONES ATMOSFERICAS, EFECTOS Y LÍMITES PERMISIBLES</b>	104
5.1 Monóxido de Carbono	104
5.2 Óxidos de azufre (SO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> y SO <sub>3</sub> )	105
5.3 Óxidos de Nitrógeno	106
5.4 Sulfuro de Hidrogeno	107
5.5 Hidrocarburos	108
5.6 Ozono	108
5.7 Efecto Invernadero	109
<b>CONCLUSIONES</b>	111
<b>LISTA DE TABLAS</b>	114
<b>LISTA DE ANEXOS</b>	115
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	116
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	131

## **I. OBJETIVOS**

El presente estudio, permitirá dar algunas pautas respecto a los beneficios económicos y medioambientales del gas natural y la introducción del combustible Gas Natural Licuado como sustituto de los combustibles Industriales Líquidos en calderos industriales.

Se determinarán los beneficios, ventajas, desventajas técnicas y económicas de tal manera que en el presente trabajo se encuentre la información necesaria para la toma de decisiones de las empresas que en la actualidad usan los combustibles Industriales Líquidos y se pueda decidir su consumo en reemplazo del combustible Líquido tradicional por gas natural.

## **II. ANTECEDENTES**

Las primeras experiencias para convertir el metano al estado líquido fueron hechas por el físico inglés Michael Faraday en el siglo XIX y el primer compresor con capacidad para licuar gas fue construido en Munich en 1873 por el ingeniero alemán Karl Von Linde. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland Ohio, EE.UU. en 1941, contando con tanques para almacenar GNL a presión atmosférica. El primer buque metanero, el Methane Pioneer, fue convertido en Enero de 1959 a partir del casco de un carguero Liberty de la 2<sup>a</sup>. Guerra e hizo una serie de viajes transportando GNL desde la terminal de Lake Charles, Louisiana hasta la de Canvey Island en el Reino Unido. En ese momento, el descubrimiento de los yacimientos gasíferos de Hassi R'Mel en Argelia, a mitad de distancia, convirtió a este último país en el proveedor natural de Europa, desplazando por algunos años a proveedores situados a mayor distancia.

A partir de entonces, la historia muestra un continuo crecimiento del intercambio de GNL en el mundo. Primero Japón, para reducir su dependencia del petróleo, encara la gasificación del país sobre la base casi exclusiva de las importaciones de GNL. Otros países asiáticos, como Corea, siguen sus pasos para ir conformando el gran mercado del Pacífico.

Los compromisos ambientales que surgen como consecuencia de la ratificación del protocolo de Kyoto y sobre todo la aparición de la tecnología de ciclo combinado térmico para generación eléctrica y Mayor rendimiento de combustión para los equipos a eficiencia en combustión de calderos del 95% con gas natural en comparación con un 70% con combustibles residuales, unida a la congelación del desarrollo nuclear mundial a raíz del accidente de Chernobyl, dieron un impulso decisivo al crecimiento del GNL como alternativa energética.

En el Perú a principios de los años 1980s, Cuando la compañía de Petróleo Shell descubre las reservas de gas y condensados de Camisea, uno de los más grandes yacimientos de gas y líquidos de América Latina, en la actualidad constituido por unos  $14 \times 10^{12}$  pies cúbicos de gas natural.

The Maple Gas Corporation obtuvo en Marzo de 1993 el derecho por 40 años para la explotación exclusiva de los yacimientos de gas de Aguaytía con reservas aprovechables actuales del orden de 440 mil millones de pies cúbicos de gas natural. Es así que a partir del segundo semestre de 1998 ha comenzado a producir gas licuado de petróleo, gas natural, gasolinas naturales y distribuye energía a partir del gas natural mediante conexión de su central térmica con el sistema norte. Esta empresa produce en la actualidad alrededor de 56 millones de pies cúbicos por día de Gas natural.

Mediante Resolución Directoral 061-2004-MEM/AAE del 21 de junio de 2004, PERU LNG obtuvo la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la construcción y operación del Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado en Pampa Melchorita. En la cual procesará 620MMPCD y la Empresa Irradia procesará 14MMPCD.

Se han realizado diversos estudios de mercado para el combustible Gas Natural Seco (Gas Residual constituido básicamente por metano) llegándose a la conclusión que existe un mercado potencial interno de interés, en la cual el mercado industrial representa el 56% mientras que el mercado eléctrico el 36% y el residencial el 8%.

## **CAPITULO 1: LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LÍQUIDOS**

Los combustibles industriales son una mezcla de muchos hidrocarburos y que usualmente contienen impurezas tales como azufre, compuestos nitrogenados, vanadio y otros metales pesados, son obtenidos casi en su totalidad, como parte de modernas técnicas de refinación del petróleo crudo.

Los productos residuales (hidrocarburos de cadena larga) de las torres de destilación atmosférica son usualmente combustibles industriales de buena calidad a los cuales se les denomina combustibles residuales.

Estos combustibles proceden también de las unidades de craqueo y destilación al vacío las cuales producen un residuo de cadena corta de naturaleza viscosa y que tiende a contener mas azufre y cenizas, por lo que se requieren de diluyentes para obtener una viscosidad aceptable, este diluyente debe ser de la misma naturaleza pues de otro modo se generarían problemas de estabilidad del combustible.

### **1.1 Caracterización y Clasificación de los Combustibles Industriales Líquidos**

Debido a las notables diferencias en cuanto a calidad y rendimiento que poseen los combustibles industriales, se han establecido normas y limitaciones en función de sus propiedades, las cuales sirven para clasificarlos y comercializarlos.

Es así que, en nuestro país tenemos los siguientes combustibles residuales líquidos; Petróleo Industrial 5, Petróleo Industrial 6 y Petróleo Industrial 500 que son usados en hornos y calderos debido a su precio competitivo con el carbón y otros combustibles de bajo costo.

## **1.1.1 Propiedades Físico - Químicas para la caracterización de combustibles Residuales Líquidos**

### **1.1.1.1 GRAVEDAD API**

Además de servir como referencia, sus principales aplicaciones son para la conversión de volumen a peso, la reducción del volumen a 60 °F para operaciones de compra y venta y en la estimación de ciertas propiedades como el poder calorífico.

### **1.1.1.2 PUNTO DE INFLAMACION**

Bajo condiciones de análisis de laboratorio, es la temperatura a la cual debe calentarse el combustible para que desprenda suficientes vapores y forme una mezcla inflamable con el aire. Se le utiliza para determinar si el combustible requerirá precalentamiento, y como indicativo de la temperatura de almacenamiento adecuada para minimizar el riesgo de incendio.

### **1.1.1.3 PUNTO DE IGNICION O ENCENDIDO**

Es la temperatura a la cual se queman continuamente los vapores de un combustible en un recipiente abierto después de exponerlos a la llama. Este valor por sí solo proporciona una referencia precisa del comportamiento del combustible en el quemador.

#### 1.1.1.4 VISCOSIDAD

Es una de las características más importantes de los combustibles residuales. En usos industriales, indica la fluidez del combustible y la facilidad con que pueda ser atomizado en un tipo dado de quemador.

La viscosidad disminuye rápidamente a medida que aumenta la temperatura, aplicando este principio es que se suele precalentar los combustibles residuales para facilitar su manipulación, bombeo y atomización en la boquilla del quemador.

En general el límite de viscosidad para diversas operaciones es el siguiente:

- Para bombeo fácil : menos de 108 cSt
- Para quemadores que atomizan con presión y vapor : de 40 a 45 cSt
- Para quemadores que atomizan con aire a baja presión : de 16 a 18 cSt
- Para quemadores mecánicos tipo copa rotatoria : hasta 85 cSt

#### 1.1.1.5 PUNTO DE FLUIDEZ O ESCURRIMIENTO

Es la temperatura más baja a la cual el combustible comienza a fluir bajo condiciones de ensayo.

Los combustibles tienen puntos de fluidez muy diferentes según el tipo de petróleo crudo y el tipo de procesamiento del que provienen.

El punto de fluidez es importante en las zonas frías para decidir la necesidad de instalación de aislamientos y de venas de calentamiento a las líneas así como de serpentines de calentamiento en los tanques.

#### **1.1.1.6 CONTENIDO DE CENIZAS**

Todos los combustibles residuales líquidos derivados de petróleo y especialmente los residuales contienen materiales formadores de cenizas (materia fusible) que provienen de las sales metálicas existentes originalmente en el crudo y además, pueden deberse a contaminaciones propias del proceso (catalizadores).

Un alto contenido de cenizas en el combustible puede originar incrustaciones, formación de depósitos y corrosión en los hornos y calderos, con el incremento del desgaste y ataque a los ladrillos refractarios en los hornos de alta temperatura, siendo principalmente la ceniza de vanadio en combinación con sodio, níquel y otros metales los que ocasionan mayores problemas.

#### **1.1.1.7 CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS**

Un alto contenido de agua y de sustancias insolubles en los combustibles puede generar problemas de operación en los quemadores, tales como obstrucción del quemador, combustión errática, llama chisporroteante, erosión en la punta del quemador entre otros; por lo cual, es necesario mantener controlada esta variable.

### **1.1.1.8 CONTENIDO DE AZUFRE**

La importancia para el control del contenido de azufre, está en que al quemarse los combustibles que contienen azufre forman como subproducto el anhídrido sulfúrico ( $\text{SO}_3$ ) y combinado con vapor de agua puede formar al ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) el cual queda en estado de vapor mientras la temperatura de los gases de combustión es superior al "Punto de Rocío" del gas, pero si la temperatura baja de este nivel, el ácido sulfúrico se condensa causando corrosión del metal y del refractario, se sabe que la corrosión se presenta generalmente en la caja de humos y chimeneas.

Además de los valores especificados para caracterizar a los combustibles, el usuario debe especificar el límite que soportan sus instalaciones y procurar obtenerlo con dicha especificación.

### **1.1.1.9 RESIDUO DE CARBÓN CONRADSON**

Este ensayo mide el residuo carbonoso que queda después de la destilación destructiva del combustible bajo condiciones normalizadas de ensayo.

Un alto contenido de carbón es un indicativo de que se puede generar la formación de depósitos de carbón en las boquillas y en las paredes del horno.

### **1.1.1.10 PODER CALORIFICO O CALOR DE COMBUSTION**

El poder calorífico o potencia calórica de los combustibles queda definida como la cantidad de calor liberada por la combustión de una unidad de volumen o peso de un combustible y se expresa comúnmente en Kg. /Kcal, BTU/Lb, BTU/Galón.

Para combustibles industriales líquidos este valor se obtiene quemando una muestra en una bomba calorimétrica con oxígeno bajo condiciones controladas.

Es necesario el conocimiento de este valor cuando se considera la eficiencia térmica del equipo, tanto para producir fuerza como para producir calor; en cálculos de determinación de eficiencia, el valor considerado es el poder calorífico neto o poder calorífico inferior, por lo que a continuación hacemos una diferencia entre este y el poder calorífico bruto o superior.

Mediante el balance térmico de la reacción a 15 °C y los productos gaseosos de su combustión a esta temperatura encontramos la potencia calorífica inferior, mientras que si se condensa el vapor de agua en los humos a 15 °C, se obtiene la potencia calorífica superior. Sobre la base de esta definición, la diferencia entre estos dos valores representa el calor de condensación del agua a 15 °C (588Kcal/kg.). Preferentemente, se considera la temperatura de 15°C Ó 60 °F por ser temperaturas estándares.

### 1.1.2 Composición química de los combustibles industriales líquidos

El combustible líquido consiste fundamentalmente de una mezcla de hidrocarburos que difieren entre si según su estructura molecular, que es la que muestra la estructura química del combustible y según su composición química, que indica el contenido de determinados compuestos tales como:

- **HIDROCARBUROS.-** Entre los principales hidrocarburos presentes en los combustibles industriales tenemos en mayor a las parafinas, cicloparafinas, aromáticos, hidrocarburos polinucleares y en pequeña proporción se encuentran los compuestos oxigenados tales como los ácidos orgánicos.

La estructura molecular indica el contenido de diferentes series homólogas de hidrocarburos existentes en el combustible, y determina las principales propiedades físicas químicas del combustible que influyen en los procesos de evaporación, inflamación y combustión de los mismos.

- **COMPUESTOS NITROGENADOS.-** Se presentan en compuestos de elevado peso molecular y dado que en el crudo se encuentran formando complejos de alto peso molecular unido a los metales, más del 90% de este nitrógeno queda en el residual, la combustión de estos compuestos genera los óxidos de nitrógeno, el NO es un gas incoloro, inodoro, no inflamable y tóxico en tanto que el NO<sub>2</sub> es un gas de color rojizo con un olor fuerte y asfixiante parecido al cloro.

La mayoría de los óxidos de nitrógeno se convierten en ácido nítrico y luego en nitratos, de esta forma se depositan en la tierra y el mar por acción de las llamadas lluvias ácidas.

- **COMPUESTOS SULFURADOS.-** El azufre en los hidrocarburos se encuentra bajo la forma de mercaptanos, disulfuros, tiofenos y azufre. Su combustión aporta poder calorífico al residual, pero a la vez origina productos contaminantes y agresivos tales como el SO<sub>2</sub> que en presencia de exceso de aire y pentóxido de vanadio como catalizador, se oxida a SO<sub>3</sub>, el cual con el agua de la combustión forma ácido sulfúrico. Si la temperatura dentro del sistema disminuye por debajo del punto de rocío (condensación) el ácido se depositara sobre los refractarios y partes metálicas en el interior de los ductos de circulación de los gases, produciendo la corrosión ácida que en la atmósfera genera la lluvia ácida.

- **ASFALTENOS.**- Son compuestos orgánicos de alto peso molecular (1000 a 100000) constituidos por los elementos del combustible de origen poseen alta relación C/H.

Los asfaltenos atrapan la mayoría de la ceniza del combustible (V, Na, y S), se acumulan en el fondo de los tanques y tuberías ocasionando taponamiento de los filtros y durante la combustión el hidrógeno del asfalteno es fácilmente oxidado y, como consecuencia, se forma un coque denso, difícil de combustionar completamente a la vez que origina mayores emisiones de sólidos en la chimenea. Para evitar la formación del asfalteno y controlar sus efectos, la formulación de los combustibles residuales debe realizarse mediante mezclas de combustibles compatibles entre sí y adición de aditivos dispersantes del asfalteno.

- **METALES.**- Entre todos los combustibles, los de mayor contenido de metales son los combustibles residual 500, seguido por el residual 6, siendo los metales en mayor proporción: V, Na, Ca, Si y Ni.

El Na y el Ca generan problemas de incrustaciones y corrosión por alta temperatura mientras que el V es un catalizador que a la vez de activar la combustión, bajo la forma de  $V_2O_5$  promueve la formación del  $SO_3$ .

Para algunos cálculos de eficiencia y balance de materia, se ha adoptado expresar la composición química de los combustibles en función de su contenido másico de Carbono, Hidrógeno y Oxígeno.

### **1.1.3 Clasificación Según Uso Nacional de Combustibles Industriales Líquidos**

Teniendo en consideración el uso y las propiedades descritas en los puntos anteriores los combustibles industriales según Uso nacional: residual P.I #5, residual P.I #6 y residual R-500. Seguidamente, se describirá a cada uno de estos combustibles, para lo cual se usarán tablas de calidad.

#### **1.1.3.1 RESIDUAL P.I # 5**

Este residual resulta de una mezcla de residual 6 y diesel 2 en proporciones de entre 60 - 55 % de residual 6, de tal manera que se cumplan las especificaciones técnicas para este combustible.

Por ser un combustible más pesado, en algunas aplicaciones requiere precalentamiento para bombeo y generalmente es precalentado para su atomización.

Las propiedades de este combustible, se encuentran listadas en la tabla N° 1, en la que podemos observar que, los valores para su viscosidad, es como máximo 81cSt a 50°C, referente al contenido de cenizas en este combustible se tienen valores bajos, con un promedio de 0,05% masa, de los cuales el contenido de vanadio esta en un promedio de 5ppm; estas propiedades, nos garantizan que su uso no generara problemas de corrosión por alta y tampoco generaría corrosión por baja temperatura.

Se diseñó este combustible para utilizarse en hornos industriales en las que no se tenga necesidad de precalentamiento, tampoco será considerado en la evaluación a realizar debido a que en la actualidad se está dejando su uso.

Tabla N° 1

Especificaciones de calidad y calidad promedio

**COMBUSTIBLE RESIDUAL N° 5**

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min	Max	
<b>FLUIDEZ</b>				
Gravedad API @ 15,6 °c	ASTM - D1298 - 90	Reportar		15,0
Viscosidad Cinemática @ 50 °C (cSt)	ASTM - D445 - 94	42	81,0	65
Punto de Fluidez (°C)	ASTM - D97 - 93	Reportar		-7
<b>INFLAMABILIDAD</b>				
Punto de inflamación, P.M.(°C)	ASTM - D93 - 94	55		60
<b>CORROSIVIDAD</b>				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica	Reportar		25 PPM
Azufre Total (%masa)	ASTM - D129 - 91	Reportar		0,60
<b>CONTAMINANTES</b>				
Agua y Sedimentos (%vol)	ASTM - D96 - 94		1,0	0,1
Contenido de Cenizas (%masa)	ASTM - D482 - 91		0,10	0,05
<b>COMBUSTIÓN</b>				
Contenido de Carbón Conradson (% masa)	ASTM - D189 - 91		12,7	12,7
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM - D240 - 92	Reportar		18,9

Fuente: Norma Técnica Peruana

Calidad Típica de productos PETROPERU S.A.

**1.1.3.2 RESIDUAL P.I # 6**

Este combustible es el de mayor uso en el sector industrial tanto por su gran disponibilidad como por tener un precio bajo, es considerado el combustible industrial típico, por ser el residuo de las operaciones de destilación, presenta características muy marcadas asociadas a su alto contenido de hidrocarburos de cadenas largas, aromáticos e impuras, de las cuales depende la eficiencia de su combustión con efectos sobre el mantenimiento de equipos y contaminación atmosférica por emisiones gaseosas.

Este combustible requiere ser precalentado tanto para bombeo como para su atomización, su viscosidad esta en el rango de 92 a 638cSt siendo el valor promedio 610cSt, se especifica que el contenido de agua y sedimentos para este combustible debe ser como máximo 2% volumen para evitar formación de espumas y combustión ineficiente.

El contenido de cenizas presenta en su composición elementos que resultan corrosivos en condiciones térmicas exigentes tales como vanadio, níquel, sodio etc. y su contenido calórico esta en el orden de 18.580 BTU/Lb. En cuanto a problemas de corrosión y contaminación, el contenido de azufre especificado menor a 2% masa garantizaría un control adecuado.

Las propiedades para este combustible, se listan a continuación tabla N° 2.

Tabla N° 2

Especificaciones de calidad y calidad promedio

**COMBUSTIBLE RESIDUAL N° 6**

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min	Max	
<b>FLUIDEZ</b>				
Gravedad API @ 15,6 °C	ASTM - D1298 - 90	Reportar		13,5
Gravedad Especifica @ 15,6 °C	ASTM - D1298 - 90	Reportar		0,9759
Densidad a 15,6° C (Lb/Galón)		Reportar		8,1448
Viscosidad Cinemática @ 50 °C (cSt)	ASTM - D445 - 94	92	638	610
Punto de fluidez (°C)	ASTM - D97 - 93	Reportar		8
<b>INFLAMABILIDAD</b>				
Punto de Inflamación, P.M. (°C)	ASTM - D93 - 94	65,5		83
<b>CORROSIVIDAD</b>				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica	Reportar		80
Azufre Total (%masa)	ASTM - D129 - 91	Reportar		0,85
<b>CONTAMINANTES</b>				
Agua y Sedimentos (%vol)	ASTM - D96 - 94		2,0	0,2
Contenido de Cenizas (%masa)	ASTM - D482 - 91	Reportar		0,1
<b>COMBUSTIÓN</b>				
Contenido de Carbón Conradson (%masa)	ASTM - D189 - 91	Reportar		12,0
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM - D240 - 92	Reportar		18,580
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM - D240 - 92			17,678
Temperatura de Almacenamiento (°C)				50 - 60
Temperatura de Bombeo min. (°C)				45
Temperatura de Atomización (°C):				
Tiro Forzado, Margen (°C)				100 - 110
Tiro Natural, Margen (°C)				110 - 120

Fuente: norma Técnica Peruana

Calidad Típica de productos PETROPERU S.A.

### 1.1.3.3 RESIDUAL R - 500

La mejora en los procesos de refinación para obtener una mejor calidad y cantidad de productos destilados genera residuos pesados y de alta viscosidad con los que se formulan los residuales de alta viscosidad como el

residual 500 el cual requiere mayores temperaturas de precalentamiento para bombeo, atomización y almacenamiento que cualquier otro combustible usado en la industria nacional.

El contenido de agua, sedimentos, azufre y cenizas listados en la tabla N° 3, son un tanto superiores al residual 6.

Las características de este residual a excepción de su viscosidad son muy similares al residual 6 por lo que los procesos de, combustión y post combustión son muy similares entre ambos en consecuencia, un análisis de estos aspectos en cualquiera de ellos resultaría suficiente para generalizarlos.

Tabla N° 3

Especificaciones de calidad y calidad promedio

**PETRÓLEO INDUSTRIAL N° 500**

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min	Max	
<b>FLUIDEZ</b>				
Gravedad API @ 15,6 °C	ASTM - D1298 - 90	Reportar		12,0
Gravedad Especifica @ 15,6 °C	ASTM - D1298 - 90	Reportar		0,9861
Densidad a 15,6° C (Lb/Galón)		Reportar		82.299
Viscosidad Cinemática @ 50 °C (cSt)	ASTM - D445 - 94	848	638	1030
Punto de fluidez (°C)	ASTM - D97 - 93		27	15
<b>INFLAMABILIDAD</b>				
Punto de Inflamación, P.M. (°C)	ASTM - D93 - 94	66		100
<b>CORROSIVIDAD</b>				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica	Reportar		155
Azufre Total (%masa)	ASTM - D129 - 91		3,0	1,5
<b>CONTAMINANTES</b>				
Agua y Sedimentos (%vol)	ASTM - D96 - 94		2,00	0,2
Contenido de Cenizas (%masa)	ASTM - D482 - 91	Reportar		0,1
<b>COMBUSTIÓN</b>				
Contenido de Carbón Conradson (%masa)	ASTM - D189 - 91	Reportar		12,0
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM - D240 - 92	Reportar		18,580
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM - D240 - 92			17,678
Temperatura de Almacenamiento (°C)				60 - 70
Temperatura de Bombeo min. (°C)				50
Temperatura de Atomización (°C):				
Tiro Forzado, Margen (°C)				110 - 120
Tiro Natural, Margen (°C)				120 - 130

Fuente: norma Técnica Peruana

Calidad Típica de productos PETROPERU S.A.

## 1.2 Análisis del mercado de los combustibles residuales

Dado que la fuente para la producción de los aceites combustibles es el petróleo, sus variaciones en cuanto a calidad y precio afectan directamente a los combustibles residuales, por lo que también analizaremos algunos aspectos relacionados con el petróleo crudo.

**Tabla N° 4**  
**RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO**  
(Gbb)

Region	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Middle East	675,64	683,52	685,59	685,64	726,84	729,34	743,41	739,20	748,29	746,00
North America	55,09	55,01	54,25	215,32	216,46	214,77	213,43	212,53	211,56	209,91
Central & South America	89,53	94,55	95,97	98,55	98,85	100,59	103,36	102,80	109,86	122,69
Africa	74,89	74,89	76,68	77,43	87,04	100,78	102,58	114,07	114,84	117,06
Eurasia	57,00	57,00	57,00	77,83	77,83	77,83	77,83	98,89	98,89	98,89
Europe	20,64	19,21	18,69	19,63	19,74	17,61	16,38	15,80	14,27	13,66
Asia & Oceania	43,99	43,96	43,78	38,71	38,26	36,29	35,94	33,37	34,35	34,01
World Total	1.016,77	1.028,13	1.031,95	1.213,11	1.265,03	1.277,23	1.292,94	1.316,66	1.332,04	1.342,21

\*: Reservas mundiales estimadas a Febrero de 2009

Fuente: Energy Information Administration

En Tabla N° 4 , se muestran las reservas de petróleo en el mundo, entre las cuales se encuentra en mayor proporción en el Medio Oriente; sin embargo, se debe enfatizar que las reservas, Tabla N° 5, son aun considerables comparadas con los consumos anuales, esto significa que la situación global referida a reservas de petróleo son considerablemente altas, pues a pesar de una explotación continua de petróleo las reservas se han ido incrementando en los últimos 25 años, gracias a las exploraciones exitosas. Por lo cual el uso de combustibles residuales está asegurado por más de 50 años.

Tabla N° 5

**PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO**  
(MBD)

Region	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
North America	14267	14182	13678	13904	13906	14069	14193	14137	13696	13732	13665
S.& Cent.America	6493	6908	6699	6813	6722	6619	6314	6680	6899	6866	6633
Europe & Eurasia	14235	14199	14480	14950	15450	16289	16973	17579	17542	17600	17835
Middle East	21731	22964	22328	23516	23006	21623	23357	24818	25393	25589	25176
Africa	7768	7644	7583	7804	7897	7994	8402	9268	9846	9995	10318
Asia Pacific	7737	7692	7608	7928	7866	7884	7791	7843	7880	7877	7907
Total World	72231	73589	72376	74915	74847	74478	77030	80325	81256	81659	81534

\*: Reservas mundiales estimadas a Junio de 2008

Fuente: BP Statistical Review of World Energy

### 1.2.1 Situación del mercado de los combustibles industriales líquidos en el país

En Lima metropolitana el consumo de los combustibles es:

**Figura N° 1**

**Consumo Industrial Total en Lima**

	Barriles/día
<b>Residual 6</b>	14.000
<b>Residual 500</b>	20.000

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía, Olade

En la actualidad los combustibles que más se consumen son los que más contaminan el medio ambiente.

Las principales refinerías productoras de combustible son: La Pampilla, Talara, Conchan, Pucallpa e Iquitos; así las productoras de Residual 6 son las Refinerías La Pampilla, Talara, Conchan, Iquitos y Pucallpa. Las dos refinerías que producen residual 500 son: Conchan y La Pampilla. Hasta el año 1993, la refinería de Talara producía residual 5; luego por mejoras en los procesos de refinación dejó de producir este combustible incrementando la producción de residuales mas pesados como el residual 6.

Tabla N° 6

## MBLS

## ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN EL PAÍS

COMBUSTIBLE	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Petróleo Residual N° 5	0,0	0,0	1,8	11,0	22,7	23,2	22,9	43,3	23,9	11,6
Petróleo Residual N° 6	4490,0	4106,4	3771,4	3358,8	3865,0	3541,2	4081,4	2963,6	2361,9	2175,5
Petróleo Residual 500	6108,8	6150,4	5970,6	5035,9	4919,6	4545,9	5801,9	5649,9	4952,4	4101,7

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de hidrocarburos

dándose cambios en la comercialización de aceites combustibles, se inició la producción y comercialización de combustible residual de alta viscosidad (residual 500) entrando a reemplazar al residual 5 por lo que la venta en el mercado interno de este combustible disminuyó, pasando a formulación y comercialización por compañías intermediarias según los requerimientos de los usuarios de la Tabla N°6 a partir del 2000 solo a requerimiento de los clientes, se produce el petróleo industrial N° 5.

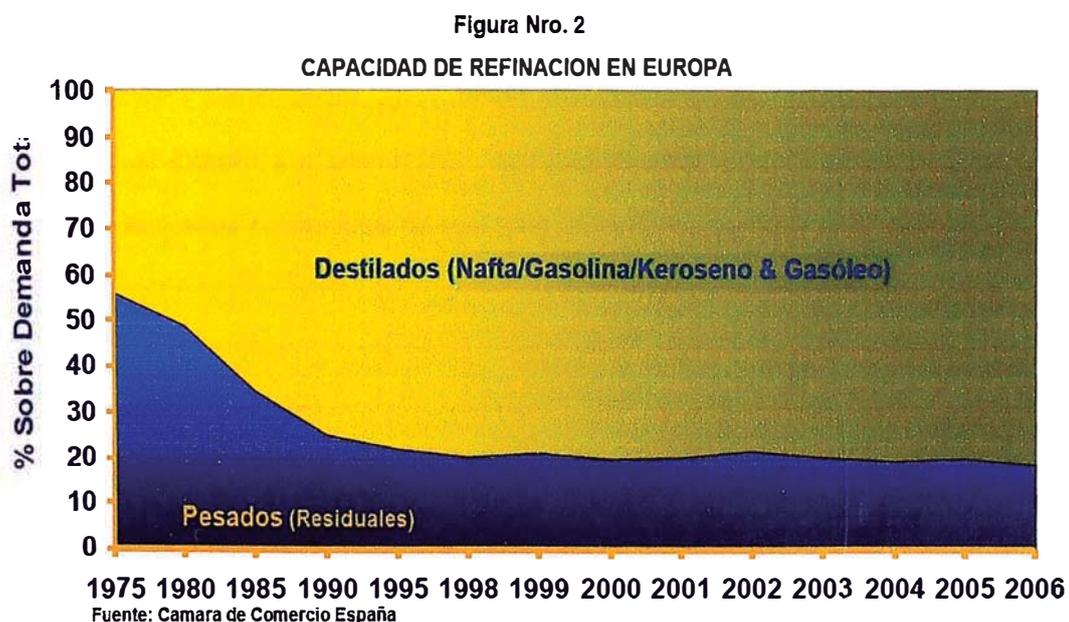
En el mercado local, los precios de los combustibles se rigen por la ley de la oferta y la demanda dado que la idea es mantener los precios estables como indicativo de una economía estable, los precios que ofrecen las compañías privadas y las estatales son muy similares entre sí.

En las tablas Nros. A1 y A2 se muestran las variaciones de precio en los últimos años para los combustibles Líquidos en las cuales observamos lo siguiente, el precio del combustible residual 6 y 500 a no ah tenido mucha variación en los precios.

### 1.3 Tendencias de Refinación y de calidad de los combustibles residuales

Enfocando la capacidad de refinación y el incremento de la demanda de productos destilados, la tendencia mundial va hacia una conversión más alta de fracciones pesadas a ligeras como gasolina y diesel obteniéndose de esta manera, como residuos, combustibles residuales de calidad más baja con altos contenidos de azufre, cenizas y alta viscosidad, los cuales tendrán una calidad pobre en términos de ignición.

Esta tendencia hacia una mayor capacidad de conversión es típica en las refinarias en el ámbito mundial y se espera que continúe en la Figura N°2, se muestra esta tendencia para diferentes zonas del planeta, incluido Norte América.



Esta necesidad de extraer más componentes ligeros de los barriles de crudo y que causa deterioro en las propiedades de los combustibles residuales se observa en la tendencia al incremento del contenido de cenizas en los combustibles residuales provenientes del lejano oriente.

Analizando este aspecto para nuestro país, se puede decir que la tendencia hacia una mayor refinación y una disminución en las características de los combustibles industriales se refleja en el incremento de la producción del residual 6 a expensas del residual 500 y en el incremento de la viscosidad del residual 6 desde un promedio de 450cSt a 600cSt o mas, durante un periodo de tiempo similar al caso mencionado.

Las implicancias de esta tendencia sobre una calidad pobre en la ignición y en los procesos de combustión se manifiestan mediante la disminución de la eficiencia en las operaciones de combustión y formación de compuestos contaminantes, frente a esto surgen nuevos desarrollos de tecnologías de combustión, tales como la aditivación y adaptación de controladores de gases de emisión en calderos.

Así, los combustibles residuales líquidos seguirán siendo, por lo menos, en las dos siguientes décadas un combustible importante en el mundo, y continuará en aumento el interés por desarrollar tecnologías para poder utilizar combustibles pesados con altos contenidos de residuos de carbón, cenizas y alta viscosidad.

## 1.4 Operaciones, uso y procesos de combustión de los combustibles industriales líquidos

### 1.4.1 Transporte

El transporte de los combustibles residuales es un punto importante que merece algunas consideraciones, en especial el transporte de los residuales viscosos. Para el análisis del transporte del combustible al consumidor se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tipo de Combustible y sus propiedades físico-químicas.
- Distancia a Planta de Ventas, para la fijación de tarifas.
- Facilidades disponibles (vapor, estacionamiento, entre otros).
- Consumo, para la determinación de períodos de abastecimiento.

Además de estos ítems, se debe tener en cuenta algunos inconvenientes no previstos, como fugas, y circunstancias no previstas que pueden atrasar la entrega del combustible.

Los precios para el transporte local en Lima Metropolitana oscilan entre 0,026 y 0,06 nuevos soles por galón de combustible transportado. El transporte de combustibles de viscosidades altas como el residual 6 y el residual 500 se realizan en caliente y en camiones cisterna provistos de sistemas de calentamiento, requiriendo algunos de estos tanques de vapor de calefacción para sus serpentines. Se debe dar atención especial al agua que se deposita en el interior del tanque cisterna, ya que puede suceder que una nueva carga de combustible a una temperatura superior a 100°C produzca que el agua se evapore rápidamente ocasionando formación de

espuma, o que el combustible se vaporice por la línea de descarga causando accidentes y pérdida de combustible, por lo que se debe realizar una inspección previa a la descarga del tanque de almacenamiento.

#### **1.4.2 Almacenamiento y cuidados**

Luego de analizar el sistema de almacenamiento de combustibles en una planta industrial se determina que los puntos claves a tener presentes son: consumo, frecuencia de abastecimiento y tipo de combustibles, a partir de los cuales se definirán dimensiones de los tanques de almacenamiento, los períodos de limpieza de tanques y para algunos, casos cuando se manipulen combustibles residuales de alta viscosidad, será necesario aditar antes del almacenamiento para evitar que partículas asfálticas se asienten en los fondos.

- Limpieza de los fondos.- antes de almacenar un combustible, se debe proceder a una limpieza de los tanques para evitar problemas con el agua y sedimentos acumulados en el tiempo, el agua puede generar espumamiento en los filtros de succión de las bombas, el problema de los sedimentos es que contiene alto contenido de partículas metálicas que generan depósitos y corrosión en las tuberías, también los asfaltenos producen una mala combustión disminuyendo de esta manera la eficiencia del combustible.

Para la limpieza de líneas que han estado paradas por períodos largos, es necesario antes de ponerlas en funcionamiento, realizar un drenaje de inspección y limpieza.

El tamaño y diseño de los tanques de almacenamiento, dependen de los consumos requerimientos de stock; en nuestro país, a diferencia de otros no

requieren de aislamientos especiales pero si están equipados para mantener la temperatura del combustible en un rango apropiado que permita un fácil bombeo.

Analizando lo referente a pérdidas de energía en tanques de almacenamiento, si bien estas son pequeñas, en el análisis de eficiencia de uso de combustibles se le considerara como un costo adicional y dependiendo de su magnitud será incluido en el análisis económico, siendo este un valor variable según los casos de estudio.

#### **1.4.3 Operaciones de bombeo y cuidados**

Las condiciones de almacenamiento en los tanques de combustibles, generalmente, están a la temperatura de bombeo del combustible, es importante tener en consideración la temperatura de inflamación de este combustible y no sobrepasarla.

Precalentamiento para Bombeo.- algunos combustibles como los residuales, necesitan ser calentados para su bombeo, estas temperaturas se muestran en las Tablas Nros. 2 y 3, referidas a la calidad del combustible.

Al igual que en el caso anterior, habrá una cantidad de calor que se cede al combustible en el precalentador, por lo cual tenemos un consumo adicional de energía sumándose entonces un costo extra cuando se usan combustibles residuales, que si bien puede ser pequeño, para un análisis completo es necesario tenerlo presente.

#### **1.4.4 Precalentamiento para atomización**

Para lograr una buena atomización y encendido en los combustibles residuales es necesario precalentarlos, en la referencia se muestran las temperaturas requeridas para el residual 6 y residual 500 (Tablas Nros. 2 y 3) esta temperatura será lograda mediante el uso de calentadores eléctricos, con fluidos térmicos o con vapor etc., generándose de esta manera un consumo adicional de energía, por lo que al igual que en los casos anteriores este valor debe ser considerado como un costo adicional.

#### **1.4.5 Quemadores de combustibles residuales**

En las industrias y en el mercado nacional existen diversos quemadores según las necesidades y el diseño de las calderas en la cuales son instalados; en su mayoría, estos quemadores son para combustibles líquidos por ser estos los combustibles industriales típicos en nuestro país.

La función de un quemador de petróleo residual y de la cámara de combustión, consiste en convertir el combustible líquido en un vapor y mezclar bien este combustible gaseoso con el aire para que pueda producirse la combustión.

Los sistemas que queman combustibles líquidos pesados usan un quemador atomizador de petróleo, que primero atomiza el combustible por uno de varios métodos y luego, lo evapora y quema.

El petróleo atomizado es rociado en el interior del horno, donde las partículas quedan en suspensión. La capa líquida que se halla en las

superficies de las partículas es, entonces, progresivamente evaporado hasta que todo el líquido es introducido junto con el aire al horno, y la mezcla de vapor de combustible y de aire es mantenida a una temperatura que permita proseguir la combustión en forma continua.

En la atomización del combustible, las partículas de este deben tener un diámetro pequeño, pues así se evaporan rápida y completamente, los tamaños de las partículas deben ser aproximadamente uniformes pues de lo contrario, la evaporación podría ser irregular pasando partículas grandes por la zona de combustión sin llegar a quemarse.

Además, las partículas deben ser uniformemente distribuidas por el atomizador, de lo contrario la eficiencia de la combustión quedará afectada por una mala combustión.

Todos los quemadores de combustibles líquidos pesados atomizan a una temperatura superior a la atmosférica e inyectan el combustible en el horno dentro de una envoltura de aire de combustión muy turbulento. En algunos quemadores, la envoltura contiene todo el aire que requiere el combustible para quemarse; en otros, en cambio, sólo entra con el derivado de petróleo una pequeña parte del aire total de combustión (al que se denomina aire primario), el resto (aire secundario) ingresa por bocas de ventilación y se mezcla con el aire primario y el combustible, una vez que este ha comenzado a quemarse.

La eficiencia del quemador depende principalmente del grado de atomización que se imparte al combustible y su "alcance" queda definido por

la capacidad con la cual un quemador puede mantener una llama uniforme de gran eficiencia de combustión.

La viscosidad de los combustibles residuales líquidos en el país varía entre 42 a 1060Cst a 50°C y su punto de inflamación entre 55 y 65 °C como mínima; la viscosidad con que se debe tener al combustible para su atomización satisfactoria varía según el tipo de quemador que se use.

Por lo general, el orden de viscosidad mínima está en 80 cSt en los quemadores de atomización a vapor de agua y, de 39 a 43cSt para los de atomización mecánica.

#### **1.4.5.1 Quemadores de aceite con unidades de atomización a vapor**

Requieren vapor seco a 30psig o más. Su costo de instalación es muy bajo; el aire de combustión es mezclado con el combustible luego de que este ha sido atomizado por el vapor, produciendo una llama larga y una combustión lenta (retardada).

En estos quemadores, la cantidad de vapor requerido para la atomización de un galón de aceite puede variar dependiendo de la operación y de las condiciones del caldero. Las mejores operaciones en este tipo de caldero, en buenas condiciones pueden usar entre 2 a 4 libras de vapor por galón de combustible.

Las recomendaciones de las compañías proveedoras son usualmente conservadoras, algunas recomiendan usar 1 % de vapor saturado, siendo 2% un valor más real.

#### **1.4.5.2 Quemadores de aceite de alta presión**

Requieren al menos 30 psig de aire comprimido, estos quemadores pueden ser usados cuando se dispone de aire comprimido en exceso en la planta, pero si se tuviera que comprar compresores de aire, normalmente se incrementa el costo, impidiendo el uso de estos quemadores. Los costos operativos deben ser estimados incluyendo los requerimientos de energía, para operar este tipo de quemadores.

#### **1.4.5.3 Quemadores de Aceite de Baja Presión**

Requieren de 1 a 5psig de aire comprimido; estos quemadores usualmente están equipados con un soplador. El aire requerido para la atomización puede ser equivalente a un 50% del aire total de combustión.

Para el cálculo de los costos de operación, los requerimientos pueden ser encontrados en los catálogos del fabricante referidos a sopladores, los mismos que serán muy particulares para cada uno de los múltiples casos que se presentan.

#### **1.4.5.4 Quemadores por atomización mecánica**

El aceite es bombeado a una presión de 75 a 300 psig sobre un orificio, este método es considerado como uno de los métodos de atomización más económicos. Las bombas de alta presión, equipos de calentamiento y tuberías podrían añadir un costo considerable al costo inicial de instalación. Dado que la capacidad puede ser

reducida con tan sólo cambiar los orificios, y/o reducir la presión; entonces, el grado de atomización y consecuentemente, la eficiencia pueden variar al variar el flujo del combustible.

#### **1.4.5.5 Quemadores de copa giratoria**

La atomización del aceite se logra con una alta velocidad de giro de la copa con lo que se rompen las partículas del aceite debido a la fuerza centrífuga e ingreso de aire y vapor de baja presión, el sistema está compuesto usualmente de un solo motor.

#### **1.4.6 Combustión y análisis de los productos de combustión**

El proceso de combustión de los combustibles derivados del petróleo consiste en una complicada sucesión de reacciones químicas en la que el combustible al combinarse con oxígeno genera luz y calor. Pero para propósitos prácticos, conociendo el carácter del combustible y los productos finales de la combustión se puede determinar si la combustión es completa y eficiente.

Si se hallan bien ajustados los parámetros involucrados en el control de la combustión de los combustibles, no se producirán cantidades apreciables de óxido de carbono (CO) hidrógeno o hidrocarburos no quemados. Por lo tanto, para probar estos equipos en la práctica, la medición del CO<sub>2</sub> permite calcular y regular la cantidad de aire excedente que se requiere para lograr una combustión eficiente.

Asumiendo que no se generan cantidades considerables de humos indicativo de productos de una combustión incompleta, que originan substanciales pérdidas calóricas, la eficiencia de la combustión queda determinado por la cuantificación del  $\text{CO}_2$  producido y la temperatura de los gases de combustión, un cálculo para esto se verá más adelante, si se desea realizar un cálculo más exacto de la eficiencia de la combustión, deben medirse los siguientes cuatro productos de combustión: Anhídrido carbónico, monóxido de carbono oxígeno y temperatura de los humos.

Cuando se quema un combustible se produce anhídrido carbónico, la cantidad de  $\text{CO}_2$  en los productos de combustión alcanzara un valor máximo en una combustión perfecta y disminuirá a medida que aumenta la cantidad de aire en exceso.

La cantidad por ciento de  $\text{CO}_2$  en los gases de chimenea de una combustión "perfecta", varía para los diversos combustibles. Midiendo la proporción de  $\text{CO}_2$  y comparando este valor con la proporción máxima para el combustible utilizado, puede calcularse la cantidad de aire excedente que consume el quemador. Este método no resulta aplicable para casos en los que las reacciones de las materias primas en la planta desprendan  $\text{CO}_2$  y  $\text{O}_2$ .

Si se tiene un combustible residual de 15°API, que contenga 1,0% de agua, 0,1% de cenizas y 1,0% de azufre, el peso de los componentes del flujo de gas de salida puede ser estimado usando datos de la tabla N° 7, resumida de la tabla N° A6, en la cual ubicamos los productos de combustión menos el aire teórico, para el combustible, caracterizado por su gravedad °API y multiplicamos por  $(100 - 1,0 - 1,0 - 0,1)/100$ , de donde el valor en peso sería:

CO <sub>2</sub>	=	0,979 * 3,2446	=	3,1765
H <sub>2</sub> O de la combustión	=	0,979 * 1,0359	=	1,0141
H <sub>2</sub> O del combustible	=	0,01	=	0,01
N <sub>2</sub>	=	0,979*10,860	=	10,6319
SO <sub>2</sub>	=	0,01*2	=	0,020
Exceso de aire (30%)	=	0,30* 14,92	=	<u>4,288</u>
TOTAL		Kg/Kg de residual 6		19,1405

Tabla N° 7

## Propiedades de combustible y productos de combustión

Propiedades del combustible				Productos de combustión - Aire Teórico		
Gravedad API a 60° F	Gravedad Específica	Composición		CO <sub>2</sub> Kg./Kg. de Gas	H <sub>2</sub> O Kg./Kg. de Gas	N <sub>2</sub> Kg./Kg. de Gas
		%C	%H			
14	0,9725	88,59	11,41	3,2483	1,0269	10,842
15	0,9659	88,49	11,51	3,2446	1,0359	10,860
16	0,9593	88,39	11,61	3,2410	1,0449	10,877
17	0,9529	88,29	11,71	3,2373	1,0539	10,895

#### 1.4.7 Eficiencia térmica de la combustión en calderos que usan combustibles líquidos

La eficiencia energética de una caldera se define como la relación entre la cantidad de energía proveniente del combustible que es absorbida por el agua y la energía total liberada por el combustible entregado a la caldera. La eficiencia energética es un factor clave en la operación de una caldera; pues influye directamente en el consumo de combustible y en el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> que generan durante su funcionamiento. Una caldera que trabaja con una eficiencia energética menor a la máxima posible, consumirá

más combustible para generar la misma cantidad de vapor y por tanto emitirá un mayor volumen de gases de combustión.

Las normas extranjeras, aceptadas internacionalmente, para la determinación de la eficiencia energética establecen el método directo y el método indirecto (ASME PTC 4.1, DIN 1942, BSI 845). A continuación se hace una breve descripción de ambos métodos para el cálculo de la eficiencia energética

**El método directo** determina la eficiencia energética promedio durante cualquier intervalo de tiempo de funcionamiento de la caldera (incluyendo el momentáneo). La eficiencia energética promedio refleja la influencia de la variación del estado de operación de la caldera incluyendo los arranques y paradas del quemador así como las purgas de la caldera.

La aplicación de este método requiere, principalmente, la medición del vapor generado y del combustible consumido, que en la mayoría de calderas peruanas no es posible realizar por falta de la instrumentación correspondiente.

$$E = \frac{V \times (H - H_w)}{F \times \text{PCI}}$$

Donde:

V : Flujo de vapor, kg/h

H : Entalpía del vapor, kJ/kg

H<sub>w</sub> : Entalpía del agua alimentación kJ/kg

F : Consumo de combustible, kg/h

PCI : Poder calorífico inferior del combustible, kJ/kg

**El método indirecto** determina, únicamente, la eficiencia energética instantánea de la caldera. Para esto determina primero las principales pérdidas de calor, lo cual permite conocer no solo cómo se distribuye el calor aportado por el combustible; sino también facilitar la evaluación de las actuaciones para mejorar la eficiencia energética de la caldera. La aplicación de este método se basa sobre todo en el análisis de gases de chimenea, y no requiere la medición del vapor generado.

$$E = 100 - (P_g + P_i + P_r + P_p)$$

Donde:

$P_g$  : Pérdida de calor por gases de chimenea (%)

$P_i$  : Pérdida de calor por inquemados sólidos y gaseosos (%)

$P_r$  : Pérdida de calor por radiación y convección (%)

$P_p$  : Pérdida de calor por purgas (%)

Para hallar la pérdida de calor por gases de chimenea es necesario analizar el contenido de oxígeno y la temperatura de gases evacuados por chimenea.

Para hallar las pérdidas por inquemados es necesario analizar el contenido de CO (inquemado gaseoso) y medir la concentración de partículas en los gases de chimenea (inquemados sólidos).

Para hallar las pérdidas por radiación y convección, si el aislamiento está en buenas condiciones y la temperatura de la superficie exterior es menor de 60 °C, se utiliza la siguiente fórmula práctica:

$$P_p = \frac{1,13 \times P^{0,7}}{Q}$$

Donde:

Pr : Pérdida de calor por radiación y convección (%)

P : Potencia de la caldera, MW

Q : Generación instantánea de vapor, MW

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

Estos aparatos se basan en sensores electroquímicos que permiten captar y medir en función de los sensores disponibles, normal mente CO, O<sub>2</sub>, NO, y SO<sub>2</sub>. Adicionalmente se miden las temperaturas del ambiente circundante y la de los gases de salida. Con esta información y la del O<sub>2</sub> se calcula CO<sub>2</sub>, exceso de aire de combustión y eficiencia de combustión.

## **CAPITULO 2: GAS NATURAL LICUADO**

El Gas Natural Licuado GNL (90% de metano + otros), es gas natural seco (80% de metano + otros), que ha sido procesado al estado líquido bajo un proceso de purificación y enfriamiento a temperaturas criogénicas (proceso de licuefacción), El propósito de la licuefacción radica en la economía y facilidad del transporte a sitios apartados donde no es económico llevar el gas al mercado directamente por gasoducto. El transporte del GNL es como el de combustible líquido a presión atmosférica y  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Para hablar del GNL, tendremos que hablar del Gas Natural es al igual que el petróleo, un combustible fósil y se puede afirmar que ambos tienen un proceso de formación muy similar.

El consumo de gas natural ya sea como materia prima en la industria petroquímica o como combustible ha crecido en los últimos 50 años, dada la amplia gama de productos petroquímicos generados a partir de sus componentes, como son el gas de síntesis, las olefinas, productos derivados del complejo del etileno, los pentanos - hexanos, parafinas lineales, y los combustibles derivados también de sus componentes como es el metano, el gas licuado de petróleo y la gasolina natural, que tienen un proceso de combustión eficiente, con subproductos menos contaminantes que los otros combustibles derivados de petróleo y carbón.

## 2.1 Perspectivas para las reservas y mercado del gas natural

A nivel global en los sectores industriales de generación de eléctrica y en casi todos los usos finales, el gas natural compite con otros combustibles y formas de energía. Como se podrá observar en la Tabla N° 8, desde 1990 hasta 2008 las reservas en las diferentes regiones del planeta se han incrementado siendo 40 % el incremento total de las reservas.

Tabla N° 8

### RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL (Billones de metros cúbicos)

Regiones	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008
<b>Europa</b>										
Oriental y CEI	12,5	24,2	31,6	38	52,5	58,9	56,5	57,5	57,9	57,9
Oriente Medio	6,6	15,3	18,5	25,9	37,8	44,7	54,8	72,5	73	72,5
Asia-Oceanía	1,6	3,4	4,8	7	10,6	13,1	12,2	13,8	15,2	15
África	3,8	5,2	5,7	5,9	8,5	9,9	11,4	14,1	14,5	14,6
América del Norte	9,4	8,5	8	8,4	7,5	6,5	6,5	7,1	7,6	7,8
<b>América</b>										
Central y Sur	1,9	2,4	4,4	5,4	6,9	7,8	7,7	7,4	8	8,7
Europa Occidental	3,6	4,1	3,9	5,7	5,5	6,2	7,7	6,1	5,6	5,3
<b>TOTAL MUNDIAL</b>	<b>39,4</b>	<b>63,1</b>	<b>76,9</b>	<b>96,3</b>	<b>129,3</b>	<b>147,1</b>	<b>157</b>	<b>178,5</b>	<b>181,8</b>	<b>182</b>

\*: Reservas mundiales a Diciembre 2008.

Fuente: Oil and Gas Journal.

En la actualidad, los países con mayor producción y consumo son Rusia, Estados Unidos y Canadá. Alemania y Japón son también importantes consumidores pese a no tener producción. En la tabla N° 9 se muestra la producción de gas natural en diferentes zonas del planeta.

En Europa, el gas natural representa un 23,7%, carbón 29,1%, Petróleo 35,1% y sumando los otros un 12,1%.

El gas natural tiene una aplicación creciente como combustible industrial y doméstico y como materia prima, en Canadá la mayor parte de las necesidades de energía son cubiertas por este combustible gaseoso.

Tabla N° 9

**PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS  
(GMC)**

Region	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Europe & Eurasia	897,5	913,8	933,3	958,5	966,4	987,9	1024	1055	1061	1076	1075,7
North America	735,5	747	746,8	761,6	776,8	759,2	761,7	747,9	737,4	754,4	775,8
Asia Pacific	245	248,1	264,7	274,1	284,7	300	316,8	332,5	355,8	373,7	391,5
Middle East	175,4	184	193,8	206,8	224,8	244,7	259,9	290,7	317,5	339	355,8
Africa	99,4	104,8	117,1	126,8	126,9	130,3	139,9	145,8	165,6	181,6	190,4
S.& Cent.America	82,8	88,6	91,1	99,2	104	105,8	116,9	131,7	138,6	147,2	150,8
<b>Total World</b>	<b>2236</b>	<b>2286</b>	<b>2347</b>	<b>2427</b>	<b>2484</b>	<b>2528</b>	<b>2619</b>	<b>2704</b>	<b>2776</b>	<b>2872</b>	<b>2940</b>

\*: Reservas mundiales estimadas a Junio de 2008

Fuente: BP Statistical Review of World Energy

A pesar de haberse dado un incremento de más de 30% el consumo de gas natural desde 1997, como se puede observar, las reservas probadas de gas natural ha crecido considerablemente más rápido que su consumo, ya que se efectúan nuevos hallazgos continuamente y se elevan las reservas de los yacimientos existentes por las mejoras en las técnicas de producción, Las reservas totales probadas de gas natural en el mundo cubrirían la demanda de más de 62 años a los niveles actuales de consumo, Los expertos estiman que las reservas totales de gas natural son varias veces mayores que las probadas, lo que prolonga el tiempo de vida previsto para sus reservas y asegura que el gas natural puede actuar como una fuente de energía por mucho tiempo.

En el caso de nuestro país, las reservas de gas están constituidas por las del yacimiento de Aguaytía localizado en la Selva central cuyas reservas probadas ascienden a alrededor de 440,000 millones de pies cúbicos de gas natural, de los

cuales en la actualidad se está produciendo 22 millones de pies cúbicos de gas natural al día; para la producción de componentes líquidos y gas seco que abastece a su planta de generación eléctrica de 174 megavatios de capacidad. Las reservas más importantes, en nuestro país las constituyen las reservas de Camisea que como se pueden observar en la Tabla N° 10, son alentadoras, siendo para el gas seco el mercado local las empresas de generación eléctrica, el sector industrial, las empresas siderúrgicas y de cementos y para exportar.

**Tabla N° 10**

**Contenido total en las reservas de San Martín, Cashiriari, Pagoreni y Mipaya**

	<b>Gas Original In situ (TCF)</b>	<b>Recuperable de Gas Seco (TCF)</b>	<b>Producción de Gas Natural (TCF)</b>	<b>RESERVAS RECUPERABLES DE Gas Seco (TCF)</b>
<b>San Martín</b>	5,2	4,01		3,76
<b>Cashiriari</b>	8,83	6,99		6,99
<b>LOTE 88</b>	14,02	11	0,25	10,75
<hr/>				
Pagoreni	3,48	2,95		2,92
Mipaya	0,59	0,44		0,44
LOTE 56	4,07	3,39	0,02	3,37
<b>RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL</b>				<b>14,12 TCF.</b>

Fuente: OFICINA DE IMAGEN INSTITUCIONAL Y COMUNICACIONES  
Ministerio de Energía y Minas al 31/12/2009

El presente trabajo se centra en el sector industrial que usa combustibles residuales para la generación de vapor, por lo que de un análisis de consumo de estos combustibles Líquidos en este sector se obtendría las diferentes variables para el proyecto.

## 2.2 Caracterización y clasificación del Gas Natural Licuado

El gas natural está compuesto por hidrocarburos parafínicos y saturados, los hidrocarburos tienen sus propiedades físicas y químicas conforme es extraído del subsuelo está compuesto predominantemente por metano( $\text{CH}_4$ ), etano( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) iso y normal butano( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), iso y normal pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) y hexano ( $\text{C}_6\text{H}_{12}$ ), seguido por hidrocarburos de mayores pesos moleculares y gases no hidrocarburos o impurezas, tales como  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , (He, Oxígeno y Argón podrían estar presentes pero en cantidades muy pequeñas).

Al gas natural que contiene  $\text{H}_2\text{S}$  se le denomina gas ácido o amargo y al que no lo contiene se le denomina gas natural dulce, donde el % de azufre es bajo.

Los hidrocarburos ligeros a partir del butano normalmente existen en estado líquido a las condiciones de presión y temperatura, esta fracción líquida es conocida como GNL (Líquidos del Gas Natural).

La cuantificación de los hidrocarburos presentes en el gas, puede ser determinada en el laboratorio mediante técnicas de cromatografía de gases.

La composición del gas varía de pozo a pozo y puede variar con la vida productiva del reservorio.

Luego del proceso de Licuación tendremos el Gas Natural Licuado con sus propiedades.

## 2.2.1 Propiedades químicas

### 2.2.1.1 COMPOSICION

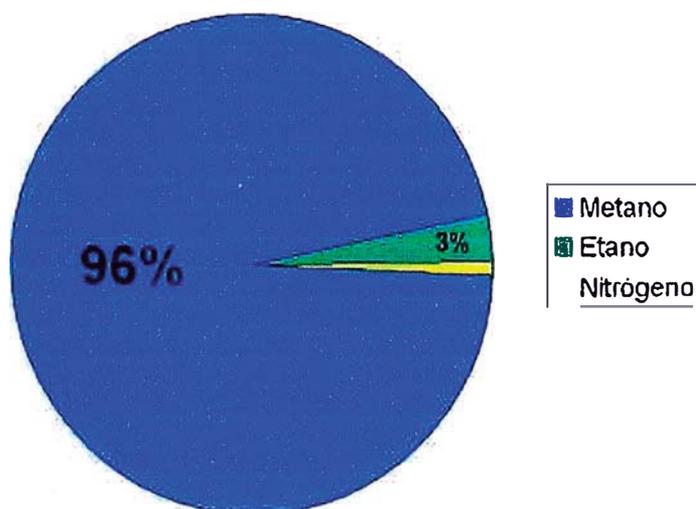
El Gas Natural pasa por un proceso de licuefacción y se obtiene el Gas Natural Licuado. El proceso de licuefacción requiere de un tratamiento inicial al flujo de gas natural para remover impurezas como el agua, nitrógeno, anhídrido carbónico, sulfhídrico y otros compuestos del azufre. Al remover dichas impurezas, no se pueden formar sólidos cuando se refrigera el gas.

El GNL consiste primordialmente de metano ( $\text{CH}_4$ ), (aproximadamente 96%), sin embargo también pueden contener pequeñas cantidades de etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), Nitrógeno y otras sustancias.

En el Caso Nacional la siguiente composición.

Figura N° 3

## composición del Gas Natural Licuado

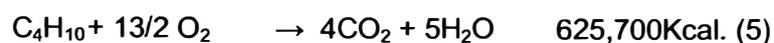
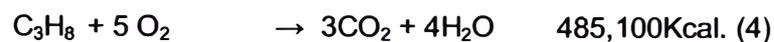
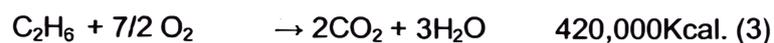
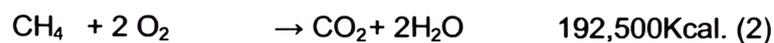


### 2.2.1.2 REACCIONES DE COMBUSTION DEL GAS NATURAL LICUADO

Una de las reacciones más importantes para cualquier tipo de combustible, y por consiguiente para el gas es la combinación con el oxígeno cuya reacción originada por una fuente de ignición se presenta bajo la forma de una combustión o explosión.

Los hidrocarburos presentes en el gas están compuestos básicamente de carbono e hidrógeno, estos elementos cuando se combinan con el oxígeno forman dióxido de carbono y agua, cuando el propósito de la reacción entre el gas natural y el oxígeno presente en el aire, es para aprovechar el calor de la reacción, a esta operación se le denomina combustión.

A continuación mostramos algunas de estas reacciones;



La utilización del gas involucra aspectos químicos y físicos, los mismos que están en función del sistema del quemador, las características y composición del gas y del aire de combustión.

La combustión del gas al igual que la de otros combustibles, puede ocurrir de tres formas, puede ser una combustión perfecta con cantidades exactas de oxígeno y combustible, combustión completa

con exceso de aire y combustión incompleta con defecto de aire. La eficiencia y economía de un proceso depende de estas formas de combustión.

Según las reacciones planteadas y considerando la composición del gas, se determina que la cantidad de CO<sub>2</sub> producido es de aproximadamente 2,713 Kg. /Kg. de gas seco, asumiendo una combustión al 100%.

Este valor es mucho más pequeño comparado con el valor hallado para los combustibles líquidos.

### **2.2.1.3 EXPLOSIVIDAD DEL GAS NATURAL LICUADO**

El riesgo de que el GNL explote no es probable. En su forma líquida el GNL no puede explotar dentro de los tanques de almacenamiento debido a que se almacena a -160°C y a presión atmosférica. No puede haber explosión sin presión, confinamiento o nubes de vapor altamente obstruidas.

Una explosión es posible como resultado de la liberación de los vapores de GNL, pero sólo cuando las siguientes condiciones ocurren simultáneamente: los vapores están dentro del margen de inflamabilidad, los vapores se encuentran en un espacio confinado y está presente una fuente de ignición.

## 2.2.2 CARACTERISTICAS FISICOQUÍMICAS DEL GAS NATURAL LICUADO

La determinación de las propiedades características de un gas combustible se realiza fácilmente a partir de su composición molar o composición volumétrica. Importante para su determinación y manejo como se muestra en la siguiente Tabla N° 11. las características Fisicoquímicas del gas natural licuado.

**Tabla N° 11**

Peso Molecular	18,.2
Temperatura de Ebullición @ 1 atm	-156°C @ -161°C
Temperatura de Fusión	-182°C
Densidad de los Vapores (Aire=1) @ 15.5 °C	0.61 (Má s ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua=1) @ 0°/ 4 °C	0.45 (Más liviano que el agua)
Volumen/ Relación de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua @ 20 °C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%)
Inflamabilidad se quema si entra en contacto con el aire a concentraciones de:	5% @ 15%
El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico	No puede haber explosión sin presión, confinamiento o nubes de vapor altamente obstruidas. Una explosión es posible como resultado de la liberación de los vapores de GNL

Como resultado, cuando el GNL se re-gasifica a su estado de gas natural, el gas es más puro y con menos impurezas. El gas natural tiene múltiples usos residenciales y comerciales, algunos de los cuales incluyen, la generación de vapor y electricidad, la producción de petroquímicos, la operación de sistemas de calefacción y aire acondicionado, la calefacción de agua residencial y comercial y como combustible para vehículos de transporte.

Además, se debe tener presente que el gas natural licuado al ser manipulado durante su procesamiento y transporte experimenta cambios continuos de presión, muchas veces estos cambios originan variaciones en las propiedades físicas del gas.

### **2.2.2.1 Análisis Físico-Químicas del Gas Natural Licuado**

El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural previamente tratado que ha sido enfriado a un nivel criogénico a una temperatura aproximadamente

(-156°C @ -161°C) y queda listo para ser almacenado y/o transportado desde lugares distantes adonde el gas natural abunda, hasta las regiones donde lo necesitan. Una vez arribado a su destino, el GNL se almacena en plantas de re-gasificación donde se lo vuelve a gasificar para su distribución a los consumidores.

El GNL solo ocupa 1/600 parte del volumen que se requiere para una cantidad comparable de gas natural a temperatura ambiente y presión atmosférica normal. Dado que el GNL es un líquido extremadamente frío resultado de la refrigeración, no se almacena bajo presión. La percepción equivocada común es que el GNL es una sustancia bajo presión y ha contribuido la creencia de que es una sustancia peligrosa.

Bajo condiciones de presión atmosférica normal, el GNL es un líquido criogénico claro, no corrosivo y no tóxico. Es inodoro, de hecho para poder detectar derrames de gas natural provenientes de los calentadores de agua y otros equipos de gas natural, se le deben añadir odorantes al metano antes de que el GNL sea entregado a los

distribuidores locales de gas. El gas natural (el metano) no es tóxico, sin embargo, al igual que cualquier otro material gaseoso que no sea el aire o el oxígeno, el gas natural vaporizado de GNL puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno cuando se extiende en forma concentrada en áreas cerradas y sin ventilación.

#### 2.2.2.2 La densidad

La densidad del GNL es de aproximadamente 3.9 libras por galón, comparado con la densidad del agua, que es de aproximadamente 8.3 libras por galón. Por tanto, debido a que es más liviano que el agua, al derramarse sobre el agua, éste flota y se vaporiza rápidamente.

De no manejarse adecuadamente conforme a los sistemas de seguridad, al regresar a su fase de gas, los vapores emitidos por el GNL pueden ser inflamables y explosivos, pero sólo bajo las condiciones que ya son bien conocidas. Sin embargo, las medidas de seguridad y protección previstas en los diseños de ingeniería, las tecnologías y los procedimientos operativos de las instalaciones de GNL reducen significativamente estos riesgos.

La densidad relativa de un gas es la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, al igual que el caso anterior se aplica una fórmula similar:

$$d = \sum d_j \quad (II)$$

Siendo  $d_j$  la densidad relativa del componente  $j$ .

En algunas aplicaciones se requiere mayor precisión en las que se debe considerar el factor de compresibilidad de la mezcla gaseosa  $Z_m$ , que según la norma ISO – 6976 - 19, referido al método de cálculo del factor de compresibilidad para una mezcla de gas natural se calcula por:

$$Z_m = 1 - (x_j(b_j)^2 + 0,0005(2x_H - x_H^2)) \quad (III)$$

Entonces la densidad real será la densidad calculada multiplicado por el factor  $Z_{aire}/Z_m$

### 2.2.2.3 Índice de Inflamabilidad

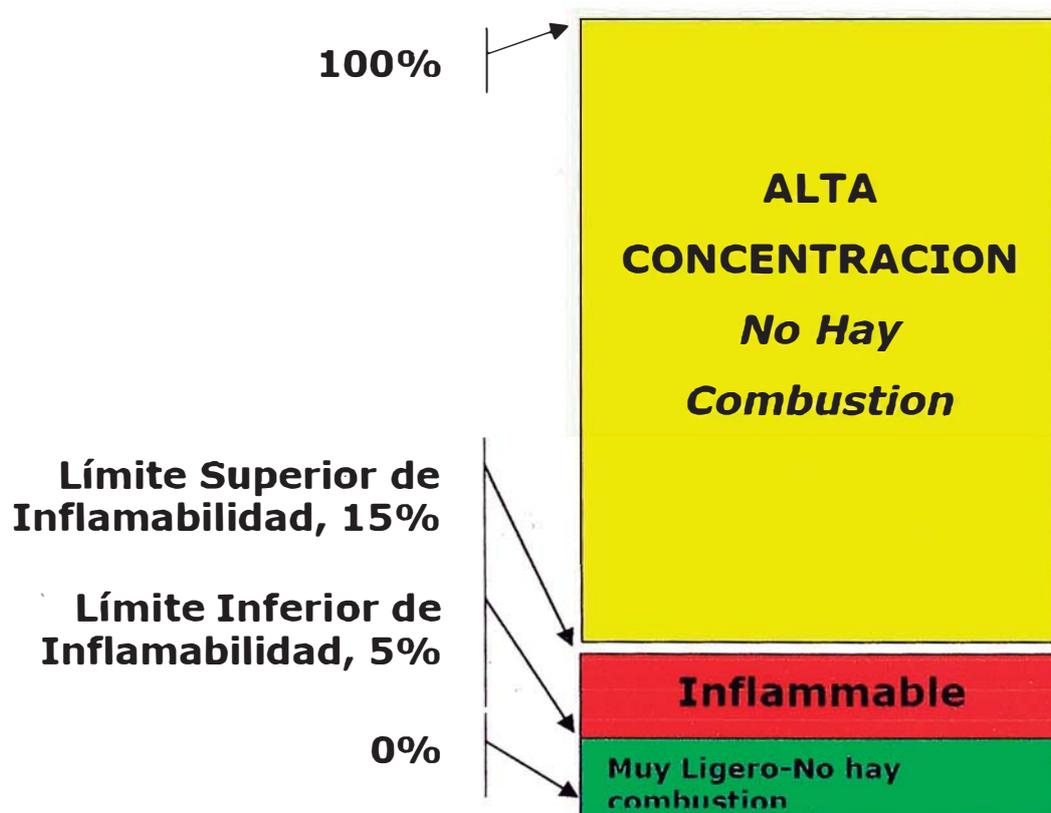
Es el rango entre las concentraciones mínimas y máximas de vapor (porcentaje por volumen) en el cual el aire y los vapores de GNL forman una mezcla inflamable que puede alcanzar el punto de ignición, los límites superiores e inferiores de inflamabilidad del metano, el componente dominante del vapor de GNL, son del 5 y 15 por ciento por volumen respectivamente.

Esta condición puede existir, por ejemplo, en un tanque de almacenamiento cerrado y seguro en donde la concentración del vapor contiene aproximadamente 100 por ciento de metano. Cuando la concentración del fluido es menor que el límite inferior de inflamabilidad, no podrá quemarse debido a que no hay suficiente metano. Un ejemplo es el derrame de pequeñas cantidades de GNL en un área bien ventilada. En esta situación, el vapor de GNL se

mezcla rápidamente con el aire y se disipa en una concentración menor al 5 por ciento como en la Figura 4.

Figura N° 4

### Rango Inflamable del (GNL)



Una comparación de las propiedades de GNL con las de otros combustibles líquidos como lo muestra la Tabla N°12, abajo, también indica que el Límite Inferior de Inflamabilidad de GNL es generalmente más alto que el de otros líquidos, o sea que para que hubiera ignición se necesitarían más vapores de GNL (en un área específica), comparado con el GLP o la gasolina, como se indica.

Tabla N° 12

## Comparación de las Propiedades de los Combustibles Líquidos

Propiedades	GNL	Gas Licuado del Petróleo (GLP)	Gasolina	"fuel oil"
Tóxico	No	No	Si	Si
Carcinógeno	No	No	Si	Si
Vapor Inflamable	Si	Si	Si	Si
Forma Nubes de Vapor	Si	Si	Si	No
Asfixia	Si, pero dentro de una nube de vapor	Igual que el GNL	Si	Si
Temperatura Extremadamente Fría	Si	Si, cuando se refrigera	No	No
Otros Riesgos a la Salud	Ninguno	Ninguno	Irritación a los ojos, narcosis, nausea, otros	Igual que la gasolina
Punto de Destello <sup>4</sup> (°F)	-306	-156	-50	140
Punto de Ebullición (°F)	-256	-44	90	400
Rango de Inflamabilidad en el aire, %	5-15	2.1-9.5	1.3-6	N/A
Presión almacenada	Atmosférica	Bajo presión (atmosférica si se refrigera)	Atmosférica	Atmosférica
Comportamiento en casos de derrame	Se evapora formando "nubes" visibles. Partes de las nubes pueden ser inflamables o explosivas bajo ciertas condiciones.	Se evapora formando nubes de vapor que pueden ser inflamables o explosivas bajo ciertas condiciones.	Se evapora formando charcos inflamables; tendrá que limpiarse.	Igual que la gasolina.

"Punto de destello": significa la temperatura mínima necesaria para que el líquido expida vapor dentro de una probeta de prueba en concentraciones suficientes para crear una mezcla de ignición con el aire cerca de la superficie del líquido.

Un riesgo frecuentemente esperado es la ignición a causa de flamas o chispas y por tanto, las instalaciones de GNL se diseñan y operan bajo normas y procedimientos que eliminan este riesgo y de llegar a existir flamas o chispas, cuentan con suficientes sistemas de detección y protección en contra del incendio.

### 2.2.2.4 La temperatura de auto ignición

Es la temperatura más baja en la que el vapor de gas inflamable puede arder de forma espontánea sin necesidad de una fuente de ignición después de varios minutos de exposición a una fuente de calor. Una temperatura mayor a la temperatura de auto ignición causará la ignición después de un período de exposición menor. Con respecto a las temperaturas muy altas dentro del rango de inflamabilidad, la ignición puede ser virtualmente instantánea.

Cuando se compara con otros combustibles líquidos, el vapor de GNL (el metano) necesita una temperatura muy alta para que ocurra el auto ignición, como lo muestra la Tabla N°13.

**Tabla N° 13**

#### **Temperaturas de Auto Ignición de Combustibles Líquidos**

<b>Combustible</b>	<b>Temperatura de Auto Ignición, °F</b>
GNL (principalmente el metano)	1004
GLP	850-950
Etanol	793
Metanol	867
Gasolina	495
Combustible Diesel	Aprox. 600

Las inquietudes relacionadas con la seguridad de GNL frecuentemente muestran la confusión que existe entre el GNL y otros combustibles y materiales. Todos estos combustibles se pueden usar de forma segura, siempre que se utilicen bajo sistemas de seguridad y protección ambiental.

En resumen, el GNL es una sustancia extremadamente fría, no tóxica, no corrosiva que se transfiere y almacena bajo presión atmosférica, se refrigera y no se presuriza, lo que permite que el GNL sea un método efectivo y económico de transportar grandes volúmenes de gas natural a lugares donde necesitan el gas natural. El GNL presenta pocos peligros siempre que se contenga en tanques de almacenamiento, ductos y equipos diseñados para soportar la condición criogénica de GNL. Sin embargo, los vapores derivados de GNL que resulten de un derrame incontrolable pueden ser peligrosos dentro de los límites de las propiedades claves de GNL y sus vapores, el rango de inflamabilidad y el contacto con fuentes de ignición.

Gracias a la tecnología de licuefacción del Gas Natural, la empresa IRRADIA transportará el GNL a todo el territorio peruano a través de camiones cisterna criogénicos con capacidad de 10,000 galones por cisterna transportando el GNL de una manera fácil, segura y económica.

El GNL transportado a los puntos de venta se descarga como combustible líquido desde la cisterna hacia un tanque criogénico de almacenamiento. Esta operación se realiza de manera similar al DIESEL o GLP (o cualquier otro combustible líquido), tomando aproximadamente 45 minutos para hacer la descarga completa al tanque de almacenamiento, cuyo nivel es automáticamente monitoreado en nuestras instalaciones para programar los envíos de combustible, garantizando así el abastecimiento de fábricas, plantas industriales, grifos, etc.

### 2.2.2.5 Factor de Compresibilidad (Z)

Es el factor que relaciona la desviación del volumen del gas real con el ideal, este valor será calculado teniendo en consideración las propiedades y composición presentes en la mezcla.

En el anexo A2 se describe un procedimiento para el cálculo de este factor, a partir de las constantes de presión y temperatura crítica, para los cálculos del presente trabajo, se considerara a este factor  $Z=1$ , debido a que la acometida del gas se encuentra a presiones relativamente bajas.

### 2.2.2.6 Índice de Wobbe (W)

Esta propiedad sirve para clasificar a los gases combustibles según el tipo de familia y está definido como la relación entre el poder calorífico superior de un combustible y la raíz cuadrada de su densidad relativa (referido al aire. Alternativamente, puede definirse un valor de  $W_i$  tomando el poder calorífico inferior,  $H_i$  en lugar de  $H_s$  (poder calorífico superior)

$$W_s = (H_s / \sqrt{d}) \quad (IV)$$

### 2.2.2.7 Poder Calorífico (H)

La definición de poder calorífico para el gas es el mismo que para cualquier otro combustible. Es el calor producido durante la combustión del gas con un volumen teórico de aire, en aplicaciones técnicas se obtiene suficiente precisión suponiendo que los gases se

comportan como ideales. Según esto, el poder calorífico de una mezcla de gases se calcula por:

$$H_m = \sum(X_j \cdot H_j) \quad (V)$$

Donde:

$H_m$  = Poder Calorífico del Gas

$H_j$  = Poder calorífico del componente j

$X_j$  = Fracción molar del componente j

Cuando se expresa el poder calorífico en función del volumen, es necesario indicar las condiciones bases de presión y temperatura para este volumen.

#### **2.2.2.8 Viscosidad**

Es la medida de la fricción interna del gas cuando fluye. Esta propiedad es aplicable a los cálculos de caída de presión en tuberías y sistemas de procesamiento. La viscosidad depende de la composición del gas natural. Su medida generalmente se realiza en centipoises.

#### **2.2.3 Clasificación del Gas Natural**

El gas natural, cual fuere su procedencia en el campo, es separado mediante baterías y separadores especialmente diseñados en gas seco compuesto por metano en mayor proporción y en propano y más pesados que son enviados por gasoductos a refinerías para obtener los productos condensados del gas natural.

Una parte del gas seco es reinyectado a los pozos y la restante es transportada por gasoductos para ser usada como combustible en generación de vapor en plantas industriales y en la generación de energía en las centrales térmicas.

### **2.2.3.1 Gas Natural Húmedo**

Constituido fundamentalmente por metano, contiene además cantidades apreciables de hidrocarburos de mayor peso molecular y del cual mediante procesos de refinación obtendremos: propano, GLP, butanos, gasolina, nafta liviana, nafta pesada, kerosene, turbo entre otros (Ver Anexo A1)

### **2.2.3.2 Gas natural seco o pobre**

Tal como su nombre lo indica, no contiene hidrocarburos Líquidos recuperables y está compuesto por metano en mayor proporción, siendo su contenido de metano variable, entre un 80 a 95% y pequeñas cantidades de etano y propano, lo restante estaría compuesto en mayor proporción por nitrógeno y dióxido de carbono.

Los valores de poder calorífico se encuentran en el rango de 900 a 1200 BTU/pie<sup>3</sup> y su gravedad específica varía desde 0,58 a 0,79 (aire=1.0). En la actualidad, es considerado el combustible favorito para proveer energía porque es limpio, económico y abundante, por lo que este trabajo se centrara en evaluar las ventajas de este combustible frente a los combustibles existentes en el mercado.

#### 2.2.4 Características del Gas Seco

Las características de este combustible dependerán del tipo unidad de procesamiento de gas seguido durante la separación de los compuestos del gas natural.

Del mismo modo, la recuperación de Líquidos que puede lograrse depende del tipo de proceso utilizado y de la riqueza del gas. Comúnmente, se consigue recuperar el 100% de los butanos e hidrocarburos pesados, de 90% a 95% del propano y hasta cerca del 80% del etano en porcentajes molares, la recuperación del etano, ya sea en el GLP o como producto ocasiona una disminución en el poder calorífico del gas residual obtenido.

Por lo tanto, varios pueden ser los productos obtenidos en una unidad de procesamiento de gas tal como se esquematiza en el Anexo A1.

La alternativa más simple consiste en producir sólo líquidos de gas natural, que es la mezcla de propano e hidrocarburos de mayor peso molecular.

La otra alternativa considera la producción de etano y propano con hidrocarburos mayores. En algunas unidades de procesamiento, además del etano líquido y del GLP, se considera la producción de condensados compuestos por  $C_{5+}$ .

En la Tabla N° 14, se muestran las características promedio para el gas seco.

### **2.2.5 Consideraciones a tener presente para establecer las especificaciones del gas natural seco**

El gas para la venta debe tener especificaciones muy similares a las que se aplican al gas procesado por plantas en países que tienen mercados desarrollados de gas como Chile, México, Estados Unidos de Norteamérica y Canadá mostrados en las Tablas N° A3, A4, Y A5 respectivamente.

Se debe considerar el criterio de intercambiabilidad entre diferentes tipos de gas ya sea porque se pueden observar variaciones en la composición, en algunas propiedades físico-químicas debido a variación de las características en el reservorio o por disponibilidad del gas.

Para este caso, se deben fijar los límites para el índice de Wobbe que, según las características del gas seco y un margen de variación de estas, debería estar en un rango de 8800 a 10000 KJ/m<sup>3</sup>

Como se puede observar el valor calórico bruto para este gas varía desde los 950 a 1000 BTU/PCS (Tabla A3) CHILE siendo estos valores los mínimos a ser aceptados; además, en operaciones de compra y venta se establecen contratos en las que se consideran pagos adicionales para valores energéticos mayores de BTU sobre las especificaciones básicas, por lo que los límites de poder calorífico deben ser fijados en rangos que permitan el dinamismo en el proceso de compra y venta.

Para el caso del punto de rocío en USA y Canadá se establece como valor mínimo común de 15°F y 800psi (-9,4 °C y 5514 Kpa) y para el caso de Chile se establece un valor máximo de -4°C a 5500Kpa.

El contenido de azufre es un punto importante a considerar en las especificaciones, según análisis realizados el gas que provendría de Camisea no contendría azufre pero esto no significa que no se establezcan valores mínimos dentro de las especificaciones.

Para manipular el gas y prevenir fugas, este es odorizado mediante la adición de compuestos azufrados por lo que también es necesario especificar el contenido de azufre después de la odorización para evitar los problemas que ocasionarían los altos contenidos de azufre.

El dióxido de carbono es limitado a 2% mol aunque en algunos contratos se especifica 1 % como valor máximo.

Si bien el oxígeno no siempre está presente está también limitado, en algunos casos, al nivel máximo de 0.2 %Vol.

Es importante que el gas de venta esté libre de impurezas y otros materiales extraños para evitar la erosión de los tubos y problemas con los equipos de regulación y control.

El nivel de agua debe ser controlado, en especial, en lugares con climas fríos, para evitar la formación de hidratos en las líneas, equipos de control y de regulación; estos problemas no se presentan en climas templados, pero dado que la presencia de agua genera corrosión se fijan valores máximos como ( $64 \text{ mg/m}^3$ ), para el caso de Chile, se estable un valor máximo de  $65 \text{ mg/m}^3$ .

## **2.2.6 Especificaciones de calidad para el gas combustible según normatividad peruana**

El gas seco a suministrar al sector industrial debe cumplir los siguientes requerimientos, según se especifica en el Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos, Decreto Supremo N° 042-99-EM.

### **ESPECIFICACIONES PARA EL GAS NATURAL SEGUN NORMATIVIDAD PERUANA**

#### **Temperatura y Presión**

El suministro de gas combustible al sector industrial debe ser 15°C de temperatura ya 1033Kg/cm<sup>2</sup> de presión, y el volumen se expresará en metros cúbicos.

#### **Temperatura**

Para efectos de entrega, la temperatura de entrega debe ser menor a igual a 50°C.

#### **Odorización**

El gas natural debe contener para su expendio un compuesto tal que su olor sea característico, desagradable y no persistente.

#### **Características**

Debe estar libre de arena, polvo, gomas, aceites, glicoles e impurezas indeseables.

Debe cumplir con las características fisicoquímicas que se listan en la tabla:

Tabla N° 14

**ESPECIFICACIONES PARA EL GAS COMBUSTIBLE SEGÚN NORMATIVIDAD PERUANA**

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES DE CALIDAD	
		Min.	Max.
Poder calorífico bruto	Kcal/sm <sup>3</sup>	8450	10300
Sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S)	mg/sm <sup>3</sup>		3
Azufre Total.(S)	mg/sm <sup>3</sup>		15
Vapor de agua	mg/sm <sup>3</sup>		65
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	%Vol.		3,5
Gases Inertes	%Vol.		6
Temperatura	°C.		50
Material Solido		Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.	
Líquidos		Libre de agua en estado líquido.	

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

## 2.3 Procesos de Combustión del Gas Natural Licuado

### 2.3.1 Suministro y Facturación

La entrega de gas al consumidor se realiza mediante red de tuberías de gas o abastecimiento con tanques cisternas que cuentan con regasificadores (intercambiadores de calor) que elevan la temperatura del GNL convirtiéndolo nuevamente a estado gaseoso a la salida del tanque. Este gas es fácilmente regulado y acondicionado a las condiciones de flujo, presión y temperatura óptimos tanto para equipos industriales como para tanques de vehículos. Su medición se determinara en el punto de entrega a la entrada de la propiedad del consumidor, en donde se tendrá instalado un equipo de medición.

Las condiciones de mantenimiento de los equipos de medición y de las tuberías que ingresan a la planta así como las instalaciones internas deben

tener un mantenimiento adecuado, para evitar posibles fugas y por seguridad del sistema.

La facturación se realiza en función al consumo mensual o previo acuerdo con la empresa abastecedora siendo establecido en galones o en metros cúbicos a una presión de 1013 Bar y 15°C.

Los gastos generados por la instalación del medidor y acometida, pueden ser efectuados por el distribuidor (concesionario) o por el consumidor, según el convenio entre ambos.

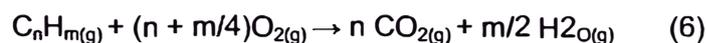
El distribuidor del gas será responsable, por cualquier inconveniente que surgiera en los tanques o las líneas de distribución hasta la llegada a la acometida, se instalaran válvulas de seguridad que se accionen debido a perdidas de presión en el sistema, cortándose el suministro solo en casos de emergencia; cuando esto sucediera, el consumidor para evitar parar sus producción, debe tener un sistema alternativo, ya sea mediante el uso de algún combustible líquido o mediante uso de GLP o gas natural almacenado (seco o Líquido) para emergencia, para lo cual, debe tener presente los cálculos de intercambiabilidad, según el índice de Woobe mostrado en el anexo A3.

### **2.3.2 Productos de combustión del Gas Natural**

Al igual que todos los combustibles derivados de petróleo, los combustibles gaseosos se componen básicamente por carbono e hidrogeno. Por lo que los productos de su combustión son mezclas de los siguientes compuestos  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$  en proporciones bajas  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  que para algunos gases es muy bajo en comparación con los combustibles Líquidos.

Las proporciones de estos compuestos variarán con la cantidad de aire y combustible empleado.

La reacción de combustión de un hidrocarburo de fórmula  $C_nH_m$  se escribe.



De la que pueden hacerse las siguientes lecturas

- a. 1 Kmol de  $C_nH_m$  requiere para su combustión completa  $(n + m/4)$  Kmol de oxígeno; y produce  $n$  Kmol de dióxido de carbono y  $m/2$  Kmol de vapor de agua.
- b. En el caso de que todas las especies químicas sean gases, la lectura anterior puede repetirse exactamente sustituyendo la palabra Kmol por  $m^3$  (normal)

### 2.3.3 Características de quemado de gases combustibles

Cada compuesto constituyente del gas tiene definido los tipos de quemado y velocidad de ignición bajo condiciones de temperatura y aireación.

Para diseñar un quemador de gases es necesario conocer los valores de velocidad de flama por elemento de quemado así como también la velocidad de quemado, los parámetros de combustión teórica y las velocidades máximas de flama.

Así, los quemadores de gases están diseñados en función de la composición o familia del gas combustible a usar, por lo que si se desea intercambiar el uso entre gases combustibles, se debe tener presente las características de estos.

Cuando la variación de combustible corresponde a gases de distinta composición, la posibilidad de sustitución debe determinarse en función de sus índices de Woobe.

En aplicaciones industriales se dice que 2 gases son intercambiables entre si, si sus índices de Wobbe son iguales.

La condición de intercambiabilidad implica que ambos gases sean de la misma familia, si se trata de sustituir un gas de una familia por un gas de otra familia, se deberán realizar cambios en los quemadores tales como modificación de los diámetros de los inyectores, cambios de instrumentos de medición.

En el Anexo A3 se muestra un procedimiento para la determinación de mezclas de combustible gaseoso y aire para igualar los índices de Woobe.

#### **2.3.4 Quemadores de Gas Natural**

Los quemadores son los dispositivos, que permiten realizar la reacción de combustión entre el combustible y el comburente de manera controlada y regulada, asegurando la aportación de ambos para conseguir la potencia calórica especificada a la vez que distribuyen los productos de combustión y calor de modo que se transfiera a la carga de la manera más eficiente.

### **2.3.4.1 Requerimientos generales para la elección de quemadores de gas**

Para efectos de cambio de sistema de combustible entre líquidos por gas natural seco, se deben tener en cuenta una serie de aspectos tales como el estado de los calderos, reparación o rediseño de las partes defectuosas, rediseño de las instalaciones exteriores, y en especial, el sistema de quemadores.

Por lo que resultan importantes las consideraciones a tener presentes para la elección de los quemadores

A continuación se mencionan una serie de requerimientos para su elección.

- Naturaleza de los productos de combustión. Selección del carácter oxidante o reductor así como las concentraciones de NOx.
- Controlabilidad en un amplio rango y sin peligros de retroceso de la llama.
- La ignición en la cámara debe ser instantánea y sin ninguna dificultad.
- La llama no debe levantarse sobre la chimenea o sobre la salida de los gases de combustión.
- Temperatura a alcanzar y flexibilidad de funcionamiento, que permita ser regulable, pudiéndose exigir modulación de tiempo de funcionamiento o la utilización de series de quemadores.
- Combustión completa, que asegure la ausencia de formación de carbón o monóxido de carbono.
- Se debe considerar además que el ruido que genere sea lo más

bajo posible, durante los procesos de ignición, quemado y extinción.

- El material de construcción debe ser durable y que soporte altas temperaturas y enfriamientos bruscos durante la operación.
- Los cambios en la composición del gas así como la variación en la gravedad específica, deben ser controlados para evitar que afecten las operaciones, debiendo ser posible la regulación de estos parámetros en función de la regulación de los quemadores.
- Se debe tener presente además los parámetros de seguridad.

#### **2.3.4.2 Mantenimiento de Quemadores de Gas**

Al planificar el mantenimiento de los quemadores de gas se debe considerar una inspección periódica de los equipos, lo cual, al igual que en el caso de los combustibles residuales, asegura una economía y la seguridad en las operaciones de generación de vapor.

Para los procesos de mantenimiento entonces se debe tener en cuenta:

- El tipo y parte de los equipos.
- La naturaleza del servicio en términos de limpieza de planta y temperatura del aire.
- Los equipos de pre - mezcla.
- Los accesorios tales como mezcladores de aire y gas en proporciones exactas, requieren una atención especial para asegurar un funcionamiento adecuado.
- Las válvulas de control deben operar de tal manera que respondan a una pequeña variación en el combustible.

- Se debe realizar el mantenimiento según los periodos que recomiende el fabricante.
- Equipos de protección, muchos de los instrumentos de control tienen diafragmas los cuales son de material sintético y de similar naturaleza al del gas, usualmente resisten altas temperaturas (100°C) pero para mantener el diafragma en perfectas condiciones se debe tener presente.

\*Su ubicación debe ser lo más lejos posible del calor.

\*Se le debe proteger con asbesto o con cualquier otro material Aislante y se debe realizar siempre una correcta regulación.

### **2. 3.4.3 Controles y Seguridad**

Es necesario llevar un control de la naturaleza del gas combustible que ingresa a los quemadores dado que puede darse diferencias en el poder calorífico, siendo necesario por ello la regulación del ingreso. En la práctica es común que se utilice un mismo tipo de gas natural con un poder calorífico prácticamente constante, pero ello no debe significar que no se lleve un control del valor calórico del combustible.

El objetivo de este control para todos los combustibles, es de interrumpir el suministro de combustible en caso de detectarse extinción de la llama evitando de esta manera la formación de mezclas explosivas de combustible y aire.

Antes de poner en funcionamiento el nuevo sistema de abastecimiento de gas, se deben realizar pruebas de presión en el sistema interno de tuberías.

#### **2.3.4.4 Clasificación de quemadores**

Para el caso de quemadores de gas, no se dispone de un sistema de clasificación estándar, en el presente estudio, se considerara un sistema de clasificación basado en el modo de alimentación del gas y del aire.

##### **a. QUEMADORES DE PREMEZCLA**

###### **a.1 Quemadores de premezcla a presión.**

Suelen ser de premezcla total; en la cual los fenómenos a tener en cuenta son los de retorno y desprendimiento de llama.

Fenómeno de retorno de llama.- una pared fría ejerce una acción inhibitoria de la combustión. Existe un diámetro límite que es el mínimo requerido para que se propague la combustión. Su valor depende de la naturaleza de la mezcla y de la temperatura de la pared.

También se define una distancia de seguridad, en la que se tiene en cuenta el calentamiento de las paredes por la llama, valores típicos para el gas natural son de 3,3 mm para el diámetro límite y de 0,93 mm para el diámetro de seguridad.

A bajos caudales puede producirse un retroceso de llama hacia el mezclador, excepto si el orificio de salida tiene un diámetro inferior a esa distancia.

Fenómeno de desprendimiento soplado.- Cuando aumenta el caudal, la llama se hace aérea e inestable y puede llegar a desprenderse.

Características de Funcionamiento.- Su flexibilidad es limitada, dado los límites de estabilidad para la llama son difíciles de lograr.

El retorno de la llama se evita reduciendo los orificios de alimentación, de lo que se desprende que estos quemadores son limitados para bajas potencias (<200BHP). Tiene elevada intensidad de combustión y temperaturas de llama altas.

#### **a.2 Quemadores Atmosféricos**

En estos, el gas induce el aire atmosférico en el tubo de mezcla en cuyo extremo se forma la llama, no requiere de ventilador de aire, ni de instrumentos mecánicos que regulen el caudal de aire en función del caudal de gas.

Estos quemadores se usan para capacidades menores a las del caso anterior, entre 50 a 150 BHP.

#### **b. QUEMADORES DE MEZCLA EN BOCA DE SALIDA CON AIRE A BAJA PRESION**

Llamados así a aquellos en los que el aire tiene una presión del orden de 0,1 mbar y velocidades de los 10 a 15 m/s, siendo el combustible el que aporta la energía de mezcla.

Como característica general para estos quemadores se tiene:

- Campo de aplicación: son usados para aplicaciones en las que se pase los 400 a 500°C, en vidrio y siderurgia.
- Las temperaturas efectivas de llama son tanto más elevadas cuanto mas rápida se realiza la mezcla.

### **c. QUEMADORES DE MEZCLA EN LA BOCA DE SALIDA Y AIRE A PRESION**

Se entiende por aire a presión el generado por ventiladores centrífugos con valores del orden de 50 a 70 mbar., dada una velocidad de aire, la longitud de la llama y de mezcla son máximas cuando el gas y el aire tienen la misma velocidad.

Dada una velocidad de gas, la longitud de llama y de mezcla disminuyen al aumentar la velocidad del aire, pero la transferencia de calor al homo aumenta, la transferencia de calor es mínima cuando ambas velocidades son iguales.

### **d. QUEMADORES ESPECIALES:**

#### **d.1 Quemadores radiantes**

Se les denomina así cuando una parte de la transferencia de calor se realiza por medio en general de una superficie refractaria.

Entre los distintos tipos se pueden citar los paneles radiantes, en los que se utiliza en general un mezclador de inducción. Dan rendimientos altos.

### **d.2 Quemadores JET**

Lanzan gran velocidad (>100m/s) los productos de una combustión completa o casi. El chorro se lanza sobre el producto a calentar o sobre la atmósfera provocando su recirculación.

### **d.3 Quemadores de Vena de Aire**

Desarrollados para calentar aire de secado o calefacción, a veces se instalan para asegurar la incineración de efluentes, en cuyo caso, la condición es que el O<sub>2</sub> sea > 18 y la temperatura de incineración se hace entre 800 a 850°C.

### **2.3.5 Definiciones Usuales en la Industria del Gas**

- **Eficiencia y factor de utilización del calor**

El calor disponible a partir de una combustión es tanto mayor cuanto más fríos salen los gases quemados. Así, si los gases de salida se enfriasen hasta la temperatura de entrada del aire y del combustible, se dispondría de todo el poder calorífico del combustible  $H_i$ . Por lo tanto si establecemos:

Calor Disponible = Poder Calorífico - Calor en productos y se designa el factor de eficiencia en la utilización del calor como:

$$R = (1 - \text{Calor en Productos}) / \text{Poder calorífico inferior}$$

- **Temperatura de ignición**

Se define la temperatura de ignición como la temperatura mas baja que hace que todo el combustible se queme rápidamente generando calor, debajo de esta temperatura la mezcla del gas puede no quemar rápidamente y se generarían perdidas de calor y combustible innecesarios.

- **Velocidad de llama y límites explosivos**

Dos factores importantes en el empleo de gases combustibles son la velocidad de la llama y los límites explosivos. La llama es la zona del gas en combustión que produce luz y calor.

La velocidad de la llama es la distancia que el frente de la llama recorre por segundo en un tubo abierto que contiene la mezcla del combustible. La inflamación del gas en un espacio cerrado origina un aumento de presión.

El tiempo de explosión es el tiempo requerido par la llama para propagarse a través de todo el volumen. La velocidad de combustión depende de la naturaleza del combustible, la temperatura y concentración del gas.

## **2.4 Ventajas del uso del gas natural como combustible**

### **2.4.1 Ventajas técnicas y económicas**

Para el análisis de este punta se consideraran los requerimientos de equipos de combustión para los gases, así como el sistema de abastecimiento que de par si resulta económico pues el consumidor no tendría requerimientos

de almacenamiento, es por ello que una ventaja es que el gas natural seco es de fácil manejo y transporte.

En la actualidad, dado que el gas natural es el combustible por excelencia, existen muchas experiencias anteriores y desarrollo de equipos de medición, control y seguridad que hacen que su manipulación por el usuario final sea más sencilla, disminuyendo de esta manera los costos que significa el uso de los combustibles líquidos.

Una evaluación más completa de estos puntos se expondrá y desarrollará en el capítulo 3.

Como se observa en las tablas referidas a precios de los combustibles residuales líquidos, el gas natural tendrá un nivel de precios muy competitivo, esto además se aprecia para otros países en las tablas referidas a precios en otros países.

Sin embargo, podría ser necesario regular los precios del gas en especial para algunos casos en los que los costos del GNS son muy inferiores al de los combustibles sustitutos, con lo que se puede dar excesivas ganancias para los distribuidores y generar políticas monopólicas que podrían ir en contra de los usuarios finales.

## **2.4.2 Ventajas Medio Ambientales**

### **2.4.2.1 Calidad de medios terrestre y acuático**

La producción, transporte y uso del gas natural podrían tener incidencia medioambiental negativa en la tierra y en los recursos acuáticos. Pero análisis realizados han demostrado que los efectos medio ambientales del

ciclo del gas natural en este aspecto son mínimos y no causa ninguna degradación en los mismos.

El suministro de gas natural destaca por su bajo impacto visual, especialmente si se tiene en cuenta la cantidad de energía a manejar. Los gasoductos de gas natural van enterrados por lo que el transporte es invisible y silencioso.

Su almacenamiento se efectúa generalmente minimizando su impacto visual global sobre el medio ambiente. Los gasoductos y plantas asociadas se planifican y construyen cuidadosamente para minimizar su efecto negativo sobre el paisaje y se dedica especial atención a asegurar que tales proyectos produzcan la menor alteración de la flora y la fauna locales y que si es necesaria la restauración de la ecológica, se efectúe correctamente para conservar la biodiversidad.

En países como Canadá y la Comunidad Europea, los residuos de los procesos son tratados de forma responsable, se controlan las descargas de líquidos y residuos sólidos mediante procedimientos apropiados.

#### **2.4.2.2 Calidad Del Aire Ambiente**

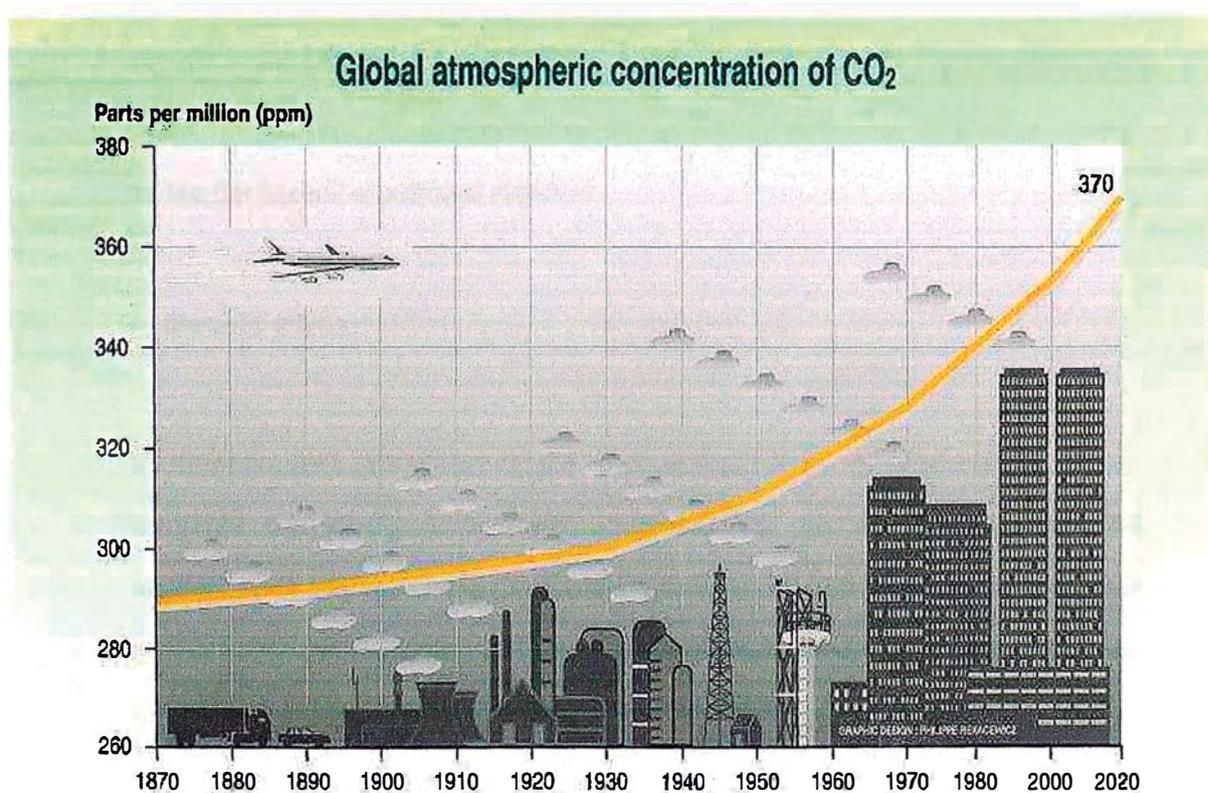
El deterioro de la calidad de aire ambiente ha hecho crecer la preocupación por la salud pública y el patrimonio cultural. En particular, los problemas de calidad de aire son los que acaparan la atención en ciudades densamente pobladas en las que las emisiones de contaminantes procedentes de automóviles e industrias van en aumento. Tradicionalmente las ciudades modernas se han enfrentado a altas concentraciones de polvos, partículas, hollines.  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y monóxido de carbono producidos por la combustión de

los combustibles sólidos y líquidos. En países como Chile y México, además de la escasa visibilidad y la incidencia en la salud pública ha habido daños sobre los conjuntos históricos, edificios etc.

Sumado a este efecto, tenemos al Ozono como causa principal de la deficiencia en la calidad de aire, siendo este uno de los problemas más agudos de enfrentar en muchas ciudades. Por su composición química y su combustión limpia, el gas natural contribuye a una mejor calidad del aire, a nivel global, los principales gases invernaderos se estima que son: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ , 68%), metano ( $\text{CH}_4$ , 19%), Oxido Nitroso ( $\text{NO}_2$ , 7%) Y compuestos Sulfuro Carbonados (CFC'S, 6%).

- **Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ )**

FIGURA N° 5



Fuente: SEDIGAS

Como se muestra en la figura, las tendencias de emisiones de CO<sub>2</sub> en todo el mundo muestran un crecimiento acelerado durante el último siglo, una tendencia que se espera que continuará a menos que se tomen medidas contra ella, tal es el caso que la Unión Europea se ha comprometido a estabilizar sus emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2000 a los niveles de 1990.

Debido a la continua emisión de CO<sub>2</sub> en el mundo, la concentración de este compuesto en la atmósfera ha crecido notablemente; dada la mayor relación hidrógeno carbono en la composición del gas natural en comparación con otros combustibles fósiles, su combustión produce considerablemente menos CO<sub>2</sub> por unidad de energía producida, de esta manera se puede controlar el incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

El gas natural como cualquier otro combustible produce CO<sub>2</sub>, sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil o petróleo residual.

- **Metano (CH<sub>4</sub>)**

El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO<sub>2</sub>, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que las del CO<sub>2</sub>. De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1 % del total del gas transportado.

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

Se estima que las emisiones totales de metano causadas por el hombre podrían ser responsables de alrededor de la quinta parte del potencial calentamiento global.

Las dos fuentes principales de emisión de metano causadas por la actividad humana son la ganadería y los arrozales, suponiendo entre ambas la mitad del total de emisiones de metano, otras fuentes importantes son la minería de carbón, las industrias de petróleo y gas, la combustión de biomasa, los vertederos y tratamientos de residuos urbanos. Las fugas y pérdidas de gas natural en el ámbito mundial suponen alrededor de un 10% de las emisiones anuales de metano o alrededor de un 7% de todas las emisiones de metano incluyendo las de origen natural.

Para muchas de las redes de gas natural la fuga es considerablemente menor del 1 %, alrededor de 0,7% del total suministrado. Las redes instaladas recientemente están virtualmente exentas de fugas.

Aun teniendo en cuenta el bajo nivel de fugas, las pérdidas están siendo reducidas mediante la aplicación de diferentes opciones de control, incluyendo técnicas de gestión de presión, modificaciones de operación y de equipo con programas de sustitución y puesta al día de partes antiguas de las redes de distribución.

Si se tiene en cuenta los rendimientos específicos de utilización de gas natural comparados con los de otros combustibles fósiles y las características de las redes de transporte con poco o nada de fugas, la ventaja del gas natural es mayor. Se estima entonces que las fugas de gas tendrían que exceder entre el 9% al 18% de la producción para perder su ventaja en generación de energía, por lo que los beneficios medio ambientales del gas natural respecto de otros combustibles fósiles superan claramente al impacto de las fugas de metano de la industria del gas natural sobre el efecto invernadero.

- **Contaminantes atmosféricos acidificantes ( SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>)**

Estos contaminantes son uno de los motivos principales de preocupación debido a que la llamada lluvia acida, asociada principalmente a las emisiones de SO<sub>2</sub> ha conducido a serias disminuciones de peces en lagos y ríos y a una importante deforestación en toda Europa.

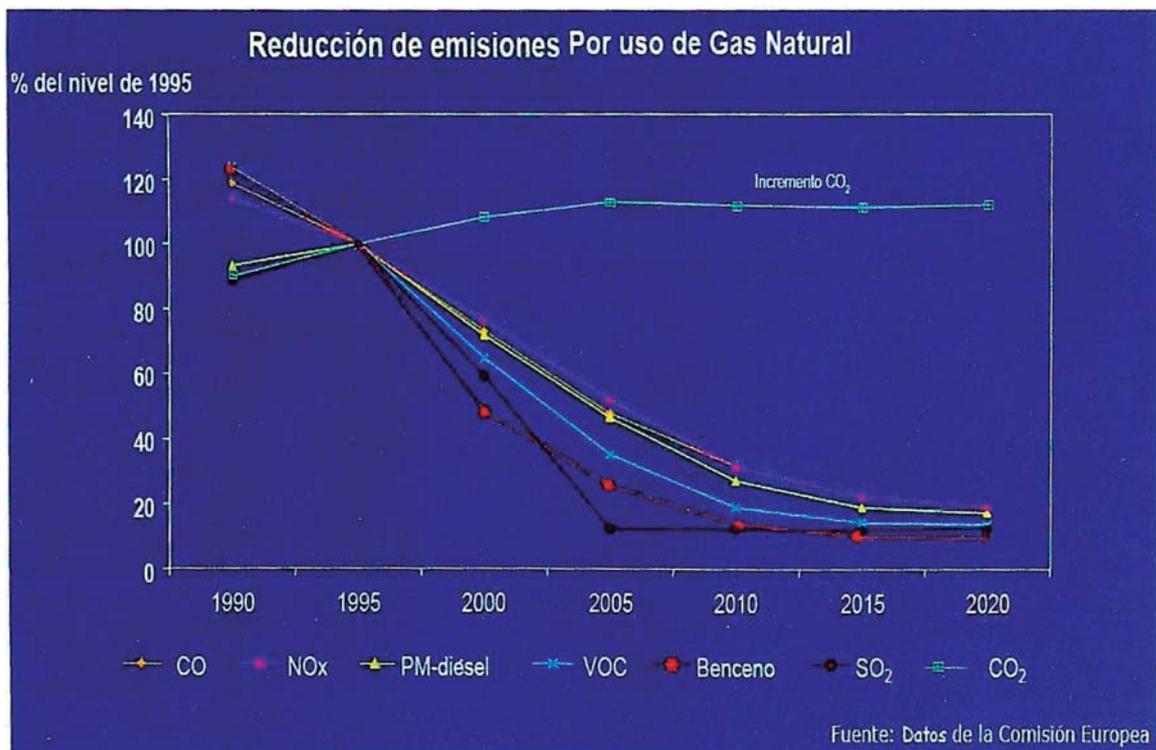
El gas natural está prácticamente exento de azufre y, por consiguiente, su combustión prácticamente no produce SO<sub>2</sub>.

Los procesos de combustión de los combustibles fósiles producen NO<sub>x</sub> que también contribuye a la lluvia acida a escalas regionales. La combustión del gas natural, aunque también produce NO<sub>x</sub>, ofrece tecnologías de quemadores de bajo NO<sub>x</sub> que puede reducir significativamente las emisiones de estos gases en comparación con la combustión de los combustibles residuales líquidos y carbón.

En las figuras anteriores se muestran las emisiones comparativas de  $\text{SO}_2$  y  $\text{NO}_x$  producidas por diferentes combustibles, en las que se observa que el gas natural es el combustible que menos emite este tipo de contaminantes.

Las emisiones de compuestos generadores de lluvia ácida pueden reducirse, usando combustibles líquidos y carbón de bajo contenido de azufre en instalaciones que incluyan procesos de desulfurización y reducción de emisiones de  $\text{NO}_x$ ; estas emisiones pueden ser prácticamente eliminadas convirtiendo las instalaciones que queman combustibles líquidos o carbón, en procesos que usen gas natural como combustible.

**Figura N° 6**



## **CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PROYECTO**

Para la comparación entre las ventajas técnicas en el empleo de un tipo u otro de combustible industrial puede hacerse en términos de comparar dos aspectos:

La eficiencia de combustión y el de mantenimiento del sistema de combustión. Ambos en el fondo representan, después del factor principal, el económico por el mejor precio del combustible, los factores claves para tomar la decisión de cambio de combustible.

En el presente capítulo se evalúan estos factores.

### **3.1 Eficiencia de Combustión**

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

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

En Anexo A- 4 se presenta el método para la medición de la Eficiencia de Combustión empleando un analizador de gases digital.

#### **3.1.1 Eficiencia combustible-vapor**

La eficiencia combustible-vapor es una medida de la eficiencia total de la caldera. Ésta considera la efectividad de la transferencia de calor en el sistema, así como las pérdidas de calor por radiación y convección. Es la

relación entre el calor aprovechado por el fluido y el calor que suministra el combustible en un tiempo dado.

La eficiencia combustible-vapor puede ser determinada por dos métodos; Método de Entrada y Salida y Método de la Perdidas de Calor.

#### **3.1.1.1 Método de Entradas - Salidas**

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

#### **3.1.1.2 Método de Pérdidas de Calor**

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

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

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

### **3.1.2 Análisis de gases de combustión**

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

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

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

Los gases captados son medidos en función de los sensores disponibles, normalmente CO, O<sub>2</sub>, NO, y SO<sub>2</sub>. Adicionalmente se miden las temperaturas

del ambiente circundante y la de los gases de salida. Con esta información y la del O<sub>2</sub> se calcula CO<sub>2</sub>, exceso de aire de combustión y eficiencia de combustión (Ver en Anexo A-4 procedimiento para la medición de Eficiencia de Combustión).

En la Tabla N° 15 se presentan los valores registrados en una medición de gases de combustión en una caldera piro tubular que usa petróleo residual como combustible. Se presentan tres juegos de medidas en cargas baja, media y alta como las más representativas.

**Tabla N° 15**

<b>Parámetro/Carga</b>	<b>BAJA</b>	<b>MEDIA</b>	<b>ALTA</b>
O <sub>2</sub> (% Vol.)	3.5	4.1	3.4
CO (ppm)	259	216	311
CO <sub>2</sub> (%Vol.)	13.7	14.2	13.2
NO <sub>x</sub> (ppm)	228	183	190
Temp. Amb. (°C)	32	34	34
Temp. Salida (°C)	164	221	293
Exc. Aire (% Vol.)	24	31	19
Eficiencia (%)	85.5	84.8	82.5

Leyenda:

O<sub>2</sub> : % de oxígeno presente en los gases de emisión

CO : ppm de monóxido de carbono.

NO<sub>x</sub> : ppm de óxidos de nitrógeno (NO + NO<sub>2</sub>)

CO<sub>2</sub> : % de dióxido de carbono presente en los gases de emisión.

Temp. Amb. : Temperatura ambiental en °C.

Temp. Salida : Temperatura de los gases de emisión en °C.

Exc. Aire : % Exceso de aire según estequiometría de combustión.

Eficiencia : % Eficiencia de combustión.

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

De manera comparativa se muestra la Tabla N° 16 con el análisis de Gases de combustión con la misma caldera luego de haber sustituido su sistema de combustión por gas natural.

**Tabla N° 16**

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

Los datos corresponden a la misma caldera usando ahora, como combustible el gas natural. El equipo analizador de gases también es el mismo. A primera vista observamos la gran diferencia existente en cuanto a emisión de CO para ambas mediciones, es una diferencia muy apreciable y muy satisfactoria el nivel de CO emitido cuando se quema gas natural, y era de esperarse dada la naturaleza gaseosa del combustible que facilita enormemente su mezcla íntima con el aire y una combustión más completa.

El otro factor importante de resaltar es marcado descenso en los niveles de NO<sub>x</sub> producidos con el gas natural. Pasa de valores promedio de 200 ppm con petróleo residual a valores promedio de 50 ppm con gas natural. Ambientalmente ambas mejoras son muy importantes.

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

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

En ese sentido debemos agregar que el gas natural tiene menor poder calorífico y menor emisividad de llama, pero esa desventaja se ve compensada por un mayor caudal de gas en el proceso, para esto hay criterios para calibrar una caldera, así como existen rangos adecuados y óptimos de operación de estos equipos. (Véase detalles en Anexo A- 5)

### **3.2 Mantenimiento del Sistema de Combustión.**

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

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

Debido al uso y a la baja calidad de muchos petróleos residuales, se obstruyen con borras y barnices los tanques, líneas de conducción, filtros y boquilla del quemador. Estas obstrucciones van a ocasionar una caída de presión en la línea de ingreso de petróleo al quemador, modificando los para metros correctamente establecidos. En prácticas comunes de mantenimiento rutinario, se establecen diversos procedimientos que de manera ilustrativa se presentan en la Tabla N° 17 mantenimiento preventivo de una caldera que usa Petróleo residual vs. Gas Natural.

**Tabla N° 17**

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

Fuente: Gastecnic- Conversión de equipos industriales a Gas.

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

Una labor común en calderas de vapor es la regulación de la combustión. Esto implica medir la composición de los gases de salida y establecer una proporción adecuada de

aire y combustible entrando al quemador, y tratar que esta relación proporcional se mantenga para todo el recorrido de la modulación de la carga de la caldera. Esto no es complicado hacerlo, el inconveniente es que no se mantiene el ajuste por mucho tiempo debido a varios factores. Entre ellos:

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

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

- Menor deposición de hollín en hogar y tubos de caldera, lo que conlleva a que la caldera se puede mantener más tiempo limpia sin necesidad de parada para limpieza interna.
- Al no contener agua, azufre y otros contaminantes, se minimiza la acción corrosiva debido a la presencia de estos en el petróleo residual. Tanto refractario como tubos, hogar, chimenea y toda superficie en contacto con los gases pueden verse libres de ataques corrosivos.
- Al no requerir bombeo ni precalentamiento se evita el trabajo de mantenimiento de bombas y precalentadores, así como también de tanques de almacenamiento.

En general es un sistema mucho más limpio.

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

### **3.3 Inversión económica para el cambio de combustible**

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

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

En la siguiente Tabla N°18 se presenta el presupuesto para la instalación del sistema de combustión Dual Petróleo - gas natural, es decir el arreglo de equipos y accesorios requeridos entre la acometida y los equipos de combustión.

Tabla N° 18

<b>Descripción</b>	<b>MONTO (\$)</b>
Proyecto de instalación de gas	29 155.00
Medidor y corrector de gas	5466.00
Tubería de la ERM a la acometida	1190.00
Pozo a tierra	595.00
Cerco perimetral, obra civil	1785.00
Análisis de riesgo y plan de contingencia	1369.00
Empresa Certificadora	2380.00
Quemador dual gas/residual	28003.00
Desmontaje y montaje del quemador	2975.00
Reparación y/o modificación de cono refractario	1785.00
Otras (reubicaciones de equipos y varios)	5000.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 79702.00</b>

Vemos que los principales costos lo constituyen el Proyecto de instalación de gas, cerca de 30 000 dólares y el quemador dual en 28 000 dólares. La explicación es lógica, el proyecto es integral y requiere una importante inversión intelectual y de tiempo para concebirse y perfeccionarse. Es amplia la información y los datos que se deben considerar y siempre ajustándose a las normas técnicas y de seguridad para este tipo de instalaciones, de allí que el monto sea el mayor de la lista, aunque a simple vista parezca algo exagerado.

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

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

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

En la Tabla N° 18 incluye algunos ítems que son propios del tipo y condición de la instalación en cuestión, pero que debe incluirse por ser parte del sistema de combustión. Para cada caso en particular existirán diferentes factores a considerar para decidir por la conveniencia de cambiar por un nuevo accesorio.

El presente presupuesto es a todo costo e incluye IGV.

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

El medidor de gas es a pistones rotativos, caudal máximo 160 m<sup>3</sup>/hr. y una presión máxima de trabajo de 17.2 bar.

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

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

Quiero si aclarar que esta inversión puede requerir la participación de una o varias empresas suministradoras de los diferentes elementos, incluso del proyecto, pero por

conveniencia y garantía de resultados siempre es más conveniente encargarle el trabajo integral y la responsabilidad total a una sola empresa.

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

### 3.4 Ahorro Generado por diferencia de Precios de Combustibles.

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

Hacemos una comparación estadística en base al promedio de consumo mensual de petróleo y el costo del mismo y lo comparamos con los consumos actuales de gas y el precio del mismo gas como se muestra en la Tabla N°19 relativo al precio. Será la diferencia entre estos valores el que nos indique el ahorro alcanzado por la sustitución del combustible solo considerando la diferencia de precio.

**Tabla N° 19**

<b>Consumo de petróleo en caldera</b>	
Consumo promedio mensual	<b>15000 galones</b>
Costo de petróleo residual por galón	\$ 1.27
Gasto mensual por petróleo residual	\$ 19050
<b>Consumo de gas natural en caldera</b>	
Consumo promedio mensual de gas	<b>57900 m<sup>3</sup></b>
Costo actual del gas	\$ 0.18/m <sup>3</sup>
Gasto mensual por gas natural	\$ 10422
<b>Ahorro mensual</b>	<b>\$ 8628</b>

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

ahorros por prescindir de precalentadores, bombas y otros componentes que se presenta en la tabla N° 20 en el siguiente acápite.

**Tabla N° 20**

	M <sup>3</sup> estándar	<b>Costo gas (\$)</b>	Galones R-6 (\$)	<b>Costo R-6 (\$)</b>	Ahorro (\$)	Acumulado (\$)
Febrero	58529	<b>9467</b>	15218	<b>19174</b>	9707	---
Marzo	70168	<b>10946</b>	18244	<b>22987</b>	12041	21748
Abril	55511	<b>8660</b>	14433	<b>18185</b>	9526	31274
Mayo	74463	<b>11616</b>	19360	<b>24394</b>	12778	44052
Junio	75781	<b>11822</b>	19703	<b>24826</b>	13004	57056
Julio	66340	<b>10349</b>	17248	<b>21733</b>	11384	68440
Agosto	80960	<b>12630</b>	21049	<b>26522</b>	13893	<b>82332</b>
Setiembre	66350	<b>10351</b>	17251	<b>21736</b>	11386	93718

En la tabla anterior se muestra unos registros del consumo de gas natural en los meses de febrero del 2008 a septiembre del 2008, se acompaña el costo respectivo, así como una el volumen equivalente de petróleo para esos meses con su costo respectivo. Aquí se puede encontrar un ahorro mes tras mes y el acumulado a lo largo de los meses para visualizar claramente que la inversión del cambio de combustible que ascendió a cerca de \$ 79 000.00 se paga en 7 meses de operación normal. Definitivamente una muy buena inversión. De ahí en adelante todo es ganancia. (Ver Anexo A- 6 Precios de Combustibles Industriales en el Perú).

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

### **3.5 Ahorro generado por el cambio de combustible en relación a las propiedades del gas.**

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

Se analizará en esta parte los beneficios económicos del uso del gas natural como combustible en relación a sus propiedades, los cuales permiten un manejo más simple que otros combustibles como el Residual. Diesel y GLP. (Ver Anexo A- 7, Cálculo de ahorro por Cambio de Combustible).

#### **3.5.1 Costos de Operación por servicios industriales y aditivos**

Para el consumo de gas natural no se consideran costos por servicios industriales (llámese bombeo, precalentamiento, atomización, etc.) y aditivos, lo que si ocurre cuando se usan combustibles líquidos residuales como el Residual 6. A continuación definimos estos servicios industriales y luego se realiza un cálculo estimando los valores para el caso de una la caldera de 300 BHP.

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

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

**Sistema de Calentamiento.-** Para el uso de petróleos residuales se requiere un calentador eléctrico y/o a vapor que garantice una temperatura de 80 °C en el quemador. Posteriormente otro calentador que obtenga la temperatura mínima de 100 °C para la atomización.

El sistema de suministro requiere filtros que eliminen arrastre de sólidos a los quemadores, en la Tabla N° 21 se muestra las especificaciones de consumo y producción de calderas pirotubulares.

**Tabla N° 21**

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

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

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

### 3.5.1.1 Cálculo de costos de calentamiento del Residual 6

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

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

M: Cantidad másica de Residual 6 por galón = 7.9 lbs / galón

C: Coeficiente calórico del Residual 6 = 0.53 BTU/lib-°K

$\Delta T$ : Diferencia de temperatura, °K

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

Precio KWH Industrial: US\$ 0.12

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

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

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

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

### 3.5.1.2 Cálculo de costos de calentamiento para facilitar la atomización del combustible a 100° C.

Por calentamiento del combustible:

$$Q = M \times C \times \Delta T$$

Rango de calentamiento: 80°C a 100°C, necesarios para la correcta atomización del combustible Residual 6.

$$Q = 7.9 \text{ lb/gal} * 0.53 \text{ BTU/lb } ^\circ\text{k} (373 - 353) = 83.74 \text{ BTU/gal}$$

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

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

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

### 3.5.1.3 Cálculo del costo de energía de atomización

Según la Tabla N° 21 el consumo de potencia para la atomización del residual 6 en una caldera de 300 BHP es de 3 HP.

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

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

$$\text{Costo Atomización} = \text{US\$ } 116.00/\text{mes}$$

### 3.5.1.4 Calculo del costo por bombeo del combustible líquido

Según la Tabla N° 21, el consumo de potencia de bombeo para una caldera de 300 BHP que usa residual 6 es de 1 HP.

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

$$\text{Costo Bombeo} = \text{US\$ } 0.089/\text{hora}$$

$$\text{Costo Bombeo} = \text{US\$ } 0.089/ \text{hr} * 432 \text{ hr/mes}$$

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

### 3.5.1.5 Costo de Aditivos

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

Dosificación del aditivo: 1 galón de aditivo por 4000 galones de R6

Consumo de combustible: 35.0 gal /hr

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

Consumo de aditivo = 3.78 gal / mes

Costo promedio del galón de aditivo = US\$ 55.0

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

Costo aditivo por mes = US\$ 207.90/ mes

Total costo operativo par uso de petróleo R6 = US\$ 497.46/ mes

### **3.5.2 Costos de Mantenimiento**

Los requerimientos de una caldera que consume Residual 6 respecto al mantenimiento que usa gas natural se muestra en la Tabla N° 17

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

#### **3.5.2.1 Costo de mano de obra por mantenimiento**

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

Para una caldera pirotubular de 300 BHP se tiene un mantenimiento programado cada 6 meses con una duración de cinco (5) días de

inspección y mantenimiento, con una asignación de 2 mecánicos y un obrero laborando 9 hr/día.

Costo mano de obra = US\$ 90/día

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

Costo de mantenimiento programado:

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

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

### **3.5.2.2 Costo por Manejo de Inventario de Combustibles Líquidos**

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

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

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

Costo del inventario: 4032 galones x US\$ 1.27/gal = US\$ 5120.64

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

→ = US\$ 5120.64 \* 1.0% = US\$ 51.21/mes

### 3.5.2.3 Costo por Monitoreo Ambiental

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

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

En resumen, veamos la Tabla N° 22 nos muestra un cuadro comparativo de 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 N° 22**

<b>COSTOS (US\$/mes)</b>	<b>R6</b>	<b>G.N.</b>
<b>Costos por operación:</b>		
Calentamiento del Combustible	89.20	No requiere
Calentamiento para atomización del Combustible	45.36	No requiere
Energía de atomización del Combustible	116	No requiere
Bombeo del Combustible	39	No requiere
Costo de aditivos	207.90	No requiere
<b>Total Costo por Operación</b>	<b>\$ 497.46</b>	No requiere
<b>Costo de Mantenimiento (Mano de Obra)</b>	75.00	37.50
<b>Costo. Manejo de Inventarios del Combustible</b>	51.21	No requiere
<b>Costo par Monitoreo Ambiental</b>	113.00	No requiere
<b>Costo Total Mensual</b>	<b>\$ 736.67</b>	37.50

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

La disponibilidad de gas natural representa para los calderos pirotubulares la oportunidad de una conversión que constituya un proyecto de alta rentabilidad si se concibe, plantea y ejecuta en la forma técnicamente correcta. En la Tabla 23 se presenta un resumen de las principales ventajas de las calderas a gas natural como combustible industrial.

**Tabla N° 23**

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

#### **CAPITULO 4: PROBABILIDAD DEL USO DEL GAS NATURAL LICUADO COMO COMBUSTIBLES AUTOMOTORES (GASOLINAS Y DIESEL N°2)**

En el Perú, todavía no hay vehículos con los sistemas adecuados para el uso del gas natural licuado, pero a un mediano plazo se contará con estos vehículos, gracias a la tecnología de licuefacción del Gas Natural que es capaz de transportar el GNL a todo el territorio peruano a través de camiones cisterna criogénicos de una manera fácil, segura y económica.

El GNL transportado a los puntos de venta se descarga como combustible líquido desde la cisterna hacia un tanque criogénico de almacenamiento. Esta operación se realiza de manera similar al DIESEL (o cualquier otro combustible líquido), tomando aproximadamente 45 minutos para hacer la descarga completa al tanque de almacenamiento, cuyo nivel es automáticamente monitoreado y garantizado así el abastecimiento de fábricas, plantas industriales, grifos, etc.

**Figura N° 7**



El Gas Natural Licuado como combustible vehicular se presenta como una excelente alternativa frente al alto y creciente precio de las gasolinás, Diesel 2, el Gas Natural de Camisea contiene 86% de metano, a diferencia del Gas Natural Licuado que es purificado en la planta de licuación hasta obtener el producto de GNL con 96% de metano. Este nivel de pureza proporciona mayor efectividad y fuerza, lo que se ve reflejado en el mejor rendimiento y mayor duración de los vehículos.

**Figura N° 8**



El GNL se abastece directamente a los vehículos a través de un surtidor. El combustible se almacena a bordo en un tanque criogénico.

Figura N° 9



Se abastece como cualquier otro combustible tradicional liquido pero es muy frio.

Figura N° 10

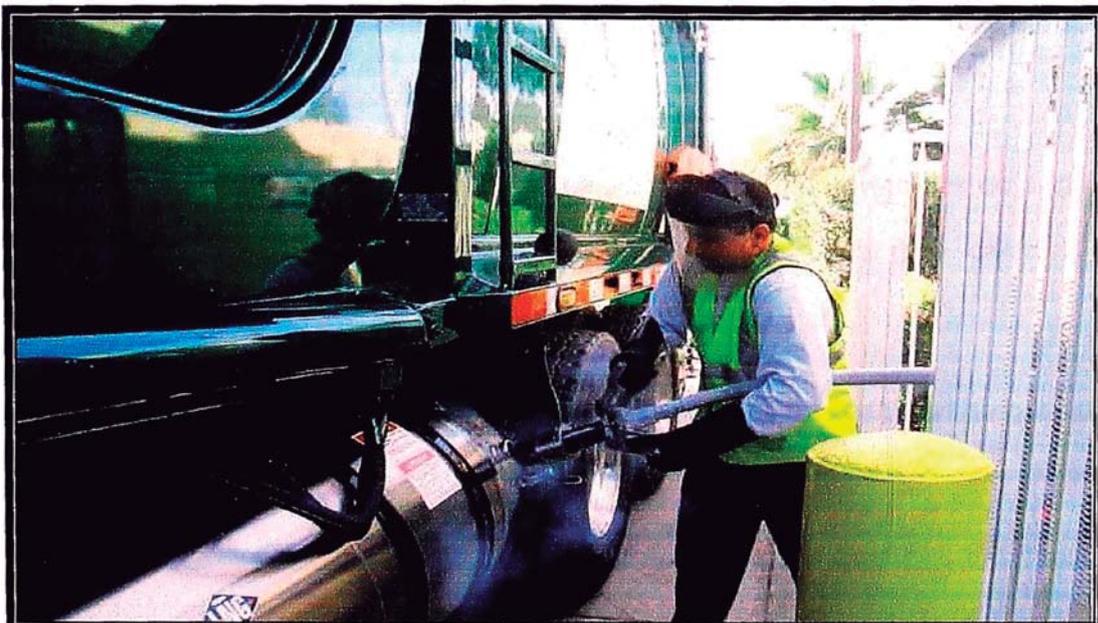
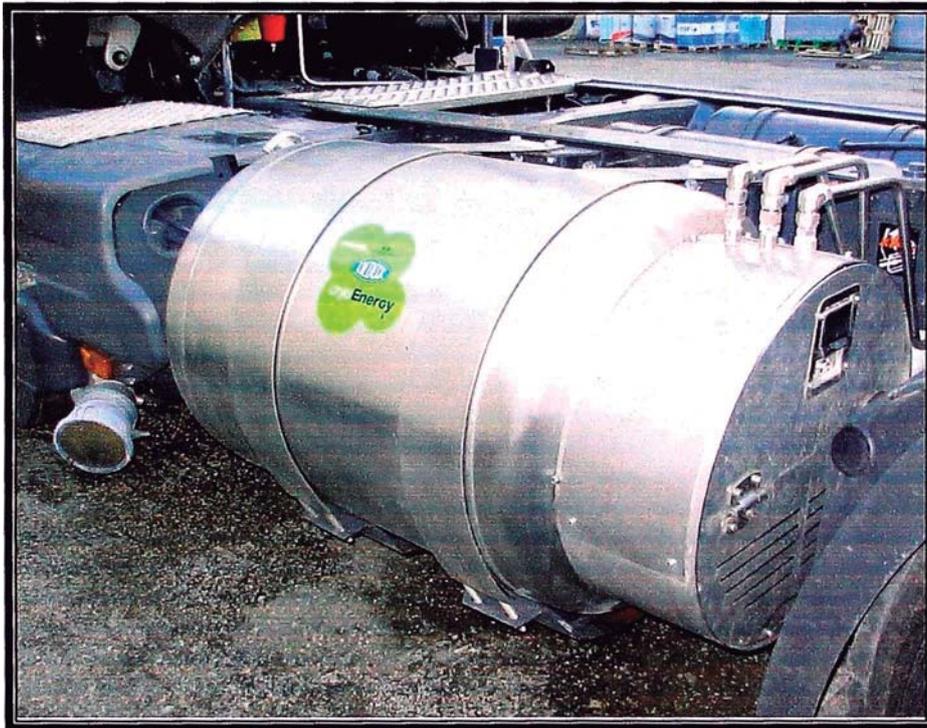


Figura N° 11



Los tanques de GNL son comparables en tamaño a los tanques tradicionales de diesel. Siendo un promedio de aproximadamente 20% más grande, los tanques de combustible calzan directamente en el área destinada para el tanque.

El sistema GNL consiste en tanques criogénicos que almacenan el gas natural en forma líquida a presión atmosférica. El sistema se orienta a vehículos de alto consumo y largos recorridos.

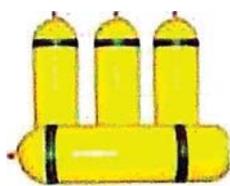
La ventaja del GNL para los camiones de carga y buses interprovinciales es evidente por la autonomía que puede tener un vehículo, ya que una gran cantidad de combustible es almacenada en un espacio reducido.

Por ejemplo, el GNL de un sólo tanque criogénico equivale a la cantidad de gas que puede contener una batería de 8 cilindros de GNC, sin embargo, es 8 veces menos pesado y ocupa 8 veces menos espacio, en Tabla N° 24 se muestra una comparación de Tanques de GNL vs. Tanques de GNC.

Tabla N° 24

	<b>Diámetro (cm)</b>	<b>Longitud (cm)</b>	<b>Volumen Hidráulico (Litros)</b>	<b>Peso (Kg)</b>	<b>Capacidad (m<sup>3</sup>)</b>
<b>GNC</b>	32.3	200	140	136	35
<b>GNL</b>	50.6	125	140	133	300

Figura N° 12



GNC



GNL

La combustión del Gas Natural Licuado está clasificada mundialmente como la más limpia entre los combustibles industriales tradicionales. De hecho, las emisiones de partículas sólidas cumplen con las normas internacionales más exigentes, sin necesidad de invertir en equipos de tratamiento de gases. Una de las grandes ventajas del gas natural respecto a otros combustibles, son las bajas emisiones de su combustión, cual se puede ver en la Tabla N° 25.

Tabla N° 25

<b>Combustible</b>	<b>MP Material Particulado</b>	<b>SO<sub>x</sub> Oxido de Sulfuro</b>	<b>NO<sub>x</sub> Oxido de Nitrógeno</b>
<b>Gas Natural Licuado</b>	1	1	1
<b>Gas Natural de Camisea</b>	3	61	0,5
<b>Kerosene</b>	3,4	269	1,5
<b>Diesel 2</b>	3,3	1.209	1,5
<b>Residual 6</b>	15	4.470	4
<b>Residual 500</b>	39,4	4.433	4

- Reducción de emisiones al ambiente de un 88% en comparación con el combustible Diesel y 95% vs. Residuales.
- Ausencia de residuos de partículas sólidas, hollines, humos, etc.
- No produce grasas ni olores.
- Reduce las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero

#### 4.1 Evaluación Económica para el Diesel N° 2 para el sustituto por el Gas Natural Licuado.

Para un camión pesado que trabaja de sur a norte del Perú, con una capacidad de 132gal. de combustible diesel N° 2. Para un recorrido total de 1190Km.

**Tabla N° 26**

<b>Combustible</b>	<b>MBTU/gal</b>	<b>MMBTU</b>	<b>3.26US\$/gal.</b>	<b>US\$/MMBTU</b>
<b>Diesel 2</b>	131.036	17.29675	430.32	24.88

Tipo de cambio: S/. 3.00 / US\$.

El camión necesita 17.29675 MMBTU para que puede recorrer 1190Km. Y esto equivale a 430.32 dólares.

Si utilizaría Gas licuado para 17.29675 MMBTU de energía gastaría 230.91 dólares.

Observamos un ahorro de 46.34%

**Tabla N° 27 - COMBUSTIBLES VEHICULARES EN PERÚ**

<b>Combustible</b>	<b>Precio</b>	<b>Ahorro</b>
	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>(%)</b>
<b>Gasolina 84</b>	26.49	49.6%
<b>Diesel 2</b>	24.88	46.34%
<b>GLP</b>	22.04	39.43%
<b>Gas licuado</b>	13.35	

Según los resultados anteriores, puede comprobarse, que en el mejor de los casos, se consiguen unos ahorros entre 39% y 49% , para estos camiones pesados y los vehículos que pueden usar gas natural, respecto de si se usase combustibles tradicionales. El hecho de comprar el gas natural en el mercado liberalizado proporciona una mayor flexibilidad a la hora de pactar un precio de compra rentable para la flota, por lo tanto, esta es la opción más interesante, en la siguiente Tabla N° 28 se presenta un resumen de las principales ventajas de usar gas natural licuado como combustible en vehículos de transporte.

**Tabla N° 28**

- Se obtiene de un combustible más ecológico.
- Genera menos gases contaminantes y contribuye a reducir el efecto invernadero.
- Su combustión reduce considerablemente las emisiones contaminantes: en un 95% las partículas suspendidas, en un 85% el óxido de nitrógeno, en un 20% el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y en un 70% el monóxido de carbono.
- No contiene plomo ni metales pesados y no emite dióxido de azufre en su combustión.
- Es más eficiente por tener un alto índice de metano.
- Su combustión produce prácticamente sólo vapor y gas carbónico.
- Genera menores niveles de emisión sonora y vibraciones que los motores diesel.
- Permite reducir la dependencia energética del petróleo.
- Su utilización reduce el gasto en combustible en un 50%.
- Menor coste social asociado a las emisiones. Pero los vehículos a gas natural presentan también inconvenientes:

## **CAPITULO 5: ASPECTO AMBIENTAL Y EMISIONES ATMOSFERICAS, EFECTOS Y LÍMITES PERMISIBLES**

Las actividades de una sociedad industrial entre las que se encuentran el transporte, la quema de combustibles, los procesos industriales, eliminación de desechos y siniestros como incendios forestales producen subproductos gaseosos que no son útiles.

El hecho de liberar tales productos al aire, no significa que desaparezcan, puesto que en realidad, permanecen y pueden producir una grave contaminación del aire.

Los problemas de contaminación del aire se presentan debido a que estos contaminantes gaseosos se acumulan en determinadas zonas geográficas.

### **5.1 Monóxido De Carbono**

Es un gas incoloro, inodoro e insípido, muy ligero, poco soluble en agua, inflamable y posee una gran capacidad de dispersión.

La principal fuente de emisión de monóxido de carbono son los medios de transporte, procesos industriales, eliminación de desechos sólidos.

Este gas es producido en la industria del petróleo en la quema de combustibles como fuentes de energía para hornos y calderos.

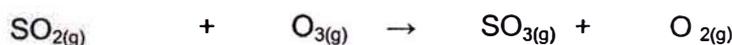
## 5.2 Óxidos de Azufre (SO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub>)

El óxido de azufre que se emite en mayores cantidades es el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), mientras que el trióxido de azufre representa como máximo el 1 ó 2 por ciento del primero.

El SO<sub>2</sub> es un gas que se produce por la combustión de compuestos que tienen azufre, como el carbón y el petróleo, en la que se produce la siguiente reacción.



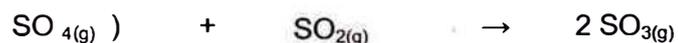
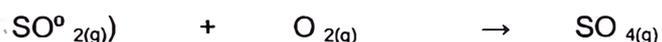
El SO<sub>2</sub> es el óxido más común del azufre y, se oxida en el aire a SO<sub>3</sub> por varios procesos; por ejemplo, puede reaccionar con el ozono según:



También el SO<sub>2</sub> puede ser fotoexcitada por la luz del sol



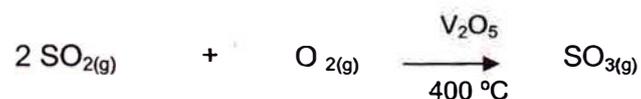
la siguientes reacciones:



Otra reacción del SO<sub>2(g)</sub> se produce por acción el polvo y las partículas sólidas presentes en la atmósfera que pueden actuar como catalizadores heterogéneos de la reacción:



Además, hay procesos industriales que consumen combustibles con alto contenido de azufre que emiten trióxido de azufre (SO<sub>3</sub>), el que se forma en la cámara de combustión debido a la reacción entre el SO<sub>2</sub> y el oxígeno según:



Cuando en el aire existe vapor de agua, el  $\text{SO}_3$  reacciona para formar ácido sulfúrico



El ácido sulfúrico es un peligroso contaminante por ser constituyente de la lluvia ácida.

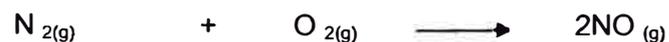
Los óxidos de azufre pueden inhibir el crecimiento de las plantas y ser letales para algunas de ellas, las plantas son afectadas cuando el nivel de azufre como  $\text{SO}_3$  sobrepasa el nivel de 0,5 ppm.

Las emisiones de azufre pueden controlarse mediante el uso de combustibles con bajo contenido de azufre o la remoción de gases de desecho y otros métodos de conversión a sulfatos.

### 5.3 Óxidos de Nitrógeno

Los óxidos de nitrógeno como el monóxido y el dióxido de nitrógeno se conocen en conjunto como óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), el  $\text{NO}$  no es estable y pasa rápidamente a  $\text{NO}_x$ , por lo tanto lo que más existe en el aire es el  $\text{NO}_2$ .

El  $\text{NO}$  es un gas incoloro, inodoro, no inflamable y no tóxico en tanto que el  $\text{NO}_2$  es un gas de color rojizo con un olor fuerte y asfixiante parecido al cloro, además de los compuestos nitrogenados y el nitrógeno presente en el combustible, el  $\text{NO}$  se forma mediante la reacción del oxígeno con el nitrógeno del aire.



Esta reacción se produce a altas temperaturas (800 – 1500°C) durante la combustión de compuestos fósiles.

El  $\text{NO}_2$  se forma debido a la reacción del  $\text{NO}$  con el oxígeno del aire.

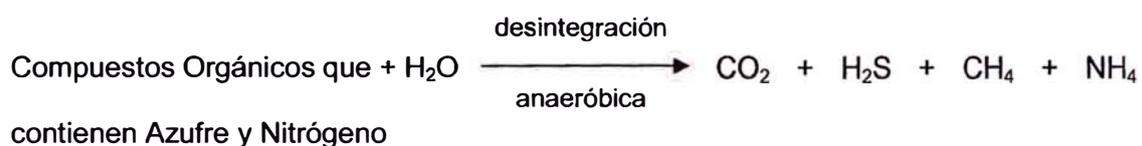
En la industria del petróleo los óxidos de nitrógeno se producen por la quema de diferentes combustibles como medio de obtención de energía.

La mayoría de los Óxidos de Nitrógeno se convierten en ácido nítrico y luego en nitratos, de esta forma se depositan en la tierra y el mar por acción de las lluvias. El ácido nítrico constituye también parte de las lluvias ácidas.

No se conocen con certeza los efectos de los óxidos de nitrógeno en las plantas. Sin embargo, se producen ciertos daños en las plantas, como quemaduras de las hojas cuando en el aire existen concentraciones de  $\text{NO}_2$  superiores a 20 ppm.

#### 5.4 Sulfuro de Hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro muy venenoso y que posee un olor desagradable. Se encuentran en algunos depósitos de petróleo y es un producto de la descomposición de proteínas.



El Sulfuro de Hidrógeno es una de las sustancias químicas más peligrosas de la industria por su toxicidad y su naturaleza explosiva cuando se mezcla con el aire y con el dióxido de azufre, su concentración máxima de seguridad es de 13 ppm, si bien esta concentración se reconoce por su olor, el sulfuro de hidrógeno puede paralizar los nervios olfatorios hasta el punto de no sentirse ya la presencia del gas.

## 5.5 Hidrocarburos

Intervienen en diferentes reacciones químicas que se dan en la atmósfera. El metano ( $\text{CH}_4$ ), es uno de los hidrocarburos más comunes y es uno de los contribuyentes al efecto invernadero, algunos hidrocarburos son tóxicos para las plantas y animales a concentraciones relativamente altas (500 ppm o más) pero no se ha demostrado aun que tengan efectos significativos en los humanos a concentraciones inferiores a 25ppm.

Las emisiones de hidrocarburos se pueden controlar mediante el uso de postquemadores por condensación y depuración; en el postquemador los hidrocarburos de desecho se queman conforme salen de la chimenea.

## 5.6 Ozono

El ozono se produce debido a diversos procesos tales como: descargas eléctricas, radiaciones X y ultravioletas y los arcos voltaicos. Pero, su presencia en la parte baja de la atmósfera se debe sobre todo a la acción fotoquímica de las radiaciones solares en presencia de óxidos de nitrógeno e hidrocarburos.

La radiación ultravioleta del sol hace que el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ) se divida en monóxido de nitrógeno ( $\text{NO}$ ) y átomos de oxígeno ( $\text{O}$ ). Los átomos de oxígeno reaccionan con moléculas de oxígeno ( $\text{O}_2$ ), de la atmósfera para producir ozono ( $\text{O}_3$ ). Este ciclo se completa cuando el ozono reacciona con el monóxido de nitrógeno para dar dióxido de nitrógeno y oxígeno molecular, sin embargo el monóxido de nitrógeno reacciona con algunas moléculas contaminantes (hidrocarburos) más rápidamente que con el ozono, por lo que se regenera el dióxido de nitrógeno, el ozono queda en exceso y se acumula en la atmósfera, este gas tiene olor acre, no se conocen aun los efectos, a largo plazo, de respirar bajos niveles de ozono. Muchas plantas son muy

sensibles al ozono y pueden morir incluso a niveles bajos. Se sabe que niveles hasta de 0.5ppm pueden causar daños a especies vegetales sensibles.

### **5.7 Efecto Invernadero**

Es un fenómeno atmosférico natural que evita que la totalidad de la energía emitida por la superficie terrestre escape al espacio y se pierda.

Este fenómeno es producido principalmente por los llamados gases invernaderos como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el vapor de agua, los cuales al concentrarse en la atmósfera, absorben la radiación de onda larga (llamada también infrarroja o calorífica) emitida por la superficie terrestre, esta energía de onda larga al mantenerse en la atmósfera la calienta hasta la temperatura adecuada para los fenómenos vitales, razón por la cual el efecto invernadero es un fenómeno necesario e imprescindible para la existencia de la vida.

Al efecto invernadero natural se debe que la temperatura media de la superficie de la tierra sea unos  $30^\circ\text{C}$  más elevada de lo que habría sido en su ausencia y en consecuencia, que el hombre pueda vivir en el planeta.

En efecto, de no ser por el efecto invernadero del aire, que regula la emisión y absorción de energía del planeta; la superficie de la tierra sería como la de la luna; glacial ( $-166^\circ\text{C}$ ) por la noche e insoportablemente caliente ( $+99^\circ\text{C}$ ) durante el día, ya que la cantidad de energía que llega a ambas, es similar.

Por las diferentes actividades humanas los niveles de los llamados gases invernaderos han aumentado hasta cantidades no naturales y excesivas, potenciando e incrementando el efecto invernadero, hecho que ha ocasionado que la temperatura global de la tierra se incremente, y se piensa que si el proceso sigue avanzando, se

producirá un gran cambio climático que desorganizará todos los procesos naturales y, por supuesto, las actividades del hombre.

**Tabla N° 29**

**CONCENTRACIÓN MÁXIMA ACEPTABLE DE CONTAMINANTES EN EL AIRE**

PARÁMETRO	LIMITES RECOMENDADOS
<b>Contaminantes convencionales</b>	
Partículas, promedio 24h	120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Monóxido de carbono. Promedio 1h/8h	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ - 15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
<b>Gases ácidos</b>	
Acido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S), promedio 1 h	30 $\mu\text{g}/\mu\text{3}$
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> ), promedio 24 h	300 $\mu\text{g}/\mu\text{3}$
Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> ), promedio 24 h	200 $\mu\text{g}/\mu\text{3}$
<b>Compuestos orgánicos</b>	
Hidrocarburos, promedio 24 h	15 000 $\mu\text{g}/\mu\text{3}$

Fuente: Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos MEM reglamento MEM reglamento 046

**Tabla N° 30**

**Valores normados para los contaminantes del aire**

Contaminante	Valores límite		
	Exposición aguda	Frecuencia máxima aceptable	Exposición crónica
	Concentración y tiempo promedio		(Para protección de las salud de la población susceptible)
Ozono (O <sub>3</sub> )	0.11 ppm (1 hora)	1 vez / 3 años	
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	0.13 ppm (24 horas)	1 vez / 1 año	0.03 ppm (media aritmética anual)
Dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> )	0.21 ppm (1 hora)	1 vez / 1 año	
Monóxido de carbono (CO)	11 ppm (8 horas)	1 vez / 1 año	
Partículas suspendidas totales (PST)	260 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (24 horas)	1 vez / año	75 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (media aritmética anual)
Partículas fracción respirable (PM-10)	150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (24 horas)	1 vez / 1 año	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (media aritmética anual)
Plomo (Pb)			1.5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (promedio aritmético en 3 meses)

## CONCLUSIONES

El gas natural con mayor densidad se presenta en forma de GNL, que confiere mayor autonomía a las calderas y vehículos, ya que no requiere de depósitos preparados para resistir altas presiones, pero tienen que estar equipados con un importante aislamiento térmico para reducir la vaporización incontrolada del GNL. Aunque en los años 60 y 70 su uso en la automoción creció de forma notable, su demanda sufrió un bajón debido a su restringida disponibilidad, pero ahora ya se han mejorado en todos los sentidos de seguridad y control y una tecnología de punta que ronda a los países dependientes de combustibles altamente contaminantes como China, Europa, EE.UU

Como se ha podido apreciar, el precio del combustible es el factor más importante para la decisión de sustitución. El precio máximo para la sustitución de los combustibles líquidos por gas estará en función de los volúmenes de combustible que se consume, tiempos de operación y tipos de combustibles líquidos usados.

Al realizar la sustitución involucrara cambios de sistemas y quemadores, pudiendo garantizarse incrementos en la eficiencia de combustión con un ahorro extra como es el caso de las calderas que utilizarán gas natural licuado que es limpio de impurezas así la caldera podrá trabajar con mayor eficiencia.

Además de las ventajas referidas al precio menor del gas, se tendrán ventajas adicionales como es la facilidad de control, eliminación de requerimientos adicionales de energía por precalentamientos, disminución y eliminación de los requerimientos de vapor de atomización, mayor facilidad de manipulación, períodos mayores de mantenimiento los cuales para una industria que opta a cambiar su caldero el cambio puede generar buenos ahorros y ganancias.

Por parte del mantenimiento de los equipos se reduce el costo al reducirse los residuos, impureza e incrustaciones que dañan las superficies metálicas y el material refractario de las calderas.

La energía generada por la combustión del gas natural en calderas hace posible el incremento en la producción por el hecho de mejorar el coeficiente de transmisión del calor al aumentar la densidad calorífica y el rendimiento térmico de la caldera, ya que disminuye la temperatura de salida de los gases de combustión. También son importantes las mejoras económicas gracias a la ausencia de corrosión en las instalaciones al estar el gas libre de azufre, vanadio y otras impurezas; por la reducción del consumo de energía motriz de los ventiladores, extractores, etc., al disminuir el exceso de aire necesario para la combustión y por la mejora de la transmisión de calor gracias a la limpieza de las superficies de contacto, al no producirse cenizas ni hollín.

No se requiere ningún tipo de aditivo para mejorar la combustión del gas natural, tampoco son necesarios precalentadores ni bombas de transferencia.

El uso de gas natural en calderas permite un mejor desempeño de los quemadores alta seguridad, mayor control y el ingreso de tecnología de punta en su implementación, consiguiéndose máximas eficiencias de combustión.

Los gases de combustión producidos y emanados por la chimenea de las calderas son limpios y no contaminan el medio ambiente. El contenido de CO se reduce al mínimo, la concentración de CO<sub>2</sub> es 25% menor al que emite la combustión de los petróleos industriales y no existe óxidos de azufre pues el gas natural no contiene azufre. Igualmente niveles de inquemados y hollín se reducen prácticamente a cero.

El ahorro económico en un periodo de 7 meses corresponde por sustitución de combustibles, según la Tabla N° 20, a \$ 82332; y por mantenimiento, según la Tabla N° 22 es \$ 700, sumando este ahorro hace un total de \$ 83031. Este valor permite recuperar la inversión total de \$79702 en menos de 7 meses. Asimismo, recuperada la inversión después de siete meses, se irán acumulando ahorros progresivos, los que pueden destinarse a otros proyectos de interés de la empresa.

El apostar en usar el gas natural licuado en el transporte es muy buena opción debido a que los costos del gas son baratos y una autonomía de combustible ya muchos países están apostando por esta energía debido a las ventajas económicas y medio ambientales, los acuerdos firmados la provincia oriental china de Fujian sustituirá la gasolina y el gasóleo por gas natural licuado (GNL) en 2000 autobuses públicos interurbanos con el objetivo de hacer el transporte público más ecológico.

De acuerdo con un contrato firmado el grupo Fujian Investment and Development y la compañía Fujian Expressway, el primero invertirá 320 millones de yuanes (46,85 millones de dólares) en la construcción de 30 estaciones de servicio que abastecerán a los autobuses con 133000 toneladas de GNL.

Y las diferentes empresas de transporte pesado ya binen utilizando el GNL en EE.UU, en España y otros países.

Otra ventaja del gas licuado los costes de repostaje de los vehículos son más bajos. Sin embargo, su inconveniente reside en que los vehículos deben tener una utilización regular, ya que después de unos días sin utilizarlo puede producirse una vaporización que obligaría a despresurizar y emitir a la atmósfera pequeñas cantidades de combustible cada vez que se sobrepase una presión determinada.

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
Tabla N° 1	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 5	13
Tabla N° 2	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 6	14
Tabla N° 3	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 500	15
Tabla N° 4	Reservas Mundiales Petróleo	16
Tabla N° 5	Producción Mundiales Petróleo	17
Tabla N° 6	Estructura del consumo de derivados de petróleo en el país	18
Tabla N° 7	Propiedades de combustibles y productos de combustión	30
Tabla N° 8	Reservas mundiales de gas natural	35
Tabla N° 9	Producción Mundial de gas natural	36
Tabla N° 10	Contenido total de reservas de San Martín, Cashiriari, Pagoreni y Mipaya	38
Tabla N° 11	Características Fisicoquímicas del Gas Natural Licuado	42
Tabla N° 12	Comparación de las propiedades del GNL con los Combustibles líquidos	47
Tabla N° 13	Temperaturas de Auto Ignición de Combustibles líquidos	48
Tabla N° 14	Especificaciones para el Gas combustible según Normatividad Peruana	57
Tabla N° 15	Análisis de Gases de combustión en caldera Usando petróleo residual como combustible	79
Tabla N° 16	Análisis de Gases de combustión en caldera Usando Gas natural como combustible	80
Tabla N° 17	Mantenimiento preventivo de una caldera Petróleo Residual vs. Gas Natural	82
Tabla N° 18	Costos de Inversión para cambio a Sistema Dual Petróleo-Gas	85
Tabla N° 19	Comparación del gasto en combustible relativo al precio	87
Tabla N° 20	Consumo de Gas Natural según lectura de controles-medida	88
Tabla N° 21	Especificaciones de consumo y Producción de Calderas Pirotubulares	90
Tabla N° 22	Cuadro comparativo Costos Residual 6 vs. Gas Natural	95

Tabla N° 23	Ventajas de las calderas a Gas Natural	96
Tabla N° 24	Comparación de tanque de GNL vs. Tanque de GNC	101
Tabla N° 25	Ventajas del Gas Natural Licuado respecto a otros combustibles en las bajas emisiones de combustion	101
Tabla N° 26	Cantidad de Energía utilizada por un camión pesado	102
Tabla N° 27	Cantidad de Energía en Combustibles vehiculares en el Perú	102
Tabla N° 28	Ventajas del GNL en el transporte.	103
Tabla N° 29	Concentración Máxima aceptable de contaminantes en el aire	110
Tabla N° 30	Valores Normados para los contaminantes del aire	110
Tabla N° A1	Precio del residual 6	117
Tabla N° A2	Precio del residual 500	117
Tabla N° A3	Requisitos para el gas natural combustible Chile	118
Tabla N° A4	Requisitos para el gas natural en México	119
Tabla N° A5	Requisitos para el gas natural de venta en USA y Canadá	119
Tabla N° A6	Productos de combustión y requerimientos de aire para Residuales	120

### LISTA DE ANEXOS

		<b>Pág.</b>
Anexo A1	Productos derivados del Gas Natural, según la orientación del Refino	121
Anexo A2	Procedimiento para el cálculo del factor de compresibilidad (Z)	122
Anexo A3	Determinación de la proporción de Mezcla de gas y aire para la obtención de gases con similares índices de Wobbe	125
Anexo A4	Procedimiento para la medición de la eficiencia de combustión	126
Anexo A5	Criterios de ajuste operativo de calderas	127
Anexo A6	Precio de combustibles industriales en el Perú	129
Anexo A7	Calculo de ahorro por cambio de combustible gas natural V.S. petróleo residual 6 en caldera	130

**LISTA DE FIGURAS**

	<b>Pág.</b>
Figura Nº 1 Consumo de combustibles industriales totales en Lima	17
Figura Nº 2 Capacidad de Refinación en Europa	19
Figura Nº 3 Composición del Gas Natural Licuado en el caso Peruano	39
Figura Nº 4 Rango Inflamable del Gas Natural Licuado	46
Figura Nº 5 Aumento de la concentración de CO <sub>2</sub> en la atmósfera	71
Figura Nº 6 Reducción de Emisiones de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> por uso de gas natural	75
Figura Nº 7 Cisterna Criogénicas para transportar Gas Natural Licuado	97
Figura Nº 8 Camion pesado usa GNL como combustible	98
Figura Nº 9 Boquilla de dispensador de GNL en las estaciones	99
Figura Nº 10 El GNL se abastece directamente a los vehículos a través de un surtidor	99
Figura Nº 11 Tanque criogénico para el combustible del propio vehículo	100
Figura Nº 12 Comparación de Volumen del Tanques de GNL vs GNC	101
Figura Nº 13 Grafico para hallar el factor de compresibilidad del Gas Natural	124

Tabla N° A1

**PRECIOS DEL RESIDUAL 6**  
(en Soles /Galón)

Fecha	Precio planta	ISC	IGV(19%)	Precio ex planta
Mar-08	4,470	0,52	0,95	5,9381
Abr-08	4,470	0,52	0,95	5,9381
May-08	4,470	0,52	0,95	5,9381
Jun-08	4,940	0,52	1,04	6,4974
Jul-08	4,940	0,52	1,04	6,4974
Ago-08	5,790	0,52	1,20	7,5089
Set-08	5,790	0,52	1,20	7,5089
Oct-08	5,270	0,52	1,10	6,8901
Nov-08	4,770	0,52	1,01	6,2951
Dic-08	4,770	0,52	1,01	6,2951
Ene-09	4,130	0,52	0,88	5,5335
Feb-09	4,130	0,52	0,88	5,5335
Mar-09	4,130	0,52	0,88	5,5335

Fuente: PetroPerú - Ministerio de Energía y Minas @ Marzo 2009

Tabla N° A2

**PRECIOS DEL RESIDUAL 500**  
(en Soles /Galón)

Fecha	Precio planta	ISC	IGV(19%)	Precio ex planta
Mar-08	4,320	0,50	0,92	5,736
Abr-08	4,320	0,50	0,92	5,736
May-08	4,320	0,50	0,92	5,736
Jun-08	4,790	0,50	1,01	6,295
Jul-08	4,790	0,50	1,01	6,295
Ago-08	5,640	0,50	1,17	7,307
Set-08	5,640	0,50	1,17	7,307
Oct-08	5,140	0,50	1,07	6,712
Nov-08	4,640	0,50	0,98	6,117
Dic-08	4,640	0,50	0,98	6,117
Ene-09	4,000	0,50	0,86	5,355
Feb-09	4,000	0,50	0,86	5,355
Mar-09	4,000	0,50	0,86	5,355

Fuente: PetroPerú - Ministerio de Energía y Minas @ Marzo 2009

## TABLA N° A3

### REQUISITOS GENERALES PARA EL GAS NATURAL COMBUSTIBLE (CHILE)

#### GAS NATURAL NCh 2264.c97

El Gas Natural cubierto por esta norma, debe ser libre de gomas, aceites, partículas líquidas, partículas sólidas de tamaño mayor de 5mm.y otras impurezas indeseables. Además, no debe contener más de 22,5 mg/m<sup>3</sup> de partículas sólidas de tamaño igual o menor que 5mm.

#### Temperatura

Para efectos de entrega, la temperatura de entrega debe ser menor o igual a 50°C.

#### Odorización

El gas natural debe contener para su expendio un compuesto tal que su olor sea característico, desagradable y no persistente.

#### Características

Debe cumplir con las características fisicoquímicas que se listan en el cuadro.

PROPIEDADES FÍSICAS QUÍMICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES	
		Min.	Max.
Poder calorífico superior	KJ/M3	36995	42635
	Kcal/m3	8850	10200
Índice de woobe	KJ/M3	47235	52125
	Kcal/m3	11300	12470
Densidad relativa		Reportar	
Gases inertes, total	%(V/V)		4
Punto de Rocío de hidrocarburos a 5500 kpa abs.	°C		-4
Dióxido de carbono (CO2)	%(V/V)		2,0
Oxígeno (O2)	%(V/V)		0,2
Sulfuro de hidrogeno (H2S)	mg/m3		3
Azufre Total	mg/m3		15(1)
	mg/m3		65(2)
Agua	mg/m3		65

1) antes de la adición de odorante

2) después de la adición de odorante

Fuente: Norma Técnica Chilena

Tabla N° A4

## REQUISITOS PARA EL GAS NATURAL EN MÉXICO

ENSAYO	MÉTODO	UNIDADES	ESPECIFICACIÓN	
			Mínimo	Máximo
Poder calorífico bruto en base seca	ASTM-D1826	MJ/m <sup>3</sup>	35,42	—
Acido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	ASTM-D4468	mg/m <sup>3</sup> ppm	—	6,1 4,4
Azufre total(S)	ASTM-D4468	mg/m <sup>3</sup> ppm	—	258 200
Humedad (H <sub>2</sub> O)	ASTM-D1142 Higrómetro	mg/m <sup>3</sup>	—	112
Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) + Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	ASTM-D1945	% Vol	—	3
Contenido de licuables a partir del propano	ASTM-D1945	l/m <sup>3</sup>	—	0,059
Temperatura	—	K	—	323
Oxígeno	ASTM-D1945	% Vol	—	0,5
Material solidó	—	---	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.	
Líquidos	—	---	Libre de agua y de hidrocarburos líquidos.	
Microbiológicos	—	---	Libre	

Fuente: Petróleos Mexicanos PEMEX

Tabla N° A5

## ESPECIFICACIONES DEL GAS PARA VENTA

ENSAYO	U.S.A	CANADA
Poder calorífico bruto mínimo (BTU/PCS)	1000	975
Punto de rocío (°F)	20	15
Contenido de agua (lb/MMPCS)	4	4
Contenido de H <sub>2</sub> S (g/100PCS)	0,25	0,25
Mercaptanos (g/100PCS)	0,2	5
Azufre total (g/100PCS)	1	-
CO <sub>2</sub> (% mol)	2	1
O <sub>2</sub> (% mol)	-	0,2
Libre de polvo u otro material sólido	Si	Si
Temperatura máxima de entrega (°F)	120	-

Fuente: Gas dklouis@gasaberta.com

Tabla N° A6

## PRODUCTOS DE COMBUSTIÓN Y REQUERIMIENTOS DE AIRE Y OXIGENO PARA COMBUSTIBLES RESIDUALES

Gravedad API a 60°F	Propiedades del combustible		Oxígeno teórico y aire requerido		Productos de combustión - Aire teórico			
	Gravedad Específica	Composición: %C %H	Oxígeno kg/kg de gas	Aire kg/kg de gas	Aire a 32°F kg/kg de gas	CO2 kg/kg de gas	H2O kg/kg de gas	N2 kg/kg de gas
10	1,0000	89,00 11,00	3,2533	14,023	173,59	3,2633	0,9900	10,770
11	0,9930	88,89 11,11	3,2592	14,048	173,90	3,2593	0,9999	10,789
12	0,9861	88,79 11,21	3,2645	14,071	174,19	3,2556	1,0089	10,807
13	0,9792	88,69 11,31	3,2699	14,094	174,47	3,2520	1,0179	10,824
14	0,9725	88,59 11,41	3,2752	14,117	174,76	3,2483	1,0269	10,842
15	0,9659	88,49 11,51	3,2805	14,140	175,04	3,2446	1,0359	10,860
16	0,9593	88,39 11,61	3,2859	14,163	175,33	3,2410	1,0449	10,877
17	0,9529	88,29 11,71	3,2912	14,186	175,61	3,2373	1,0539	10,895
18	0,9465	88,20 11,80	3,2960	14,207	175,87	3,2340	1,0620	10,911
19	0,9402	88,10 11,90	3,3013	14,230	176,16	3,2303	1,0710	10,928
20	0,9340	88,01 11,99	3,3061	14,250	176,41	3,2270	1,0791	10,944
21	0,9279	87,92 12,08	3,3109	14,271	176,67	3,2237	1,0872	10,960
22	0,9218	87,93 12,17	3,3157	14,292	176,93	3,2204	1,0953	10,976
23	0,9159	87,74 12,26	3,3205	14,312	177,17	3,2171	1,1034	10,992
24	0,9100	87,65 12,35	3,3253	14,333	177,43	3,2138	1,1115	11,008
25	0,9042	87,56 12,44	3,3301	14,354	177,69	3,2105	1,1196	11,024
26	0,8984	87,48 12,52	3,3344	14,372	177,92	3,2076	1,1268	11,038
27	0,8927	87,39 12,61	3,3392	14,393	178,18	3,2043	1,1349	11,054
28	0,8871	87,31 12,69	3,3435	14,412	178,41	3,2014	1,1421	11,068
29	0,8816	87,22 12,78	3,3483	14,432	178,66	3,1981	1,1502	11,084
30	0,8762	87,14 12,86	3,3525	14,450	178,88	3,1951	1,1574	11,098

## ANEXO A1

PRODUCTOS DERIVADOS DE GAS NATURAL SEGÚN LA ORIENTACIÓN DEL  
REFINO

(I)

GAS NATURAL		UPGN		
N2			N2	GAS RESIDUAL
CO2			CO2	
C1			C1	
C2			C2	GNL
C3			C3	
C4			C4	
C5			C5	
C6			C6	
C7+			C7+	

(II)

GAS NATURAL		UPGN		
N2			N2	GAS RESIDUAL
CO2			CO2	
C1			C1	ETANO
C2			C2	
C3			C3	GNL
C4			C4	
C5			C5	
C6			C6	
C7+			C7+	

(II)

GAS NATURAL		UPGN		
N2			N2	GAS RESIDUAL
CO2			CO2	
C1			C1	ETANO
C2			C2	
C3			C3	GLP
C4			C4	
C5			C5	C <sub>5+</sub>
C6			C6	
C7+			C7+	

(IV)

GAS NATURAL		UPGN		
N2			N2	GAS RESIDUAL
CO2			CO2	
C1			C1	ETANO
C2			C2	
C3			C3	GLP
C4			C4	
C5			C5	C <sub>5+</sub>
C6			C6	
C7+			C7+	

UPGN: Unidad de Procesamiento de Gas Natural

## ANEXO A2

### PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)

Para los gases ideales se tiene la siguiente ecuación universal que relaciona el volumen, la temperatura y la presión:

$$PV = nRT$$

Donde:

P = Presión

T = Temperatura

V= Volumen

n = Numero de moles

R = Constante Universal

Para el caso de los gases reales, esta ecuación debe ser corregida considerando el factor de compresibilidad (Z), que además indica el grado de no - idealidad de un gas, la desviación de la ley de para gases ideales, generalmente se da a altas presiones y bajas temperaturas. Por lo cual este factor estará en función de las condiciones de presión y temperatura, a continuación se menciona la ley de estados que permite relacionar a los gases y su factor de compresibilidad.

#### LEY DE LOS ESTADOS CORRESPONDIENTES

El factor de compresibilidad es sensiblemente el mismo para todos los gases, con la condición que sean iguales la temperatura y presión de referencia a las condiciones críticas.

Se define así la presión reducida y la temperatura reducida:

$$Pr = P/P_c \quad T = T/T_c$$

$P_c$  y  $T_c$ , representan la presión y temperatura críticas leídas sobre una escala absoluta.

El valor del factor de compresibilidad se lee en la figura A1, en función de la presión y temperatura reducida.

Para el caso del gas natural, debido a que se trata de una mezcla, en lugar de usar la presión y temperatura crítica, se usa la presión y la temperatura pseudocrítica, por lo que se calcula la presión y temperatura Pseudoreducida.

$$PP_r = P/pP_c \quad pT_r = T/pT_c$$

Para calcular la presión pseudo crítica:

$$PP_c = \sum P_{ci} * X_i$$

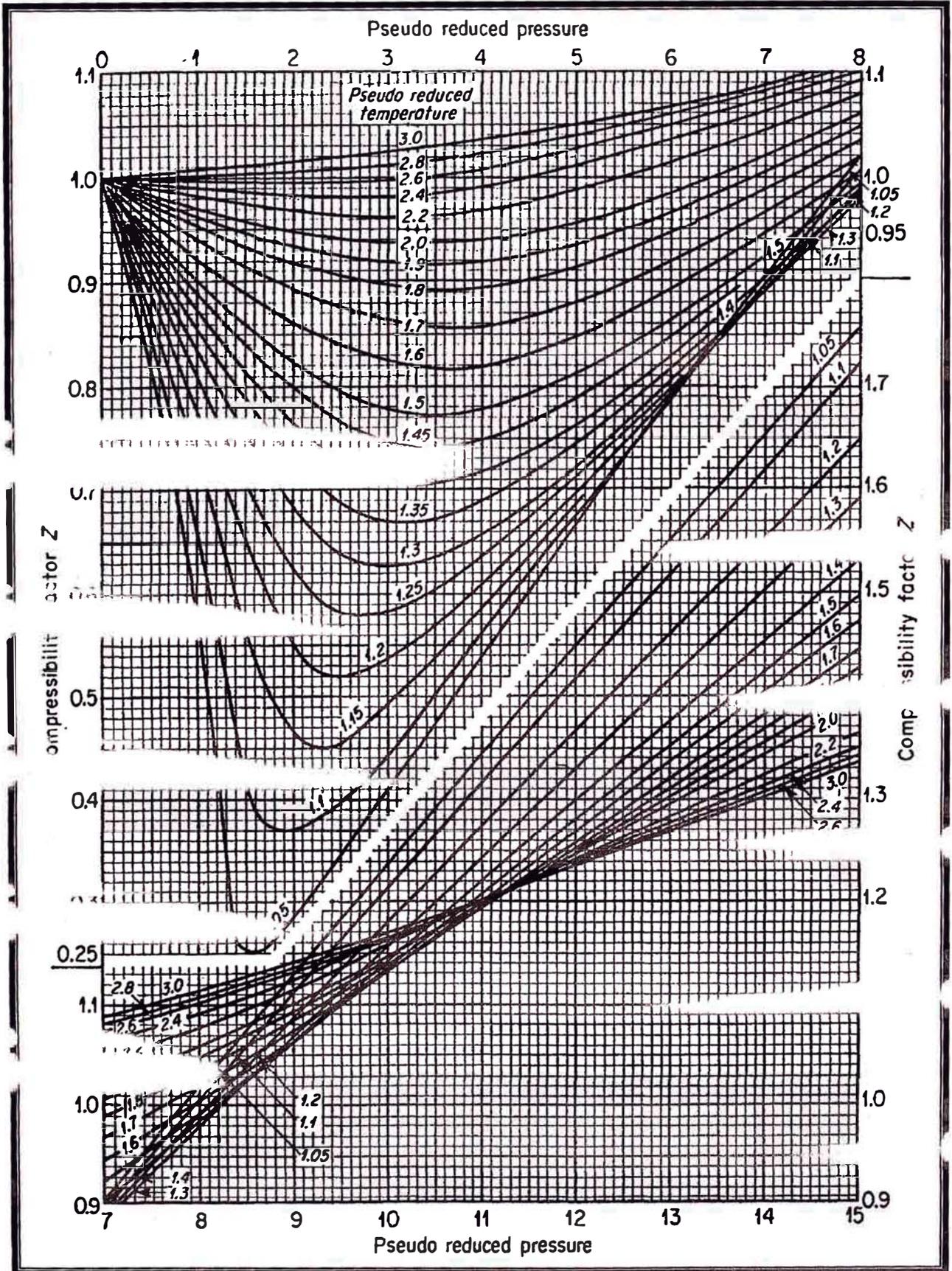
Donde:

$P_{ci}$  = Presión crítica del componente i.

$X_i$  = Fracción molar del componente x.

Para la determinación del factor de compresibilidad se usan los siguientes gráficos, según los valores de  $Pr$ ,  $Tr$  y usando los gráficos en función del peso molecular promedio calculo de pérdida de energía y consideraciones para el residual 6.

Figura N°13



### ANEXO A3

#### DETERMINACION DE PROPORCION DE MEZCLA DE GAS Y AIRE PARA LA OBTENCION DE GASES CON SIMILARES INDICES DE WOBBE

Sea  $W_o$  el índice de Wobbe del gas natural usado como combustible típico; en caso de que por razones imprevistas, tales como corte temporal por fugas, no se disponga de este, se le podrá sustituir por un hidrocarburo de sustitución, que mayormente es GLP el cual tiene un poder calorífico  $H$ , y una densidad  $d_1$ .

Si se mezcla con aire en una proporción volumétrica de  $\alpha$  m<sup>3</sup> de gas y  $(1 - \alpha)$  m<sup>3</sup> de aire, el gas de sustitución (hidrocarburo – aire) tiene un poder calorífico de:

$$H_m = \alpha \cdot H_1$$

Y una densidad relativa de:

$$d_m = \alpha \cdot d_1 + (1 - \alpha) \cdot 1 = 1 + \alpha \cdot (d_1 - 1)$$

Se sabe, que el índice de Wobbe es

La igualdad de índices de Wobbe entre ambos gases da:

$$W_o = \frac{\alpha H_1}{\sqrt{(1 + \alpha(d_1 - 1))}}$$

que permite despejar el valor de  $\alpha$  que es :

$$\alpha = \frac{2}{1 - d_1 + \sqrt{(1 - d_1)^2 + 4(H_1 / W_o)^2}}$$

## ANEXO A- 4

### PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICION DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTION

#### Equipo Empleado:

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

#### Procedimiento:

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

- Introducir la sonda en el agujero respectivo y con la carga fijada en la caldera esperar un minuto o más hasta que se visualicen en la pantalla del analizador valores de registro más o menos estables y con mínima variación entre cortos intervalos de tiempo.
- Registrar y guardar en la memoria del equipo analizador los valores medidos. Posteriormente y de acuerdo a disponibilidad de impresora en el equipo se puede imprimir los valores registrados.
- Cambiar el nivel de carga de la caldera y repetir el procedimiento.

## **ANEXO A-5**

### **CRITERIOS DE AJUSTE OPERATIVO DE CALDERAS**

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

### **CIRCUITO DEL FUEGO**

- Operaciones de precombustión: Deben asegurar que el combustible llegue al quemador en las condiciones previstas en su diseño: en el caso de líquidos con el nivel de precalentamiento y presión requeridos para su perfecta atomización; regulando la inyección de gases a través de la presión.
- Regulación del quemador: El trabajo del quemador debe permitir el desarrollo de la combustión en la forma prevista en el diseño del propio quemador y la concepción funcional del caldera; se deben asegurar dos factores:

- a) Combustión completa, se debe controlar buscando la mínima presencia de inquemados sólidos en los gases de chimenea para el caso de combustibles líquidos, mediante un indicador de opacidad y/o un analizador de gases que entre otros permite controlar CO (inquemado gaseoso) cuando se quema Gas Natural o GLP.
- b) Relación aire-combustible: el exceso de aire debe mantenerse en el nivel más bajo que permita cumplir con la condición anterior en todos los niveles de modulación de llama. Los quemadores disponen de sistemas de ajuste de la relación aire-combustible que permitan ajustar el exceso de aire en toda la curva de modulación entre llamas bajas y altas. Conseguir un 25 - 30% de exceso de aire en llama baja y 20% en llama alta resulta suficiente para líquidos. Para combustibles gaseosos se puede alcanzar el 10% de exceso de aire que compense el mayor requerimiento de aire y gases de combustión.

### **TRANSFERENCIA DE CALOR**

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

## CIRCUITO DE AGUA Y VAPOR

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

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

## ANEXO A-6

### PRECIO DE COMBUSTIBLES INDUSTRIALES EN EL PERU

En el siguiente cuadro se muestran los precios de los combustibles en el Perú.

<b>Combustible</b>	<b>Poder Calorífica (BTU/gal)</b>	<b>Precio (US\$/gal)</b>	<b>Precio equivalente (US\$/MMBTU)</b>
Diesel	131036	2.85	21.75
Kerosene	127060	2.78	21.88
GLP	97083	2.10	21.63
Residual 6	143150	1.84	12.85
Residual 500	143421	1.78	12.41
Gas Natural seco	1000 BTU/pie <sup>3</sup>	--	4.20

Fuente: Precio Ex-Planta Petroperú (vigente al 31-04-09).

Tipo de Cambio: S/. 3.0/US\$.

## ANEXO A- 7

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

Comparación Gas Natural con Petróleo Residual 6

<b>COMBUSTIBLE:</b>	<b>PETRÓLEO RESIDUAL 6</b>		
Consumo promedio	15000	Galón / mes	(Base)
Costo de combustible	4.13	Soles /galón	Inc. IGV
<b>PODER CALORÍFICO:</b>			
Residual	143150	BTU / galón	
Gas Natural	1000	BTU/pie <sup>3</sup>	
<b>Tipo de cambio</b>			
	3.0	S/. / US\$	
<b>COSTO DE COMBUSTIBLES:</b>			
Residual 6	9.6	USS/MMBTU	
Gas Natural	4.20	USS/MMBTU	

<b>CONSUMO/GASTOS</b>		<b>MESES</b>		
		<b>1</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
Consumo actual de energía	MMBTU	2147.25	12883.5	25767
Gasto consumo Residual-6	US\$	20650	123900	247800
Gasto consumo Gas Natural	US\$	9018.5	54111	108222
Ahorro Acumulado	US\$	11631.5	69789	139578
<b>AHORRO ANUAL POR CONVERTIRSE A Gas Natural: U\$ 139 578</b>				

**Nota:** El ahorro es solo por diferencia de precio de combustibles y se obtiene considerando como punto de partida un consumo promedio mensual de 40 000 galones de petróleo residual 6 (base de cálculo).

No se consideran los gastos de mantenimiento que son más altos con Residual 6, ni lo derivado por mayor eficiencia en la combustión.

**BIBLIOGRAFIA**

1. EL REFINO DEL PETRÓLEO  
J.-P. Wauquier
2. GAS PRODUCTION OPERATIONS  
H. Dale Beggs  
OGCI Publication - Oil & Gas Consultants International Inc- Tulsa
3. GAS NATURAL ACONDICIONAMIENTO Y PROCESAMIENTO  
Proyecto Desarrollo de Gas Natural - Petróleos del Perú.
4. VENTAJAS DEL USO DEL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA  
Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Hidrocarburos
5. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES DE MEDIDA  
José Dajes Castro - Fondo Editorial del Congreso del Perú – Mayo, 1999
6. MANUAL PRÁCTICO DE LA COMBUSTIÓN INDUSTRIAL  
Percy Castillo Neyra.
7. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CALDERAS INDUSTRIALES - PERÚ  
Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Alemania
8. GAS NATURAL LICUADO TECNOLOGÍA Y MERCADO  
Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"
9. CEDIGAZ – The international association for natural gas - [www.cedigaz.org](http://www.cedigaz.org)
10. CONTAMINANTES QUÍMICOS ATMOSFERICOS  
J. Corona, H. Llana, J. Blanco - Ingeniería Química
11. LA PROTECCIÓN DEL MEDIOAMBIENTE. EL PUNTO DE VISTA EMPRESARIAL  
Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos
12. BP Statistical Review of World Energy 2008 - [www.bp.com](http://www.bp.com)
13. PETROTECNIA  
Revista del Instituto Argentino de Petróleo y Gas – 2009