

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



***“ESTUDIO TÉCNICO ECONOMICO PARA LA
SUSTITUCIÓN DE LOS COMBUSTIBLES
INDUSTRIALES LIQUIDOS POR GAS NATURAL
EN PLANTAS INDUSTRIALES”***

TESIS :

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO PETROQUÍMICO

Yojana Inés García Muñoz

Promoción 1993-0

LIMA - PERU

2000

DEDICADO A MI **MADRE** Y A LA MEMORIA DE MI PADRE

DEDICADO A MI ESPOSO HE HIJO GUIDO_s CON AMOR

AGRADECIMIENTO A DIOS, A MIS FAMILIARES, MAESTROS,
AMIGOS Y A TODOS LOS QUE HICIERON POSIBLE LA EJECUCIÓN DEL
PRESENTE TRABAJO, CON MUCHO CARÍÑO

YOJANA

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA LA SUSTITUCION DE LOS
COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LIQUIDOS POR GAS NATURAL EN
PLANTAS INDUSTRIALES**

	Pág
I. OBJETIVOS	1
II. ANTECEDENTES	1
CAPITULO 1 : LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LÍQUIDOS	3
1.1 Caracterización y Clasificación de los Combustibles Industriales Líquidos.	3
1.1.1 Propiedades Físico-Químicas para la Caracterización de Combustibles Residuales Líquidos	4
1.1.1.1 Gravedad API	4
1.1.1.2 Punto de Inflamación	4
1.1.1.3 Punto de ignición o encendido	4
1.1.1.4 Viscosidad	4
1.1.1.5 Punto de Ecurrimiento	5
1.1.1.6 Contenido de Cenizas	5
1.1.1.7 Contenido de agua y sedimentos	6
1.1.1.8 Contenido de azufre	6
1.1.1.9 Residuo de Carbón Conradson	7
1.1.1.10 Poder Calorífico	7
1.1.2 Composición Química de los Combustibles Industriales Líquidos.	8
1.1.3 Clasificación de los Combustibles Industriales Líquidos	10
1.1.3.1 Diesel 2	12

1.1.3.2 Diesel 4	12
1.1.3.5 Residual 5	13
1.1.3.4 Residual 6	14
1.1.3.5 Residual 500	17
1.2 Análisis del Mercado de los Combustibles Industriales	19
1.2.1 Situación del Mercado de los Combustibles Industriales Líquidos en el País.	20
1.3 Tendencias de Refinación y de Calidad de los Combustibles Industriales.	22
1.4 Operaciones, Usos y Procesos de Combustión de los Combustibles Industriales Líquidos.	24
1.4.1 Transporte.	14
1.4.2 Almacenamiento y Cuidados.	25
1.4.3 Operaciones de Bombeo y Cuidados	26
1.4.4 Precalentamiento Para Atomización y Quemadores de Combustibles Residuales.	26
1.4.5 Quemadores de Combustibles Industriales	27
1.4.5.1 Quemadores de Combustibles con unidades de atomización a vapor	29
1.4.5.2 Quemadores de aceite de alta presión	29
1.4.5.3 Quemadores de aceite de baja presión	29
1.4.5.4 Quemadores por atomización mecánica	30
1.4.5.5 Quemadores de copa giratoria	30
1.4.6 Análisis de los productos de combustión	

1.4.7 Eficiencia Térmica de la Combustión en Calderos que Usan Combustibles Líquidos.

CAPITULO 2 : GAS NATURAL

2.1 Perspectivas Para las Reservas y Mercado del Gas Natural	35
2.2 Caracterización y Clasificación Del Gas Natural	40
2.2.1 Propiedades Químicas	40
2.2.1.1 Composición	40
2.2.1.2 Reacciones de Combustión	41
2.2.1.3 Explosividad del gas natural	42
2.2.2 Características Físico-Químicas	43
2.2.2.1 Factor de Compresibilidad (Z)	44
2.2.2.2 Densidad Relativa	45
2.2.2.3 Índice de Wobbe	45
2.2.2.4 Poder calorífico	45
2.2.2.5 Contenido de Agua	46
2.2.2.6 Hidratos de Gas	46
2.2.2.7 Viscosidad	47
2.2.2.8 Temperatura de Rocío	47
2.2.3 Clasificación del Gas Natural	47
2.2.3.1 Gas natural Húmedo	48
2.2.3.2 Gas Natural Seco	48
2.2.4 Características del Gas Seco	48

2.2.5	Consideraciones a tener presente para establecer las especificaciones del Gas Natural Seco	49
2.2.6	Especificaciones de Calidad para el gas combustible según normatividad peruana	49
2.3	Procesos de Combustión del Gas Natural	52
2.3.1	Suministro y facturación	52
2.3.2	Productos de Combustión del Gas Natural	53
2.3.3	Características de quemadores de gases combustibles	54
2.3.4	Quemadores de Gas Natural	55
2.3.4.1	Requerimientos Generales para la elección de quemadores de gas	55
2.3.4.2	Mantenimiento de quemadores de gas	56
2.3.4.3	Controles y seguridad de quemadores de gas	57
2.3.4.4	Clasificación de Quemadores de gas	58
a.	Quemadores de premezcla	58
b.	Quemadores de mezcla en boca de salida con aire a baja presión	59
c.	Quemadores de mezcla en la boca de salida y aire a presión	60
d.	Quemadores especiales	60
2.3.4	Definiciones en la industria del gas	61
2.4	Ventajas del Uso del Gas Natural como combustible	62
2.4.1	Ventajas Técnicas y Económicas	62
2.4.2	Ventajas Medio Ambientales	62

2.4.2.1	Calidad de medio ambiente terrestre y acuático	63
2.4.2.2	Calidad del aire ambiental	64
CAPITULO 3 : ESTUDIO TÉCNICO Y ECONOMICO DEL PROYECTO		70
3.1	Análisis Técnico General	71
3.1.1	Eficiencia en la Distribución	71
3.1.2	Eficiencia de la Combustión	72
3.1.4	Escoriamiento y corrosión	73
3.1.5	Pérdidas de energía por uso de combustibles residuales	74
3.1.4.1	Características generales de operación de una caldera de 300BHP	74
3.1.4.2	Cálculo de pérdida de energía y consideraciones para el residual 6	75
3.1.4.3	Cálculo de pérdida de energía y consideraciones para el residual 500	77
3.1.5	Calidad del Aire	79
3.2	Análisis Comparativo	79
3.2.1	Métodos de atomización y los costos del quemador	79
3.2.2	Bombas de Aceite Combustible y Calentadores	80
3.2.3	Tanque de almacenamiento y Terreno	80
3.3	Análisis Económico y Costo de Cambio del Sistema	81
3.3.1	Costos Adicionales Por Uso de Combustibles Líquidos	81
3.3.2	Costos Fijos	82

3.3.3	Consideraciones Para la Evaluación Económica	82
3.3.3.1	Amortización del capital fijo	82
3.3.3.2	Mantenimiento y reemplazo de partes	83
3.3.3.3	Costos de operación y costos variables	83
3.3.3.4	Precio del gas natural	84
3.3.3.5	Posible precio del gas natural	85
3.3.3.6	Ingresos	87
3.3.3.7	Consideraciones para la evaluación económica de un caldero de 80BHP	87
3.3.3.8	Ejemplo de cálculo de evaluación económica para un caldero de 80BHP de potencia.	89
	A. Cálculos para el residual 6	89
	A.1 Flujo de caja neto en US\$ para el combustible residual 6	89
	B. Cálculos para el gas natural	91
	B.1 Estado de resultados en US\$ para el gas natural	91
	B.2 Flujo de caja Neto en US\$ para el gas Natural	92
	C. Comparación de valores actuales de las distintas alternativas	94
	D. Evaluación económica para el gas natural como sustituto del residual 6, considerando el ahorro en costos como ingresos	94

D.1 Estado de resultados en US\$ para el gas natural	94
D.2 Flujo de caja neto para el gas natural	95
D.3 Criterio de decisión	97
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	114
RELACION DE TABLAS	115
RELACION DE ANEXOS	117
RELACION DE FIGURAS	117
BIBLIOGRAFIA	145

I. OBJETIVOS

Llevar adelante el presente estudio, permitirá evaluar la introducción del Combustible Gas Natural Seco 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 en el momento en que se disponga de gas natural y se pueda decidir su consumo en reemplazo del combustible líquido tradicional.

II. ANTECEDENTES

A principios de los años 1980s, la compañía de Petróleo Shell descubrió las reservas de gas y condensados de Camisea, uno de los más grandes yacimientos de gas y líquidos de América Latina, que estaría constituido por unos 11×10^{12} pies cúbicos de gas natural y 600 millones de barriles de hidrocarburos líquidos.

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 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.

En Mayo de 1996, las compañías Shell y Mobil celebraron un contrato de licencia con PeruPetro para evaluar y desarrollar las reservas, la que se inició con una primera fase de evaluación en la que se perforaron 3 pozos y se desarrolló un estudio de mercado para el gas natural.

La segunda fase comprendería el desarrollo integral de los yacimientos Cashiriari y San Martín, así como la construcción de pozos, una planta de procesamiento de gas, gasoductos paralelos que cruzarán los Andes en un arco hacia el sur y que llegarán a Pisco, una planta de fraccionamiento y una línea de gas hacia el norte con dirección hacia Lima y con una inversión del orden de los tres mil millones de dólares; luego de un período largo de negociaciones el consorcio Shell-Mobil decidió no continuar. El Estado Peruano en vista de las ventajas económicas y desarrollo a partir de esta fuente natural ha decidido efectuar la licitación para esta fase, la misma que se encuentra en proceso, teniendo como postores a unas 20 empresas incluidos Shell y Mobil.

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% (1)

(1) Fuente: Estudio de Distribución y Demanda de Gas Natural, efectuado por Dansk Oil & Naturgas (DONG) a pedido del Banco Mundial.

CAPITULO 1: LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LIQUIDOS

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 más 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

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 INFLAMACIÓN

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 (SO_3) y combinado con vapor de agua puede formar al ácido sulfúrico (H_2SO_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.

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 CARBON 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 de un horno o caldero.

1.1.1.10 PODER CALORIFICO O CALOR DE COMBUSTIÓN

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 o 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 sí 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 proporción 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 físico 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, mas 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 NO₂ 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_2 que en presencia de exceso de aire y pentóxido de vanadio como catalizador, se oxida a SO_3 , 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 depositará 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, las 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 y por último el diesel 2, 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 de los Combustibles residuales líquidos de uso Industrial

Teniendo en consideración el uso y las propiedades descritas en los puntos anteriores los combustibles industriales se clasifican en, Combustible Diesel 2, residual 5, residual 6 y residual 500.

Seguidamente, se escribirán a cada uno de estos combustibles, para lo cual se usarán tablas de calidad.

Tabla N° 1

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y CALIDAD PROMEDIO

DIESEL N ° 2

PROPIEDADES FISICOQUIMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min	Máx	
APARIENCIA				
Color ASTM	ASTM-D1500		3(A)	2
VOLATILIDAD				
Destilación (° C)	ASTM-D86			
Punto Inicial de Ebullición		Reportar		160
10% Recuperado		Reportar		205
50% Recuperado		Reportar		298
90% Recuperado (B)			357	350
Punto Final de Ebullición			385	379
Recuperado % vol		Reportar		98
Residuo		Reportar		1,5
Pérdida		Reportar		0,5
Gravedad API @ 15,6 °C	ASTM-D1298			34,5
Densidad a 15,6°C (Lb/Galón)				71,108
Punto de Inflamación P.M.,°C	ASTM.D93	52		58
FLUIDEZ				
Viscosidad Cinemática @ 37°C	ASTM-D445	1,83	5,83	3,85
Punto de Ecurrimiento °C	ASTM-D97		+4	-8
COMPOSICION				
Indice de Cetano (C)	ASTM-D976	50		50
Cenizas, % masa	ASTM-D482		0,02	0,02
Carbón Conradson, % masa	ASTM-D189		0,5	0,1
CORROSION				
Lam. Cobre 3 Hrs. @ 100° C	ASTM-D130		3a	3a
Azufre Total, % masa	ASTM-D129		0,7 (E)	0,48
CONTAMINANTES				
Agua y Sedimentos %vol	ASTM-D1796		0,1	0,0
ESTABILIDAD				
Estab. A la oxidac, mg/100 ml.(D)	ASTM-D2274		2	0,3
COMBUSTION				
Poder Calorífico Bruto BTU/lb.	ASTM-D240			19.600
Poder Calorífico Bruto BTU/lb.	ASTM-D240			18.412

Fuente : Norma Técnica Peruana
Calidad Típica de productos PETROPERU S.A.

Consideraciones de la Tabla N°1

- (A) Para el Diesel N° 2 Importado se exigirá un valor máximo de 2,0
- (B) A una presión de 760 mmHg
- (C) Para el diesel N° 2 Importado con aditivo o mejorador se exigirá indicar el número de Cetano y Reportar el Índice de Cetano. El Diesel Importado con Número de Cetano de 45 ó más cumple aún si su índice sea menor que 45
- (D) Para el Diesel N°2 importado no se exigirá esta prueba.
- (E) Para el Diesel N° 2 importado se permite hasta un máximo de 1,0 % en masa de Azufre Total

1.1.3.1 DIESEL 2

Este combustible es obtenido de los procesos de destilación y cracking catalítico, su uso está orientado como carburante para motores diesel, en la Tabla N° 1, mostramos sus propiedades y los límites especificados para cada una de ellas, de las mencionadas, el número de cetano es una medida de la calidad de ignición y es importante para prever un buen arranque en frío de los motores diesel.

Además de este uso su empleo como combustible en el sector industrial es debido a su practicidad, no necesita precalentamiento para bombeo mucho menos para atomizarlo y por ser un combustible destilado es más limpio con niveles bajos de azufre, metales pesados e impurezas. Es usado en calderos pequeños y en instalaciones industriales en las que se desea obtener mínimos residuos carbonosos. En la actualidad nuestro país es importador de este combustible; su costo en comparación con los residuales es elevado.

1.1.3.2 DIESEL 4

Es un combustible residual ligero el cual tiene un valor calórico aproximado de 145.000 BTU/Gal. Resulta de una mezcla de diesel 2 (70-80%) y residual 6 (30-20%). Estuvo proyectado a sustituir al diesel

diesel 2, representando un 10 a 15 % más económico que el diesel 2, no requiere precalentamiento para bombeo pero sí en algunos casos para su atomización. Para efectos de la presente evaluación, no será considerado debido a su poco consumo en el sector industrial.

1.1.3.3 RESIDUAL 5

Al igual que el residual 4, 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°2, en la que podemos observar que, los valores para su viscosidad, es como máximo 81 cSt 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 generará 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° 2

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y CALIDAD PROMEDIO

COMBUSTIBLE RESIDUAL N° 5

PROPIEADES FISICOQUIMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min.	Max.	
FLUIDEZ				
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
INFLAMABILIDAD				
Punto de Inflamación, P.M. (°C)	ASTM-D93-94	55		60
CORROSIVIDAD				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica		Reportar	25 PPM
Azufre Total (% masa)	ASTM-D129-91		Reportar	0,60
CONTAMINANTES				
Agua y Sedimentos (% vol)	ASTM-D96-94		1,0	0,1
Contenido de Cenizas (% masa)	ASTM-D482-91		0,10	0,05
COMBUSTION				
Contenido de Carbón Conradson (% masa)	ASTM-D189-91		12,7	12,7
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM-D240-92		Reportar	18.900

Fuente : Norma Técnica Peruana
Calidad Típica de productos PETROPERU S.A.

1.1.3.4 RESIDUAL 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 impurezas, 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 está en el rango de 92 a 638 cSt 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 está 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 en la tabla N° 3.

Tabla N° 3

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y CALIDAD PROMEDIO

COMBUSTIBLE RESIDUAL N° 6

PROPIEADES FISICOQUIMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min.	Max.	
FLUIDEZ				
Gravedad API @ 15,6°C	ASTM-D1298-90	Reportar		13,5
Gravedad Específica @ 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 Fluidéz (°C)	ASTM-D97-93	Reportar		8
INFLAMABILIDAD				
Punto de Inflamación, P.M. (°C)	ASTM-D93-94	65,5		83
CORROSIVIDAD				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica	Reportar		80
Azufre Total (% masa)	ASTM-D129-91	Reportar		0,85
CONTAMINANTES				
Agua y Sedimentos (% vol)	ASTM-D96-94		2,0	0,2
Contenido de Cenizas (% masa)	ASTM-D482-91	Reportar		0,1
COMBUSTION				
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.

Análisis en Laboratorio FIPP

1.1.3.5 RESIDUAL 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°4, 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° 4

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD Y CALIDAD PROMEDIO

PETROLEO INDUSTRIAL N° 500

PROPIEADES FISICOQUIMICAS	NORMA ASTM	ESPECIFICACIONES		CALIDAD PROMEDIO
		Min.	Max.	
FLUIDEZ				
Gravedad API @ 15,6°C	ASTM-D1298-90	Reportar		12,0
Gravedad Específica @ 15,6°C	ASTM-D1298-90	Reportar		0,9861
Densidad a 15,6°C (Lb/Galón)		Reportar		8,2299
Viscosidad Cinemática @ 50°C (cSt)	ASTM-D445-94	848	638	1030
Punto de Fluidez (°C)	ASTM-D97-93		27	15
INFLAMABILIDAD				
Punto de Inflamación, P.M. (°C)	ASTM-D93-94	66		100
CORROSIVIDAD				
Vanadio (ppm)	Absorción Atómica	Reportar		155
Azufre Total (% masa)	ASTM-D129-91		3,0	1,5
CONTAMINANTES				
Agua y Sedimentos (% vol)	ASTM-D96-94		2,00	0,2
Contenido de Cenizas (% masa)	ASTM-D482-91	Reportar		0,1
COMBUSTION				
Contenido de Carbón Conradson (% masa)	ASTM-D189-91	Reportar		15,2
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM-D240-92	Reportar		18.200
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	ASTM-D240-92			17.405
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°5

RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO (Gbbl)

Regiones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Variación 98/97 %
Medio Oriente	662,6	661,6	661,8	662,9	660,3	659,5	676,4	676,9	673,6	0,1
Europa Oriental y Comun. Estad. Ind.	58,9	58,8	59,2	59,2	59,2	57,0	59,0	59,1	59,1	0,2
Norte América	32,0	31,8	3,0	28,8	28,0	36,8	27,2	26,8	27,5	-1,5
América Latina	121,1	119,7	123,8	125,0	129,1	128,7	127,9	126,2	137,3	-1,3
África	59,9	60,5	61,9	62,0	62,2	73,1	67,6	70,0	75,4	3,6
Europa Occidental	14,5	14,5	15,8	16,6	16,6	17,7	18,5	18,1	18,7	-2,2
Lejano Oriente	50,2	44,1	44,6	44,7	44,4	44,1	42,3	42,2	43,0	-0,2
Total	999,2	991,0	997,1	999,1	999,8	1.016,9	1.018,9	1.019,3	1.034,6	0,0
Variación anual %	-0,2	-0,8	0,6	0,2	0,1	1,7	0,2	0,0	1,5	

* : Reservas mundiales estimadas a diciembre de 1998
Fuente: Oil & Gas Journal. Diciembre 28/98

En Tabla N° 5 , 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°6, son aún 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 asegurada por más de 50 años.

Tabla N°20
PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETROLEO
(Gbbl)

Regiones	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998*	Variación 98/97 %
Medio Oriente	17,4	18,4	18,6	20,0	19,5	20,1	21,0	4,3
Europa Oriental y Comun. Estad. Ind.	9,2	8,1	7,3	7,2	7,2	7,4	7,3	(1,2)
Norte América	8,8	8,5	8,3	10,5	8,3	8,3	8,4	0,7
América Latina	7,4	7,3	7,6	8,6	8,9	9,7	9,4	(2,8)
África	6,3	6,2	6,3	6,9	7,0	7,1	6,8	(3,7)
Europa Occidental	4,5	4,7	5,6	6,6	6,8	6,5	6,2	(3,9)
Lejano Oriente	6,4	6,5	6,7	7,2	7,1	7,2	7,0	(2,3)
Total	60,0	59,8	60,3	67,0	64,8	66,3	66,2	(0,2)
Variación anual %	0,2	-0,4	0,9	11,1	-3,3	5,4	2,1	

Fuente: Oil & Gas Journal. Marzo 8 /99

1.2.1 Situación del Mercado de los Combustibles Industriales Líquidos en el País

En la actualidad, el país si bien es deficitario en petróleo crudo y de productos destilados medios como el diesel 2, también es exportador de Residual 500.

Las principales refinerías productoras de combustible son: La Pampilla, Talara, Conchán, Pucallpa e Iquitos; así las productoras de Diesel 2 son Talara, La Pampilla, Conchán, Iquitos y Pucallpa y las que producen residual 6 son las Refinerías La Pampilla, Iquitos y Pucallpa. Las dos Refinerías que producen residual 500 son Conchán 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 más pesados como el residual 6.

Tabla N°7

MMBA

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO EN EL PAIS

COMBUSTIBLE	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Petróleo diesel 2	11.332,6	11.917	11.366,6	14.278,8	14.077,1	16.140,9	18.985,5	19.447	19.543,4
Petróleo Industrial 4	41,2	64,3	83,5	81,4	71,4	111,1	214	0	0
Petróleo Industrial 5	287,2	414,8	339,7	151,7	0	0	0	0	0
Petróleo Industrial 6	10.133,8	9.760,6	7976,2	7.191	5.032,3	4.456,5	3.854	3.240	2.900
Petróleo Industrial 500	0	0	0	0	3.446,1	4.483,1	6.556,4	8.047,1	6.535,1

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos.

De un análisis del consumo de los combustibles industriales líquidos, ver Tabla N° 7, en el año 1993 se dieron cambios en la producción y comercialización de aceites combustibles, se inició la producción y comercialización de combustible residual de alta viscosidad (residual 500) entrando a reemplazar al residual 6 por lo que la venta en el mercado interno de este combustible disminuyó de 7000MB a 5000MB, en este año, disminuyendo desde entonces. Del mismo modo en refinería y planta de ventas ya no se comercializan los combustibles residual 5 y 4 pasando estos últimos a formulación y comercialización por compañías intermediarias según los requerimientos de los usuarios.

En el mercado local, dada la privatización de la principal Refinería La Pampilla, la Planta de Ventas Callao y la Refinería Pucallpa, 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.

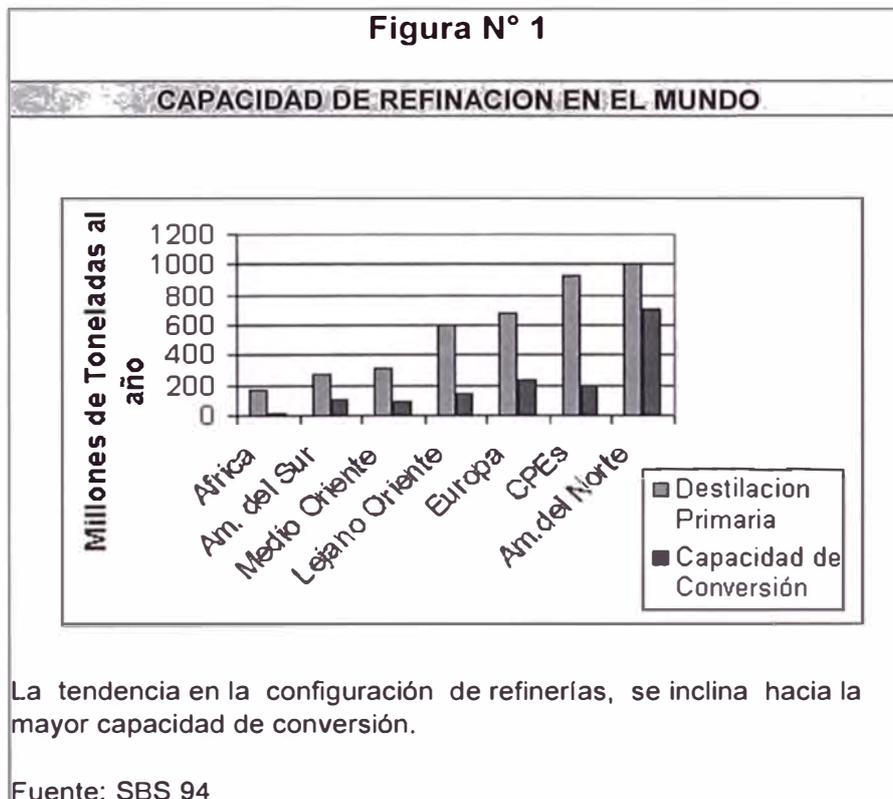
En las Tablas Nros. A1, A2 y A3 se muestran las variaciones de precio en los últimos 5 años para los combustibles líquidos en las cuales observamos lo siguiente, el precio del combustible residual 500 pese a no haber variado mucho en el año 1998, desde Abril a Diciembre de 1999 ha sufrido un incremento de cerca del 85 %, el cual ha ido incrementándose paulatinamente desde ese período y a la fecha

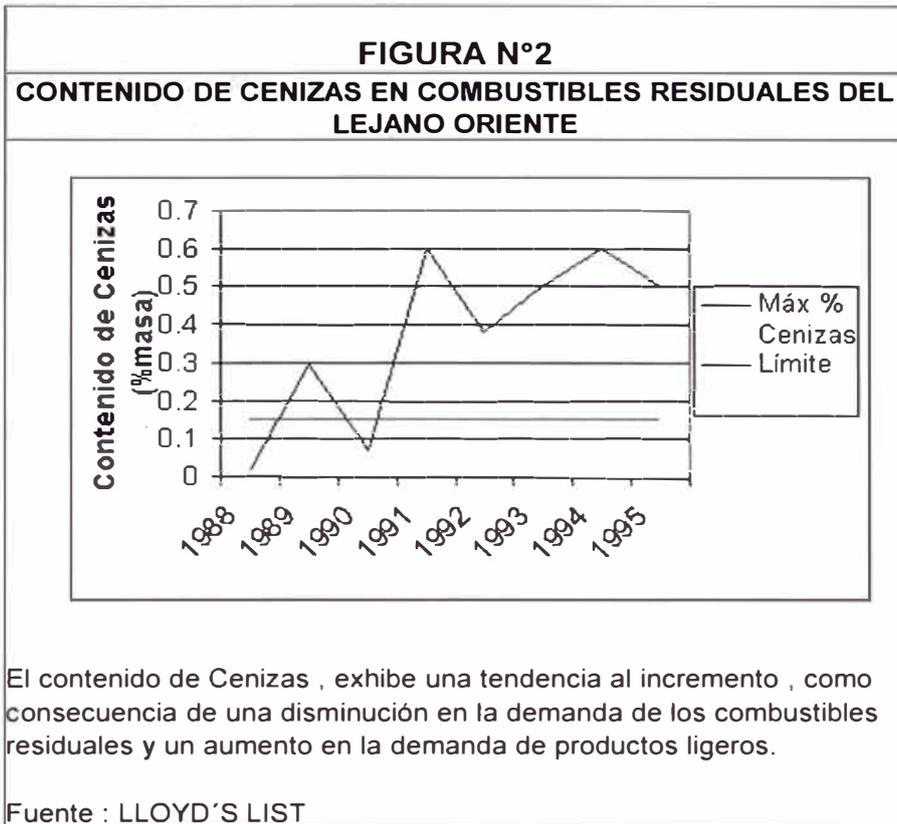
continúa el incremento en un promedio de 3% mensual, en este mismo período, el residual 6 ha sufrido un incremento en el precio de cerca del 87%, siendo el incremento para el diesel 2, de 40%.

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 refinерías en el ámbito mundial y se espera que continúe, es así que en la Figura N° 1, 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 450 cSt a 600 cSt o más, durante un período 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 fisico-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 0,05 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 las líneas 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 aditivar 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 una drenaje de inspección y limpieza.

El tamaño y diseño de los tanques de almacenamiento, dependen de los consumos requerimientos de stock; y, 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 éstas son pequeñas, en el análisis de eficiencia de uso de combustibles se le considerará como un costo adicional y dependiendo de su magnitud será incluido en el análisis económico, siendo éste 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.

Pre calentamiento para Bombeo.- algunos combustibles como los residuales, necesitan ser calentados para su bombeo, estas temperaturas se muestran en las Tablas Nros 3 y 4, 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. 3 y 4) 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 éstos 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 éste 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 éste 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 1060 cSt a 50°C y su punto de inflamación entre 55 y 65°C como mínimo; 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 43 cSt para los de atomización mecánica.

1.4.5.1 Quemadores de Aceite con Unidades de Atomización a Vapor

Requieren vapor seco a 30 psig o más. Su costo de instalación es muy bajo; el aire de combustión es mezclado con el combustible luego de que éste 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 5 psig 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.

1.4.5 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_2 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 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 CO_2 en los productos de combustión alcanzará un valor máximo en una combustión perfecta y disminuirá a medida que aumenta la cantidad de aire en exceso.

La cantidad por ciento de CO_2 en los gases de chimenea de una combustión "perfecta", varía para los diversos combustibles.

Midiendo la proporción de 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 CO₂ y O₂.

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° 8, resumida de la tabla N° A7, 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 ₂	=	0,979 * 3,2446	=	3,1765
H ₂ O de la combustión	=	0,979 * 1,0359	=	1,0141
H ₂ O del combustible	=	0,01	=	0,01
N ₂	=	0,979*10,860	=	10,6319
SO ₂	=	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° 8

Propiedades de combustible y productos de combustión

Propiedades del Combustible				Productos de Combustión - Aire Teórico		
Gravedad API a 60°F	Gravedad Específica	Composición		CO2 kg/Kg de Gas	H2O kg/Kg de Gas	N2 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

1.4.6 Eficiencia Térmica de la Combustión en Calderos que Usan Combustibles Líquidos

La eficiencia de la combustión que tiene lugar en una instalación calefactora depende del calor suministrado comparado con el calor perdido por los humos de la chimenea disipado al ambiente, y se expresa según:

$$\% \text{ Eficiencia de combustión} = \frac{W + Q_p}{Q_1} \times 100 \quad \dots\dots(I)$$

Donde:

Q_1 = Calor teórico liberado de la combustión del combustible.

W = Energía transferida al vapor

Q_p = calor perdido por los gases de chimenea y paredes del caldero

En muchos casos puede calcularse aproximadamente la eficiencia de la combustión con cualquiera de:

a.- Determinando la temperatura de los gases de los tubos de humos, que refleja la eficacia con que las superficies de intercambio térmico absorben calor de los productos de combustión.

b.- Determinando el CO₂ contenido en los gases de la chimenea, que refleja la cantidad de aire excedente usado durante la combustión.

- En el gráfico 1 de los anexos, se ubica el valor registrado de CO₂ del análisis de los gases de chimenea en la escala horizontal.

- Trazar una vertical (paralela a las ordenadas) hasta su intersección con la curva de la temperatura correspondiente al valor registrado en los análisis.

- Desde la intersección trazar una horizontal (paralela a las abscisas) hasta la escala de eficiencia en el eje de las ordenadas.
- Leer el valor correspondiente a la eficiencia de combustión del caldero.

Ejemplo:

Se ha registrado 11% de CO₂ y 300°F de temperatura en los gases de combustión de un caldero de 300 BHP que utiliza residual 6 como combustible.

Utilizando este procedimiento y el gráfico, se determina que la eficiencia de combustión es de 86%.

El calor ganado por el vapor se calcula como el calor cedido para el cambio de fase para una capacidad de producción de vapor.

El calor teórico, se calcula en función de la masa de combustible usado para generar una cantidad determinada de vapor.

Cuando se optimizan las operaciones de combustión se debe tener presente que el exceso de aire enfría al caldero y disminuye el poder radiante de la llama, por lo cual se disminuye la transmisión de calor hacia los tubos, además, el exceso de aire incrementa apreciablemente el consumo de combustible lo que es antieconómico; por lo cual se debe regular el valor del exceso de aire para evitar ineficiencias durante la combustión.

CAPITULO 2 GAS NATURAL

Al igual que el petróleo, el gas natural es 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.

La mayor parte del gas natural utilizado como combustible, procedía de yacimientos petrolíferos. En algunos casos, el gas al desprenderse del petróleo y difundirse a través de las rocas, era atrapado por alguna estructura impermeable en forma de domo, que puede encontrarse a gran distancia del depósito petrolífero original lo que constituye un yacimiento de gas, el cual puede encontrarse sometido a grandes presiones.

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°9, desde 1990 hasta 1995 las reservas en las diferentes regiones del planeta se han incrementado, siendo 70 % el incremento total de las reservas.

Tabla N° 9

RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL
(TCP)

Regiones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	variación 98/97 %
Medio Oriente	1.324,3	1.319,1	.520,1	.581,0	.594,3	.597,2	.617,1	.726,0	.749,0	1,3
Europa Oriental Comun. Estad. Ind.	1.619,0	1.766,4	.963,3	.017,8	.001,8	.977,0	.000,4	.003,1	.002,2	0,0
América del Norte	263,8	266,0	262,8	260,0	241,6	230,8	302,3	231,4	231,0	-0,2
América Latina	242,3	238,5	259,5	268,0	258,8	272,0	276,2	286,3	282,6	-1,3
África	285,1	310,2	346,9	343,5	341,6	334,6	328,6	348,5	361,0	3,6
Europa Occidental	175,3	178,6	191,8	191,1	191,5	193,4	167,9	170,3	158,6	-6,9
Japón Oriente	298,6	299,3	341,0	354,5	350,1	328,6	321,8	320,5	359,5	12,2
Total	4.208,4	4.378,1	.885,4	.015,9	.980,3	.933,6	.014,3	.086,1	.143,9	1,1
variación anual %	5,5	4,0	11,6	2,7	-0,7	-0,9	1,6	1,4	1,1	

Reservas mundiales a diciembre/98.

Fuente: Oil & Gas Journal. Diciembre 28/98

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 20% de la energía primaria, el 19% en el caso del carbón y 45% para el petróleo.

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° 10

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS
(GPCD)

Regiones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 *	Variación 98/97%
Medio Oriente	11,6	11,3	10,5	10,9	10,7	13,4	12,8	13,3	13,6	2,6
Europa Oriental y Comun. Estad. Ind.	83,8	82,7	79,4	76,2	74,0	63,8	73,8	68,5	70,9	3,5
Norte América	60,8	66,9	64,5	66,7	70,0	66,2	72,6	72,2	72,8	0,7
América Latina	9,9	6,4	9,1	9,1	9,4	10,3	11,4	11,9	12,6	5,6
África	5,9	6,3	7,1	6,9	6,8	8,2	8,1	8,4	8,2	-1,7
Europa Occidental	16,9	20,9	19,2	19,8	22,5	23,5	26,2	26,5	25,8	-2,6
Lejano Oriente	13,8	14,4	16,4	17,4	17,6	19,6	21,2	21,8	22,5	3,0
Total	202,6	208,9	206,2	206,9	211,0	205,0	226,1	222,6	226,4	1,7
Variación anual %	1,1	3,1	-1,3	0,3	2,0	-2,8	10,3	-0,4	0,2	

* : Producción promedio diaria a diciembre de 1998
Fuente: Oil & Gas Journal Mar. 8/99

A pesar de haberse más que duplicado el consumo de gas natural desde 1990, 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 60 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 300,000 millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales en la actualidad se está produciendo 55 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 155 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° 11, son muy elevadas por lo que fue necesario que la empresa ejecutora del proyecto inicial tuviera que realizar un estudio de desarrollo de mercado para el gas, siendo para el gas seco el mercado local las empresas de generación eléctrica, el sector industrial, las empresas siderúrgicas y de cementos.

Tabla N° 11

Contenido Total en las Reservas de San Martín y Cashiriari

Reservas de Gas			
Reservas	San Martín	Cashiriari	Total
In Situ 10 ¹² PCS	4,4	12,2	16,6
% de Recuperación	65	65	65
Total 10 ¹² PCS	2,8	8,0	10,8
Reservas de Hidrocarburos Líquidos			
In Situ MMBS	332	774	1076
% de Recuperación	69	66,5	67,4
Total MMBS	230	495	725

Fuente: Referencia Bibliográfica 16

El presente trabajo se centra en el sector industrial que usa diesel 2 y 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, tal es el caso del consumo de energía, proyección y tasa de crecimiento de este sector (ver Tabla N°12), que sería el aplicable para el gas natural seco en este sector.

Tabla N° 12

**CONSUMO DE ENERGIA Y PROYECCION DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS QUE USAN CALDEROS INDUSTRIALES EN EL PERU
(10⁹ BTU/DIA)**

EMPRESAS	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2003	2004	2005
Papelera Atlas S.A.	0,22	0,35	0,33	0,26	0,36	0,52	0,52	0,52	0,55	0,56	0,58	0,60
Centro papelerero S.A.	0,42	0,35	0,89	0,19	0,53	0,89	0,89	0,89	0,95	0,98	1,00	1,03
Papelera Unicef	0,15	0,00	0,31	0,16	0,25	0,31	0,31	0,31	0,33	0,34	0,35	0,36
Papelería Zárate	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
Lima Caucho	0,34	0,33	0,31	0,24	0,31	0,37	0,39	0,40	0,42	0,43	0,43	0,44
Cía Good. Year del Perú	0,39	0,45	0,41	0,31	0,37	0,40	0,40	0,40	0,43	0,44	0,46	0,47
Tabacalera Nacional S.A.	0,07	0,07	0,06	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14
PescaPerú Puerto Callao	0,12	1,06	0,09	0,12	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17
Rayón Industrial S.A.	0,56	0,93	1,01	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17
Cía. Industrial nuevo Mundo S.A.	0,61	0,67	0,48	0,63	0,65	0,68	0,71	0,74	0,78	0,80	0,82	0,84
Fabritex Peruana S.A.	0,00	0,00	0,00	0,40	0,41	0,43	0,44	0,46	0,48	0,49	0,50	0,51
Ind. Nettelco S.A.	0,11	0,18	0,16	0,22	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28
Fábrica de Tejidos San Jacinto	0,00	0,00	0,00	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20
Universal textil S.A.	0,21	0,22	0,17	0,22	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28
Tejidos San Miguel S.A.	0,21	0,20	0,16	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20
La Parcela S.A.	0,11	0,10	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Mariut Nylon S.A. Victoria	0,05	0,06	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Hilos Cadena Llave S.A.	0,14	0,09	0,09	0,07	0,08	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13
Textil Algodonera S.A.	0,00	0,00	0,00	0,19	0,21	0,23	0,24	0,28	0,31	0,33	0,36	0,36
SUB TOTAL	3,72	5,08	4,52	3,63	4,42	5,21	5,36	5,51	5,82	5,98	6,15	6,32
TASA DE CRECIMIENTO POR AÑO %	16,20	22,10	5,10	-19,70	11,60	1,30	1,40	1,40	2,80	2,80	2,80	2,80
TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO %				0,90					3,50	1,90	2,10	2,30

EMPRESAS DEL SFCTOR ALIMENTO Y BEBIDAS	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2003	2004	2005
Cerv. Backus y Johnston P. Rimac	1,16	0,80	0,72	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,93	0,96	0,99	1,02
Cerv. Backus y Johnston P. Ate			0,28	0,38	0,41	0,43	0,46	0,50	0,55	0,57	0,60	0,63
Cía. Nacional de Cerveza S.A.	1,87	0,84	1,19	0,98	1,09	1,31	1,59	1,92	2,33	2,56	2,82	3,10
Cía. Industrial Perú Pacífico S.A.	1,34	1,20	1,02	1,13	1,20	1,27	1,35	1,43	1,52	1,56	1,61	1,66
La Fabril(COPSA)	1,56	1,13	1,02	1,01	1,10	1,19	1,28	1,39	1,50	1,56	1,62	1,69
Oleotécnica S.A.	0,55	0,64	0,81	0,34	0,65	0,91	0,91	0,91	0,96	0,99	1,02	1,06
Maltería lima S.A.	0,45	0,39	0,32	0,36	0,44	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Nestle Perú S.A.	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09
Derivados del Maíz S.A.	0,42	0,48	0,28	0,30	0,40	0,54	0,71	0,94	1,00	1,03	1,06	1,09
Industrias Pacocha S.A.	0,14	0,33	0,29	0,39	0,10	0,11	0,13	0,13	0,14	0,15	0,15	0,15
Nicolini Hermanos S.A.	0,20	0,21	0,15	0,30	0,30	0,30	0,32	0,35	0,37	0,38	0,38	0,40
Ajinomoto	0,00	0,00	0,00	0,29	0,31	0,32	0,34	0,37	0,39	0,40	0,41	0,42
Cía. Molinera Santa resa Fideria	0,16	0,16	0,10	0,13	0,14	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22
SUB TOTAL	7,84	5,15	6,19	6,52	7,05	7,96	8,71	9,58	10,46	10,95	11,47	12,02
TASA DE CRECIMIENTO POR AÑO %	17,00	-23,60	-16,10	2,80	6,80	4,10	4,60	4,90	4,60	4,60	4,70	4,80
TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO %				0,30				4,90	5,10	4,60	4,70	4,70

Fuente: INEI: Instituto nacional de Estadística e Informática- Perú

Esta determinación se realizó sobre la base de estadísticas de consumo de combustible y energía de plantas que usan calderos para generación de vapor.

2.2 Caracterización y Clasificación Del Gas Natural

Como se mencionó en un inicio, el gas natural está compuesto por hidrocarburos parafínicos y saturados, los hidrocarburos tienen sus propiedades físicas y químicas características.

A continuación, se describirán algunas propiedades necesarias para caracterizar a los combustibles gaseosos.

2.2.1 Propiedades Químicas

2.2.1.1 COMPOSICION

El gas natural conforme es extraído del subsuelo está compuesto predominantemente por metano (CH_4), etano(C_2H_6), propano(C_3H_8) iso y normal butano(C_4H_{10}), iso y normal pentano (C_5H_{12}) y hexano (C_6H_{12}), seguido por hidrocarburos de mayores pesos moleculares y gases no hidrocarburos o impurezas, tales como N_2 , CO_2 , H_2S , (He, Oxígeno y Argón podrían estar presentes pero en cantidades muy pequeñas).

Al gas natural que contiene H_2S 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.

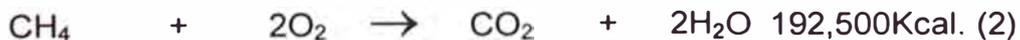
Industrialmente, el contenido de GNL(Líquidos del gas natural), le da el valor agregado en la economía de negocio del gas.

2.2.1.2 REACCIONES DE COMBUSTION DEL GAS NATURAL.-

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 de 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 en la tabla 12, se determina que la cantidad de CO₂ 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

La mezcla de gas natural y oxígeno en ciertas proporciones, no solamente combustiona por acción de una fuente de ignición, si no también puede detonar y explotar. La proporción exacta para que ocurra esta explosión, depende de la composición del gas.

El rango permisible de explosividad del gas natural seco está entre 4,8 - 13,4% en volumen en el aire. Para toda manipulación de gas se debe tener presente estos límites explosivos.

2.2.2 CARACTERISTICAS FISICO-QUIMICAS

La determinación de las propiedades características de un gas combustible se realiza fácilmente a partir de su composición molar o composición volumétrica, determinado como ya se dijo mediante técnicas de Cromatografía de Gases.

En nuestro país, el gas combustible en el futuro será según se tiene planificado, el procedente del Gas de Camisea por ello es conveniente disponer de las características medias de dicho gas y tener un cálculo estándar promedio. Para este fin se recoge en la Tabla N° 13 las composiciones y características medias del gas natural seco, considerando 2 procesos de separación.

Tabla N° 13

Composición Promedio y Propiedades Fisicoquímicas del Gas Natural Seco

COMPONENTE	REFRIGERACION EXTERNA (%mol)	TURBO EXPANSION (%mol)	Poder Calorífico Bruto a 60°F (BTU/Lb.)	Poder Calorífico Neto a 60°F (BTU/Lb.)
METANO	86,4	88,4	23.860	21.500
ETANO	10,6	10,4	22.300	20.420
PROPANO	1,8	0,4	21.650	19.930
i-BUTANO	0,1	0	21.290	19.670
n-BUTANO	0,2	0	21.290	19.500
PENTANOS+ (a)	0,1	0	20.670	19.240
NITROGENO	0,6	0,6	0	0
DIOXIDO DE CARBONO	0,2	0,2	0	0
TOTAL	100	100		

Continuación de tabla 13

Densidad relativa (Mp/Maire)	0,63	0,61	Mp = Peso Molecular promedio
Peso Molecular Promedio	18,3108	17,7068	Maire = Peso Molecular del aire
Densidad Gas a 60°F, 1Atm.(Lb/PCS)	0,0483	0,0467	
Poder Calorífico Bruto(BTU/Lb)	23.453,08	23.498,04	
Poder Calorífico Neto (BTU/Lb)	21.177,17	21.209,4	
Poder Calorífico Bruto(BTU/PCS)	1.132,78	1.097,36	
Poder Calorífico Neto (BTU/PCS)	1022,85	990,48	

(a) Se consideró las propiedades, para el Pentano.

(Se consideró $Z = 1$)

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

2.2.2.1 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 de los gases 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 considerará a este factor $Z=1$, debido a que la acometida del gas se encuentra a presiones relativamente bajas.

2.2.2.2 DENSIDAD RELATIVA

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:

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

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 INDICE 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)

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

2.2.2.4 PODER CALORIFICO (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.

2.2.2.5 CONTENIDO DE AGUA

El gas al ser extraído viene asociado con agua esto es debido a que el agua contenido en el reservorio bajo condiciones de presión y temperatura entra en equilibrio con el gas, la misma que puede estar presente en forma libre y/o en forma de vapor, el agua en contacto con los gases ácidos que pueden estar presentes en el gas puede formar un medio ácido corrosivo.

2.2.2.6 HIDRATOS DE GAS

Los hidratos son sólidos complejos de hielo que se originan por la combinación física entre las moléculas de agua y las de los hidrocarburos livianos a elevadas presiones y bajas temperaturas, estos compuestos crecen como cristales bloqueando líneas, válvulas y equipos, parcial o totalmente durante los procesos de transporte e industrialización del gas.

2.2.2.7 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.

2.2.2.8 TEMPERATURA DE ROCIO

Se le define como la temperatura a la presión de operación del sistema, a la cual el vapor de agua contenida se condensa, es importante especificar este valor para la manipulación del gas y así evitar daños en los instrumentos y pérdidas de presión en las tuberías, debido a la condensación del agua.

En la zona de estudio (Lima Metropolitana), se tienen temperaturas medias, donde la temperatura mínima es superior a 14°C, esta temperatura podría no ser especificada.

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 y diesel 2, 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/pie³ 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 centrará 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 C₅+

Alternativa similar al anterior pero que adiciona etano al GLP.

En la Tabla N°13, se muestran las características promedio para el gas seco considerando 2 tipos de procesamiento, REFRIGERACION EXTERNA y TURBO EXPANSION.

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° A4, A5, y A6 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 fisico-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/m³

Como se puede observar el valor calórico bruto para este gas varía desde los 950 a 1000 BTU/PCS (Tabla A4) 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, éste 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 mg./m³), para el caso de Chile, se estable un valor máximo de 65 mg./m³.

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 y a 1.033Kg/cm² de presión, y el volumen se expresará en metros cúbicos.

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 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 FISICOQUIMICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES	
		Min.	Max.
Poder Calorífico Superior	KJ/M3	36,875	43,16
	Kcal/m3	8,800	10,30
Indice de Woobe	KJ/M3	No Indica	
	Kcal/m3	No Indica	
Densidad Relativa		Reportar	
Gases Inertes, total	%(V/V)		4,
Punto de Rocio de Hidrocarburos a 5500 Kpa abs.	°C	No indica	
Dióxido de Carbono (CO ₂)	%(V/V)		2,
Oxígeno (O ₂)	%(V/V)		0,
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	mg/m3		3,
Azufre Total	mg/m3		1
	mg/m3		6
Agua a condiciones estándar	mg/m3		6

2.3 Procesos de Combustión del Gas Natural

2.3.1 Suministro y Facturación

A diferencia de los combustibles líquidos, la entrega de gas al consumidor se realizará mediante red de tuberías de gas y su medición se determinará en el punto de entrega a la entrada de la propiedad del consumidor, en donde se tendrá instalado un equipo de medición, esta entrega será continua con lo cual se evitarían los costos generados por almacenamiento de combustibles líquidos.

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 en diferentes unidades de medición siendo establecido para el Perú en metros cúbicos a una presión de 1.013 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 las líneas de distribución hasta la llegada a la acometida, se instalarán válvulas de seguridad que se accionen debido a pérdidas 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 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 Mecanismo y Productos de Combustión del Gas Natural

Al igual que todos los combustibles derivados de petróleo, los combustibles gaseosos se componen básicamente por carbono e hidrógeno. Por lo que los productos de su combustión son mezclas de los siguientes compuestos CO_2 , H_2O , N_2 , O_2 en proporciones bajas CO , H_2 y SO_2 que para algunos gases es muy bajo en comparación con los combustibles líquidos.

Las proporciones de estos compuestos variará 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 siguiente 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 m³ (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 éstos.

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 sí, 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 NO_x .
- 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 controladas 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 mas lejos posible del calor
 - Se le debe proteger con asbesto o con cualquier otro material aislante.
 - 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 considerará 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 inhibidora 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 o 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 más 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 horno 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 a gran velocidad ($>100\text{m/s}$) 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_2 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 más 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 pérdidas 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 por 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 punto se considerarán los requerimientos de equipos de combustión para los gases, así como el sistema de abastecimiento que de por sí 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 sencillo, 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 5.

Como se observa en las Tablas referidos 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 las 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 ecología 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.

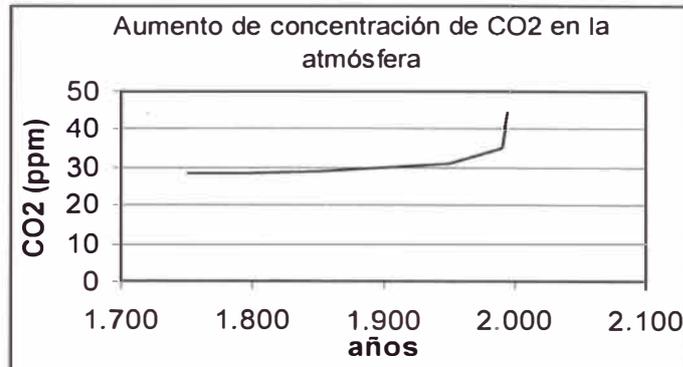
Tradicionalmente las ciudades modernas se han enfrentado a altas concentraciones de polvos, partículas, hollines, SO₂, NO_x y monóxido de carbono producidos por la combustión de los combustibles sólidos y líquidos. En países como Chile y México, además de la escasa visibilidad y la incidencia en la salud pública han 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 éste 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 (CO₂, 68%), metano (CH₄, 19%), Oxido Nitroso (NO₂, 7%) y compuestos Sulfuro Carbonados (CFC'S , 6%) .

- **Dióxido de Carbono (CO₂)**

Figura N° 3



Fuente : SEDIGAS (Servicio de Distribución de Gas) España

Como se muestra en la figura, las tendencias de emisiones de CO₂ 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 CO₂ en el año 2000 a los niveles de 1990.

Debido a la continua emisión de CO₂ 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 CO₂ por unidad de energía producida, de esta manera se puede controlar el incremento de la concentración de CO₂ en la atmósfera.

Sobre esta base, la combustión de gas natural produce como mínimo un 25-30% menos CO₂ que la de los combustibles industriales líquidos derivados de petróleo.

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

- **Metano (CH₄)**

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.

El gas natural está compuesto principalmente por metano, el cual es un gas invernadero más potente que el CO₂, molécula a molécula, pero por otro lado, las moléculas de metano tienen períodos de vida muchos más cortos que el tiempo de residencia en la atmósfera del CO₂.

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.

Las fugas totales de metano en la industria de gas natural en Europa Occidental suponen menos del 2% de las emisiones totales anuales de metano de origen humano.

Se ha estimado con cierto grado de exactitud que la fuga de gas natural desde su producción al punto de consumo representa alrededor de un

1% del total suministrado para redes instaladas actualmente y correctamente mantenidas. 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 (SO₂ Y NO_x)**

Estos contaminantes son uno de los motivos principales de preocupación debido a que la llamada lluvia ácida, asociada principalmente a las emisiones de SO₂ 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 SO₂.

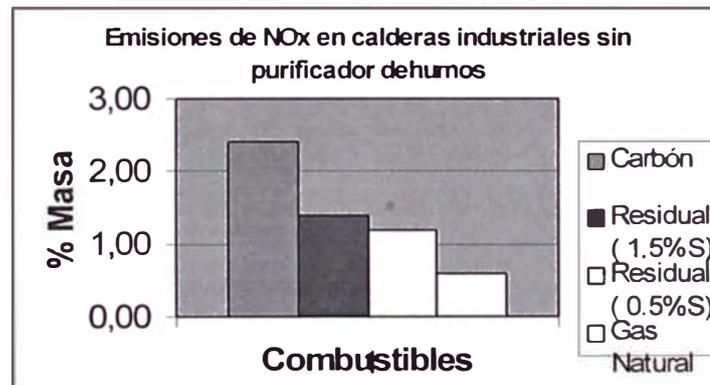
Los procesos de combustión de los combustibles fósiles producen NO_x que también contribuye a la lluvia ácida a escalas regionales. La combustión del gas natural, aunque también produce NO_x , ofrece tecnologías de quemadores de bajo NO_x que puede reducir significativamente las emisiones de estos gases en comparación con la combustión de los combustibles residuales líquidos y carbón.

Figura N° 4



Fuente : SEDIGAS (Servicio de Distribución de Gas) España

Figura N°5



Fuente : SEDIGAS (Servicio de Distribución de Gas) España

En las figuras anteriores se muestran las emisiones comparativas de SO_2 y 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 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.

CAPITULO 3.0 ESTUDIO TÉCNICO Y ECONOMICO DEL PROYECTO

Una vez definido cada uno de los combustibles y sus procesos de combustión, para la comparación de la sustitución, se incluirán las instalaciones, equipos y todos los factores generados por el uso del combustible en calderos industriales.

Considérese una caldera de 80BHP y otra de 300BHP, para proceder a analizar el consumo energético anual

Se analizarán pérdidas de energía por almacenamiento y manipulación de los combustibles residuales líquidos(Petróleo Residual 6 y Petróleo Residual 500).

Para el caso del diesel 2, sólo se considerará una evaluación económica pues como se podrá observar debido a su alto precio sería el primer combustible a ser sustituido.

Para el gas natural se evaluará sobre la base de los consumos energéticos del caldero en mención de la cual se deducirá el consumo anual volumétrico o másico de gas natural, los que se traducirán a términos económicos anuales.

Con el objetivo de obtener una comparación directa de los resultados perseguidos y poder seleccionar la opción que mejor se ajuste a los objetivos solo se considerarán estos 2 casos(calderos de 80BHP y 300BHP) para que el proceso de evaluación económica a seguir sea de gran simplicidad, pues resultaría extremadamente laborioso si se quiere examinar a fondo un gran número de casos y alternativas.

En la siguiente tabla resumimos algunas características para estas calderas

Tabla N° 15
Características de dos tipos de Calderos Industriales Analizados

Tipo	Pirotubular	Pirotubular
Capacidad (BHP)	80	300
BTU/hora	2.678.000	10.042.500
Superficie de Calefacción(pie ²)	400	1500
Liberación Térmica(BTU/pie ³ /hora)	11.523	147.567
Contenido de agua (galones)	5,515	18,316
Longitud total de la caldera (pie)	139	236
Altura total de la caldera (pie)	97	115

En los anexos se dispone de los datos de consumo de energía, precio de los combustibles líquidos y se asumirán aleatoriamente y en función del combustible a sustituir los precios para el gas.

3.1 Análisis Técnico General

3.1.1 Eficiencia en la Distribución

Este un aspecto importante a considerar como una evaluación genérica. Para el caso peruano como se ha mencionado anteriormente la distribución de los combustibles líquidos en su totalidad se efectúa mediante camiones cisterna, el cual tiene un costo variable en función de la distancia entre la refinera a la planta de generación de vapor, estos precios fluctúan entre 0,05 soles para las zonas de Lima Metropolitana y 0,06 nuevos soles para otras zonas más alejadas como son Santa Anita, San Juan de Lurigancho y Chorrillos entre otros.

Se determina que las ineficiencias en la distribución de los combustibles líquidos se dan por aspectos tales como, demora en el transporte, pérdidas de combustible y adulteraciones del mismo.

En contraste con este punto, para el gas natural la distribución se realizaría mediante gasoductos la inversión a efectuarse para el tendido de los gasoductos estaría a cargo de la compañía distribuidora de gas y el usuario invertirá, según sea el acuerdo con su distribuidor en la compra de un medidor para cuantificar su consumo. La distribución debe ser continua, algunos problemas se podrían generar por fugas, pero esta variable es tomada por experiencia en otros países de forma muy cuidadosa, y su control se realiza mediante válvulas automáticas que se cierran en función de caídas de presión en las líneas de transporte de gas.

3.1.2 Eficiencia de la Combustión

Para el caso de los combustibles líquidos según se indicó anteriormente la eficiencia térmica en los calderos es superior en 4% a que si usasen combustibles gaseosos (Gas Natural).

Tabla N° 16

PROMEDIO DE EFICIENCIA DE LA COMBUSTION EN CALDEROS

COMBUSTIBLE	PIROTUBULAR (1 000 HP)	ACUOTUBULAR (956 HP)
Gas Natural	81,2%	78,5%
Diesel 2	84,7%	81,0%
Residual 6	85,0%	81,4%

Fuente : Referencia Bibliográfica Nro. 8

La diferencia en la eficiencia teórica estaría basada en la alta combinación del contenido de hidrógeno en el gas natural, esta diferencia de la eficiencia teórica será compensada por algunos problemas prácticos derivados de la utilización de los combustibles residuales líquidos, tales como variabilidad en la viscosidad de los combustibles líquidos, formación de depósitos de combustión y

problemas, no se logra una perfecta atomización si no mas bien una deficiente atomización generando formación de flamas largas con combustión incompleta en el estado líquido y acumulación de partículas inquemadas hollín, con consecuente disminución de la eficiencia.

Las fluctuaciones en la calidad de atomización dependen además de la presión suministrada al combustible, temperatura y viscosidad; dependiendo las mismas de las fluctuaciones en las propiedades del combustible.

Sumado a esto tenemos problemas no comunes tales como reducción del tamaño de los orificios del quemador por carbonización

Para superar estos inconvenientes, se usa un mayor exceso de aire generando una disminución en la eficiencia teórica por estas razones, la diferencia de eficiencia entre usar combustibles industriales pesados y gas natural son considerablemente equivalentes, por lo que para el análisis económico se tendrá esta consideración.

Por otra parte, el gas natural tiene la ventaja adicional de tener consistentes propiedades consistentes, como son, eliminación de la necesidad de chequeo continuo, ajuste y limpieza del quemador.

3.1.3 Escoriamieto y Corrosión

Las altas temperaturas y presiones de combustibles líquidos usados en los calderos generan problemas de formación de escoria y corrosión como consecuencia de la presencia de azufre y vanadio; es frecuente la corrosión por alta temperatura a temperaturas mayores a 1000°F, sin embargo, parte de las instalaciones, tales como calentadores de aire, ductos de trabajo y chimeneas son atacados por el ácido sulfúrico cuando por alguna circunstancia se dan en los ductos y en la chimenea,

temperaturas menores al punto de rocío del mismo, generando corrosión por baja temperatura afectando al caldero.

El escoriamiento tiene un efecto adverso en la transferencia de calor entre las superficies y desbarata los diseños de flujo de gas.

Los depósitos de ceniza del residual producen fuerte adherencia extremadamente difícil de remover y por debajo de esta escoria, los sulfatos, álcalis y vanadio están en íntimo contacto con el metal generando acción corrosiva en estas zonas.

3.1.4 Pérdidas de Energía por uso de Combustibles Residuales

A diferencia de los combustibles gaseosos, los combustibles residuales deben ser mantenidos a temperaturas superiores a la temperatura ambiental por razones de facilidad de bombeo y atomización, este hecho, genera que se tengan pérdidas de energía, los cuales deben ser analizados, para definir su magnitud y la implicancia de este para efectos de cálculos económicos. Seguidamente se realizará la determinación de estas pérdidas, previamente se definirán las consideraciones técnicas para el análisis energético.

3.1.4.1 Características Generales de operación de una Caldera de 300BHP

- **Eficiencia de la caldera**

Se asume eficiencia media de 80%

- **Eficiencia del precalentamiento**

Se asume una eficiencia de calentamiento del combustible de 75%

- **Pérdidas de Calor**

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T$$

M = masa del combustible

cp = 0,55 Kcal/Kg. °C

T = Variación de temperatura del combustible.

3.1.4.2 Cálculos y Consideraciones para el residual 6

- **Temperatura de Bombeo:**

Se considera un promedio de 60°C para el Petróleo Residual

- **Temperatura de Calentamiento para combustión o precalentamiento para atomización:**

Se considera un promedio de 100°C para el Petróleo Residual 6

- **Temperatura de retorno de combustible**

En función de datos de operaciones normales en calderos industriales, se considera una relación consumo/retorno de 1-1 y una pérdida de temperatura de 5°C del combustible que retorna al tanque de almacenamiento, respecto a la temperatura original de salida del mismo.

Para casos específicos, se debe tener presente que esta pérdida de temperatura depende del diámetro de la línea de retorno, del tipo de aislamiento y otros factores.

Gastos de Energía de Almacenamiento

Para el Residual 6 se asumirá una pérdida de energía de 5°C/día

- **Consideraciones para el Poder Calorífico**

Según características de calidad promedio se considerarán:

Petróleo Residual 6 10.405Kcal/Kg

CÁLCULOS PARA EL RESIDUAL 6

1. Pérdida de calor por almacenamiento

$$Q1 = 1 * 0,55 * (3/24) = 0,7 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

$$Q1r = Q1/0,75 = 0,07/0,75 = 0,09 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

2. Calor cedido en el precalentador

$$Q2 = 2 * 0,55 * (100 - 60) = 44 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

$$Q2r = 44/0,75 = 58,6 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

3. Calor de calentamiento en la caldera

$$Q3 = 1 * 0,55 * (100 - 60) * 0,20 = 4,4 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

4. Calor Cedido por retorno de combustible

$$Q4 = 1 * 0,55 * (5) = 2,8 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

5. Pérdidas de energía

$$Q = Q1 + Q2 - Q3 - Q4$$

(Como se estan analizando perdidas de energía, los signos negativos, representan la energía que aporta el sistema)

$$Q = 0,09 + 58,6 - 4,4 - 2,8 = 51,49 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

6. Poder Calorífico

10.405Kcal/Kg.

7. Energía disponible

$$E = 10.405 - 22,2 = 10.353,51 \text{ Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

3.1.4.3 Cálculos y Consideraciones para el residual 500

- **Temperatura de Bombeo:**

Se considera un promedio de 650°C para el Petróleo Residual 500

- **Temperatura de Calentamiento para combustión o precalentamiento para atomización:**

Se considera un promedio de 110°C para el Petróleo Residual 6

- **Temperatura de retorno de combustible**

En función de datos de operaciones normales en calderos industriales, se considera una relación consumo/retorno de 1-1 y una pérdida de temperatura de 8°C del combustible que retorna al tanque de almacenamiento, respecto a la temperatura original de salida del mismo.

Para casos específicos, se debe tener presente que esta pérdida de temperatura depende del diámetro de la línea de retorno, del tipo de aislamiento y otros factores.

Gastos de Energía de Almacenamiento

Para el Residual 6 se asumirá una pérdida de energía de 3°C/día

- **Consideraciones para el Poder Calorífico**

Según características de calidad promedio se considerarán:

Petróleo Residual 500 10.192Kcal/Kg

CÁLCULOS PARA EL RESIDUAL 500

1. Pérdida de calor por almacenamiento

$$Q_1 = 1 * 0,55 * (5/24) = 0,115 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

$$Q_{1r} = Q_1 / 0,75 = 0,115 / 0,75 = 0,15 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

2. Calor cedido en el precalentador

$$Q_2 = 2 * 0,55 * (110 - 65) = 50 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

$$Q_{2r} = 50 / 0,75 = 66 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

3. Calor de calentamiento perdido en la caldera

$$Q_3 = 1 * 0,55 * (110 - 65) * 0,20 = 4,95 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

4. Calor Perdido por retorno de combustible

$$Q_4 = 1 * 0,55 * (8) = 4,4 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

5. Gastos de energía

$$Q = Q_1 + Q_2 - Q_3 - Q_4$$

$$Q = 0,15 + 66 - 4,95 - 2,8 = 58,4 \text{Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

6. Poder Calorífico 10.192Kcal/Kg.

7. Energía disponible

$$E = 10.192 - 58,4 = 10.134 \text{ Kcal}/(\text{Kg.Hr})$$

3.1.5 Calidad Del Aire

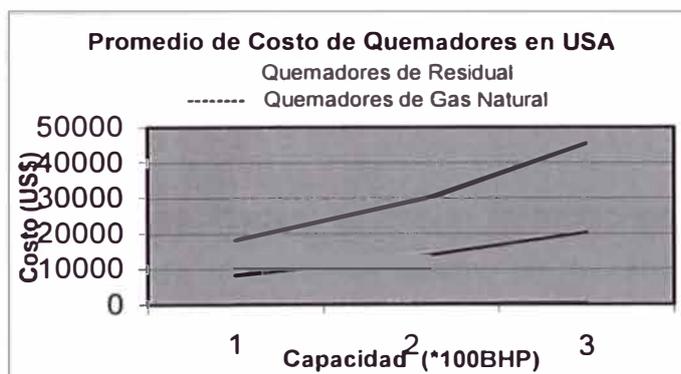
Como se mencionó en el capítulo 2, en los últimos tiempos debido al deterioro de la calidad de aire en el planeta organizaciones internacionales juntamente con los organismos del estado están considerando, adoptando y exigiendo estándares para un número de contaminantes del aire.

3.2 Análisis Comparativo

3.2.1 Métodos de atomización y los costos del quemador

Como se ha descrito, los atomizadores de combustibles líquidos y, en particular, los atomizadores para combustibles residuales presentan requerimientos de energía significando esto un costo adicional.

Figura N°6



Fuente: Referencia bibliográfica Nro. 11

Este Gráfico compara el costo del quemador en los Estados Unidos para el caso de uso de gas natural como combustible y quemadores para residuales, siendo el costo mayor para combustibles Residuales.

3.2.2 Bombas para Combustibles Líquidos y Calentadores

Las instalaciones que usan combustibles líquidos tienen sistemas de bombas en las cuales, las más grandes tienen una provisión de 2 bombas y 2 intercambiadores de calor de tal manera que alguna reparación o mantenimiento en uno de ellos pueda ser hecho sin interrumpir la provisión del combustible al caldero. Esta provisión, genera costos adicionales respecto al gas natural, por uso de combustibles líquidos, dado que estos equipos no serían necesarios si se usase gas natural, con el cual sólo se realizaría una inversión inicial para el medidor de gas y algunas válvulas de control.

3.2.3 Tanque de almacenamiento y Terreno

Para el caso de combustibles líquidos es necesario tener tanques de almacenamiento en los cuales los tanques de residual 5 y 6 están provistos en su mayoría de calentadores en la succión, y para el residual 500 se tiene un tanque con serpentines de calentamiento.

Generalmente, los tanques de almacenamiento con capacidades menores no tienen restricciones de uso de terreno excepto para la construcción de una edificación adicional.

Para mayores capacidades se tienen restricciones para los tanques de almacenamiento en el siguiente cuadro se muestra una recomendación de área.

Capacidad del tanque (Miles de Galones)	Distancia al edificio más cercano (pies)
1-12	10
10-15	15

3.3 Análisis Económico y Costo de Cambio de Sistema

Para hacer un análisis de costos entre gas y combustibles residuales líquidos, se tienen, además de los costos de combustibles, los siguientes costos adicionales que se basan, generalmente, en un tiempo de vida de 25 años para un equipo que usa combustible residual o gas natural, y tiempo de vida de los quemadores de entre 5 a 10 años, siendo mayor el tiempo de vida para los equipos que usan gas.

3.3.1 Costos Adicionales por uso de Combustibles Líquidos

Sobre la base de los análisis de operaciones descritas en la sección 1.4 y 3.2, se debe considerar los siguientes costos extras cuando se operan combustibles residuales, estos valores serán muy particulares según el caso de análisis a considerar y deberá decidirse en el momento si se considera o no en función de su magnitud y del costo que significa usar combustibles líquidos, estos costos para efectos de evaluación económica de decisión de uso de gas natural serán incluidos en el punto "ahorro en costos" pues si se usa gas natural ya no será necesario incurrir en estos costos extras.

- ❖ Bombeo y atomización del combustible
- ❖ Quemadores, representan un costo extra de 15% en promedio para combustibles industriales líquidos. No lo consideraremos pues las empresas vienen usando quemadores para líquidos y no se tendría que realizar nueva inversión en la compra de quemadores para combustibles líquidos.

- ❖ Mantenimiento de equipos que usan combustibles industriales líquidos, los períodos de mantenimiento y los costos son mayores cuando se usan combustibles líquidos.
- ❖ Calentamiento de combustible
- ❖ Atomización con vapor

3.3.2 Costos Fijos (Inversión)

Son los gastos efectuados para la instalación de la planta lista para operar, los cuales incluyen los precios del caldero, quemador, tuberías, tanques, bombas y calentadores incluyendo también el transporte, el trabajo y los materiales necesarios para la descarga, ajuste e instalación del caldero y sus accesorios; como nuestro caso se trata de sustitución sólo se considerará el costo del quemador, instrumentación e instalación para que el caldero generador de vapor opere con GNS(gas natural seco). En la Tabla N° 18 se listan los costos e inversión y las variables de análisis para un caldero de 80BHP de potencia.

3.3.3 Consideraciones para la Evaluación Económica

3.3.3.1 Amortización del Capital Fijo

La Depreciación de los calderos cumple diferentes funciones, para el quemador se considerará una depreciación lineal de 10% anual. En el Perú, la SUNAT por ley sólo permite la depreciación lineal, salvo que se presente un estudio técnico para justificar que el activo fijo requiere una depreciación acelerada, y éste no sería el caso.

Para efectos de cálculos la depreciación será considerada como una fuente de ingresos.

Se considerará como tasa de descuento el 18%, ya que en el Perú las empresas industriales utilizan por lo general una tasa similar a esta, las

empresas eléctricas descuentan al 12%. Esta tasa es una tasa real ya que los flujos son evaluados en términos reales(no están afectados por la inflación o la devaluación)

3.3.3.2 Mantenimiento y Reemplazo de Partes

Para un caldero pirotubular de 300BHP se realizan un promedio de 02 intervenciones para mantenimiento general por año, no obstante cada semana aproximadamente se realiza una limpieza del quemador, para evitar taponamientos, un estimado de los costos de mantenimiento anual para calderos industriales que usan combustibles líquidos. El costo de mantenimiento para este tipo de sistema es de aproximadamente US\$1000. Este costo podría desviarse apreciablemente de estos estimados en caso de circunstancias impredecibles como fallo en los equipos o atascamiento de tuberías.

3.3.3.3 Costos de Operación y Costos Variables

Se analizarán los precios de los Combustibles Industriales Líquidos, que como se muestra en las Tablas A1, A2 y A3 varían de tiempo en tiempo dependiendo ya sea de la demanda, disponibilidad y otros factores como son cuotas referidos a impuestos, a los cuales se les debe adicionar el costo del transporte.

En nuestro país la distribución se efectúa mediante camiones cisterna, los cuales para el caso de los combustibles mas pesados como el residual 6 ó el residual 500 y dependiendo de las distancias requieren de sistemas de calentamiento y vapor.

Para efectos comparativos, debido a la magnitud que representa el precio del combustible, los costos de los sedimentos, fugas, mantenimiento de stock y aditivos no serán considerados.

3.3.3.4 Horizonte de Evaluación

Se ha tomado un horizonte de evaluación de 10 años, pues según (referencia bibliográfica 2) el promedio de los calderos tiene 25 años de período de vida y en la actualidad tienen 15 años funcionando, con lo cual les queda 10 años de vida. Además el tiempo de vida de un quemador es de 10 años, de manera que podemos en 10 años calzar exactamente el tiempo de vida del quemador con el término de vida útil del promedio de los calderos.

3.3.3.5 Precio del Gas Natural

En estudios realizados por la compañía de Petróleo Shell, se analizó el mercado del gas combustible, en los que se estableció entre otros aspectos, que el sector industrial es potencialmente vulnerable a la penetración del gas.

Además, se estableció que por cambios en el precio, el número de consumidores que son vulnerables a la conversión de gas natural puede variar; por ejemplo, si el precio del gas es muy bajo y no todos los consumidores cambian, entonces los ingresos generados para el distribuidor de gas serán bajos; de igual manera, si el precio es muy alto los consumidores potenciales pueden no cambiar siendo nuevamente los ingresos bajos; por lo que este precio debe ser un intermedio entre ambos y, al mismo tiempo, debe ser el máximo por lo que se le definió como "Precio máximo de desarrollo".

La conclusión para definir la demanda individual de las empresas que decidan utilizar gas combustible depende de muchos factores, donde los principales son el precio del gas y los costos de conversión.

El análisis, además de considerar otros factores, se centrará en analizar estos puntos. Este precio para los consumidores debe ser tal

que permita recuperar los costos de conversión y ofrecer un incentivo, dado que una vez que los costos de reconversión sean recuperados y dependiendo de los contratos con el distribuidor, el precio del gas podría ser incrementado a valores cercanos al precio del combustible alternativo y ya no se tendría el riesgo de que el consumidor reconvierta al uso del combustible original (normalmente residual)

No obstante el aspecto económico, no se debe dejar de considerar el aspecto ambiental, pues el usar gas natural significaría una disminución de las emisiones contaminantes; consecuentemente, el manejo ambiental de una industria que use gas natural será menos costosa, respecto a otra que use combustibles líquidos. El programa de adecuación de medio ambiente sería más sencillo, y, los estudios de impacto ambiental podrían tener períodos más prolongados de tiempo.

El tiempo óptimo de conversión, en general para el sector industrial debe ser calculado para un período de 2 años, siendo este mismo el período de decisión de cambio de sistema de combustible.

Para la comparación, además se deben considerar precios menores en virtud de las posibles diferencias de eficiencia térmica, costos de conversión de equipos, costos diferentes de operación.

3.3.3.6 Posible Precio del Gas

Según información obtenida en las diferentes referencias respecto a precios del gas (Referencias Bibliográficas 4 y 17), el precio del gas sería como se muestra en la tabla siguiente (Nº 17):

Tabla N° 17

PRECIO DEL GAS SECO

Precios de Gas Natural Seco	US\$/MMBTU
Precio de Gas "en boca de Pozo"	0,9 - 1,20
Costo de Transporte por Gasoducto de Alta Presión	0,8 - 1,0
Costo de Distribución por Gasoducto de Baja Presión	0,5 - 1,0
Precio de Gas a la Salida de Gasoducto de Baja Presión (PF)	2,5 - 3,0
Precio de Gas al Consumidor	>PF (En Función del Combustible a Sustituir)

La regulación del precio del gas por parte del Estado consistirá en fijar un precio máximo o "techo" para el gas que se vende a los generadores de electricidad, pero el precio será libre y fluctuante para los demás consumidores entre los que se encuentran el sector industrial y doméstico.

Según los casos, el precio máximo del gas estaría en función del combustible líquido a sustituir siendo mayor para el Diesel 2, una vez recuperado el costo de conversión se pueden incrementar los precios a niveles muy cercanos al del combustible a original.

El precio máximo promedio del gas natural a nivel mundial como se puede observar es de US\$ 3.00 este es el valor del precio máximo bajo políticas de precio uniforme el cual debe permitir el cambio a gas natural de los sectores eléctricos y de las compañías productoras de cemento (principales consumidores).

3.3.3.6 Ingresos

Para el análisis de flujo se considerará como ingreso el diferencial entre el costo del Residual y el Gas y lo llamaremos "Ahorro en Costos"; el ahorro en costos referido a la diferencia de precios de la energía(\$Millones de BTU) proveniente del los combustibles líquidos frente al gas natural es significativamente superior a cualquier otro costo (mantenimiento, pérdidas, aditivación entre otros) y será éste el valor que consideraremos para efectos de nuestros cálculos.

Como se trata de comparación de combustibles, no se considerará ingresos por ventas.

3.3.3.7 Consideraciones para la Evaluación Económica

Se han realizado evaluaciones considerando diferentes horas de operación de los calderos 8 hr (Módulo 1), 12hr.(Módulo 2) , 24 hr.(Módulo 3); para cualquiera de los casos el período de vida útil será el mismo, lo que no necesariamente es cierto pues el desgaste para cada caso será diferente, lo usual en el sector industrial es usar el quemador según el (Mod. 3) el cual se deprecia al 10%, pero para efectos de comparación con otros combustibles entre sí, tiene validez.

Se asume que el proyecto se esta financiando íntegramente con capital propio, es decir no se está usando deuda.

El crecimiento considerado es de 4% y está en función del crecimiento promedio de consumo de energía para el sector industrial mostrado en la tabla N° 8.

Como criterio de decisión entre aceptar o rechazar proyectos se tiene los siguientes indicadores, el Valor Actual Neto (VAN), cuando se realiza una inversión se espera obtener ingresos a través de una cantidad determinada de períodos, como el valor del dinero cambia a lo largo del tiempo, es necesario expresar todos estos en un mismo instante de tiempo y poder tener un punto de comparación para la toma de decisión, cuando el instante de comparación es el punto inicial presente, al valor resultante se denomina valor actual neto y, la tasa interna de rendimiento (TIR), definida como la tasa a la cual la inversión inicial es igual a los flujos descontados de los ingresos futuros, si la TIR es mayor que el coste de oportunidad del capital, entonces merecerá la pena desarrollar el proyecto, desde el punto de vista de los intereses económicos.

Los otros indicadores pueden inducir a decisiones erradas, pues como en el caso del período de recuperación, cuyo defecto es no considerar el valor del dinero en el tiempo y tampoco el costo de oportunidad del capital.

En las primeras tablas de la evaluación, a partir de la tabla N° 18 a la tabla N° 31, no se considera el ingreso como ahorro en costos, y se evalúa sólo costos por lo que en nuestra decisión, se deberá aceptar aquella alternativa que nos dé un menor valor actual de costos; con el gas se obtendrá un valor actual al cual le sumaremos la inversión para obtener el VAN y si éste resulta menor a las otras alternativas, entonces se aceptará la alternativa propuesta.

3.3.3.8 Ejemplo de Cálculo de Evaluación Económica para un caldero de 80BHP

Se realizará la comparación del residual 6 con el gas natural

Datos:

VARIABLES	
t =Tiempo de operación del caldero según el módulo (Horas)	2.080
PR6 = Precio del residual 6 (US\$/BTU)	0,00000435
PGN = Precio del gas natural (US\$/BTU)	0,00000300
E = Consumo de energía en el primer año, considerar un incremento de 4% anual (BTU/Hr)	3.650.000
l = Impuesto a la Renta (%)	30
r = tasa de descuento (%)	18
d = tasa de depreciación (%)	10
i = horizonte de evaluación (años)	10
C = inversión, para efectuar el cambio de quemador y accesorios (US\$)	9.500

A) CALCULOS PARA EL RESIDUAL 6

A.1 Flujo de caja neto en US\$ para el comustible residual 6(Tabla N° 21)

▪ Costo Variable(CV)

El costo variable del residual 6, se obtiene, multiplicando el número de horas anuales que trabaja el quemador por el precio del combustible en US\$/BTU y por el Consumo de energía en BTU/Hora

Ejemplo para el primer año:

$$CV = 0,00000435 * 2,080 * 3.650.000 = 33.061,05$$

- **El Escudo Fiscal (EF)**

Llamado también beneficio fiscal tributario, se considerarán como ingresos, para el flujo de caja, pues los costos generan un beneficio fiscal al reducirse la base imponible afecta a impuesto a la renta.

Se determinará , multiplicando el costo variable por el impuesto a la renta:

Ejemplo para el primer año:

$$EF = 33.061,05 * 0,30 = 9.918,31$$

- **Flujo Neto (FN) y Valor Actual(VA)**

Se determina restando el costo variable menos el escudo fiscal, ejemplo para el primer año

$$FN = -33.061,05 + 9918,31 = -49.559,27$$

Se procede a determinar los flujos netos para cada uno de los 10 años, y luego se determina el VA

$$VA = \sum_{i=1}^{10} \frac{FN_i}{(1+0,18)^i} = -118.553,3$$

n = 10 años

i = año (1,2 3,...10)

Estos valores se encuentran en las tablas de evaluación económica para cada combustible.

B) CALCULOS PARA EL GAS NATURAL

B.1 Estado de resultados en US\$ para el gas natural (Tabla N°23)

- **Costo Variable(CV)**

El costo variable del gas natural, se obtiene, multiplicando el número de horas anuales que trabaja el quemador por el precio del combustible en US\$/BTU y por el Consumo de energía en BTU/Hora, para efectos de cálculo de utilidades tendrá un valor negativo debido a que representa un egreso. A continuación se muestra el cálculo para el primer año.

$$CV = 0,000003 * 2,080 * 3.650.000 = 22.776,00$$

- **Depreciación (D)**

Se obtiene multiplicando la inversión efectuada para la compra del quemador por la tasa de depreciación, para efectos de cálculo de utilidades tendrá un valor negativo.

$$D = 0,1 * 8.500,00 = - 850,00$$

- **Beneficio antes de Impuesto**

Es la suma del costo variable más la depreciación:

$$-22.776,00 - 850,00 = - 23,626.00$$

- **Impuesto a la Renta**

Como no hay ingresos por ventas, este impuesto será nulo, pues nuestros beneficios son menores que cero.

- **Utilidad (Pérdida) Neta**

En este caso el valor será negativo, debido a que para esta evaluación no se está considerando ningún ingreso, entiéndase que no se han generado pérdidas, lo cual se podrá observar más adelante.

Beneficio antes de Impuesto – Impuesto a la renta = -23,626.00

B.2 Flujo de caja neto en US\$ para el gas natural (Tabla N°24)

- **Inversión en Activo Fijo**

Toda la inversión en activo(equipos, instrumentos) para poder efectuar el cambio, en nuestro caso tenemos al quemador y sus accesorios. (US\$ 8.500,00)

- **Costo de Instalación**

Se efectuará una inversión de US\$1.000,00 para la instalación.

- **Beneficio Tributario**

Se determinará mediante el producto de la utilidad (pérdida) neta multiplicada por el impuesto a la renta, y como es considerado un beneficio, tiene un valor positivo.

$$23.626,00 * 0,30 = 7.087,80$$

- **Flujo Neto en el primer año**

Es la suma de la inversión en activo fijo más el costo de instalación:

$$-8.500,00 - 1.000,00 = -9.500,00$$

- **Flujo Neto en el segundo año**

Es la suma de la utilidad(pérdida) neta, depreciación, beneficio tributario, los dos siguientes puntos no se consideran pues, este año y durante los ocho siguientes no hay inversión ni costo por instalación:

$$-23.626,00 + 850,00 + 7.087,80 = -15.688,20$$

- **Valor Actual y Valor Actual Neto**

Se procede a determinar los flujos netos para cada uno de los 10 años, y luego se determina el VA, según la siguiente expresión:

$$VA = \sum \frac{FN_i}{(1 + 0,18)^i}$$

n = 10 años

i = año (1,2 3,....10)

El valor actual neto resultará de sumar al valor actual, los costos de inversión en activo e instalaciones durante el primer año:

Se procede a determinar los flujos netos para cada uno de los 10 años, y luego se determina el VA

$$VA = \sum \frac{FN_i}{(1 + 0,18)^i} = -80.526,00$$

n = 10 años

i = año (1,2 3,...10)

Estos valores se encuentran en las tablas de evaluación económica para cada combustible.

$$VAN = -80.526,00 - 9.500,00 = - 90.026,00$$

C) COMPARACION DE LOS VALORES ACTUALES DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS

Como se puede observar los valores actuales, tanto para el residual como para el gas natural son negativos, esto es porque no se está considerando ningún ingreso, por lo tanto como criterio de decisión, se aceptará aquella alternativa en la cual el valor actual sea la menos negativa, o la que tenga menor valor absoluto.

D) EVALUACIÓN ECONOMICA PARA EL GAS NATURAL COMO SUSTITUTO DEL RESIDUAL 6, CONSIDERANDO EL AHORRO EN COSTOS COMO INGRESOS.

D.1 Estado de resultado en US\$ para el gas natural (Tabla N°26)

- **Ahorro en Costos**

Resulta de la diferencia del costo variable por consumo de energía que se tendría cuando se usa gas natural menos este costo cuando se usa residual

$$-22.776,00 - (-33.061,00) = 10.285,05$$

- **Beneficio antes de Impuesto**

Para este caso es la diferencia entre el ahorro en menos la depreciación:

$$10.285,00 - 850,00 = 9.345,00$$

- **Impuesto a la Renta**

Como si se tiene beneficios, entonces para el cálculo del impuesto a la renta, multiplicaremos nuestro beneficio antes de impuesto por 30%.

$$9.345,00 * 0,30 = 2.830,51$$

- **Utilidad (Pérdida) Neta**

A diferencia del caso anterior, aquí se observará que la utilidad es positiva, pues para el balance se está considerando al ahorro en costo de la energía como un ingreso, este valor resulta de la diferencia de los beneficios antes de impuestos menos el impuesto a la renta:

$$9.345,00 - 2.830,51 = 6.604,53$$

D.2 flujo de caja neto para el gas natural (Tabla N°27)

- **Inversión en Activo Fijo**

Toda la inversión en activo(equipos, instrumentos) para poder efectuar el cambio, en nuestro caso tenemos al quemador y sus accesorios. (US\$ 8.500,00)

- **Costo de Instalación**

Se efectuará una inversión de US\$1.000,00 para la instalación.

- **Flujo Neto en el primer año**

Es la suma de la inversión en activo fijo más el costo de instalación:

$$-8.500,00 - 1.000,00 = -9.500,00$$

- **Flujo Neto en el segundo año**

Es la suma de la utilidad(pérdida) neta, depreciación, beneficio tributario, los dos siguientes puntos no se considerarán pues, este año y durante lo 8 siguientes no hay inversión ni costo por instalación:

$$6.604,53 + 850,00 + = 7.454,53$$

- **Valor Actual y Valor Actual Neto**

Se procede a determinar los flujos netos para cada uno de los 10 años, y luego se determina el VA, según la siguiente expresión:

$$VA = \sum \frac{FN_i}{(1 + 0,18)^i}$$

n = 10 años

i = año (1,2 3,....10)

El valor actual neto resultará de sumar al valor actual, los costos de inversión en activo e instalaciones durante el primer año:

Se procede a determinar los flujos netos para cada uno de los 10 años, y luego se determina el VA

$$VA = \sum \frac{FN_i}{(1+0,18)^i} = 38.027,00$$

n = 10 años

i = año (1,2 3,....10)

$$VAN = 38.027,00 - 9.500,00 = 28.527,00$$

D.2 CRITERIO DE DESICION

Como se puede observar los valores actuales, para el gas natural sustituto del residual 6 con un precio de 3,00 US\$/MMBTU, es positivo, por lo que se debe aceptar esta propuesta; obteniéndose una TIR de 82,05% y un período de recuperación de capital de 2 años, como el valor del TIR es alto, es posible que este precio no sea el que cobre el distribuidor, es por esto que debemos variar el precio del gas natural, hasta un punto en el cual, el VAN se haga ligeramente superior a cero.

Este es el procedimiento que se ha realizado para cada uno de los combustible de mayor uso en el sector industrial.

Tabla N° 18

DATOS PARA LA EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

Inversión	US\$
Costo del Quemador y partes	8.500
Costo por Cambio	1.000
Total (US\$)	9.500

Tasa de descuento	18%
Impuesto a la Renta	30%
Vida Util Quemador (años)	10
Tasa de Depreciacion	10%
Horizonte de Evaluación(años)	10
Año (días)	365

tasa de crecimiento	4%	Anual
Consumo de energía	3.650.000	BTU/hora

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo de energía	3.650.000	3.796.000	3.947.840	4.105.754	4.269.984	4.440.783	4.618.414	4.803.151	4.995.277	5.195.088

La variación del consumo de energía a sido calculada en función de la tasa de crecimiento para el sector (4%) , y partiendo del consumo inicial de energía, ejemplo :

Años	Consumo de Energía	
1	3.650.000	3.650.000
2	3.650.000*1,04	3.796.000

Tabla N° 19

CONSIDERACIONES DE PRECIOS Y TIEMPO DE OPERACIÓN PARA LA EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

PRECIOS DE COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	Poder calorífico MMBTU/Gal. (*)	Precio en Volumen (US\$/Galón)		PRECIO EN (US\$/MMBTU) (**)		PRECIO EN (US\$/BTU)	
		A	B	A	B	A	B
Diesel 2	0,139371	1,2997	1,296	9,3255	9,2989	0,00000933	0,00000093
Combustible R6	0,151330	0,6590	0,655	4,3547	4,3283	0,00000435	0,00000043
Combustible R500	0,149784	0,6480	0,644	4,3262	4,2995	0,00000433	0,00000043
Gas Natural (R.E.)	1,132780	Se asumirán Precios (***)		3,00		0,000003	
Gas Natural (T.E.)	1,022850			3,00		0,000003	

A considera costo de transporte de US\$0,0179

B considera costo de transporte de US\$ 0,0149

Tipo de Cambio del dólar S/.3,35/US\$

(*) determinado en función de las propiedades fisicoquímicas de los combustibles.

(**) resulta de dividir el precio en US\$/galón entre el poder calorífico, ejemplo (1,2997/1,139371 = 9,3255)

(***) Aleatoriamente y en función del combustible a sustituir se asumirá el precio para el gas.

Tiempos de Operación	Horas Diarias	Días a la Semana	Total Horas Semanales	Total Horas Anuales
Modulo 1	8	5	40	2.080
Modulo 2	12	6	72	3.744
Modulo 3	24	7	168	8.736

Para la determinación del tiempo de operación de las calderas, se ha considerado agruparlos en estos tres módulos, según datos promedios de operación en el parque industrial de Lima y Callao.

Tabla N° 20

**EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP
FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL DIESEL 2**
(Considera costo de transporte de US\$0.0179)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1										
Costo Variable	-70.798,96	-73.630,92	-76.576,16	-79.639,21	-82.824,77	-86.137,76	-89.583,28	-93.166,61	-96.893,27	-100.769,00
Escudo Fiscal	21.239,69	22.089,28	22.972,85	23.891,76	24.847,43	25.841,33	26.874,98	27.949,98	29.067,98	30.230,70
Flujo Neto (US\$)	-49.559,27	-51.541,65	-53.603,31	-55.747,44	-57.977,34	-60.296,44	-62.708,29	-65.216,62	-67.825,29	-70.538,30
Mod2										
Costo Variable	-127.438,14	-132.535,66	-137.837,09	-143.350,57	-149.084,59	-155.047,98	-161.249,90	-167.699,89	-174.407,89	-181.384,20
Escudo Fiscal	38.231,44	39.760,70	41.351,13	43.005,17	44.725,38	46.514,39	48.374,97	50.309,97	52.322,37	54.415,26
Flujo Neto (US\$)	-89.206,69	-92.774,96	-96.485,96	-100.345,40	-104.359,22	-108.533,58	-112.874,93	-117.389,92	-122.085,52	-126.968,94
Mod3										
Costo Variable	-297.355,65	-309.249,87	-321.619,87	-334.484,66	-347.864,05	-361.778,61	-376.249,76	-391.299,75	-406.951,74	-423.229,81
Escudo Fiscal	89.206,69	92.774,96	96.485,96	100.345,40	104.359,22	108.533,58	112.874,93	117.389,92	122.085,52	126.968,94
Flujo Neto (US\$)	-208.148,95	-216.474,91	-225.133,91	-234.139,26	-243.504,84	-253.245,03	-263.374,83	-273.909,82	-284.866,22	-296.260,86

	Valor Actual (VA)
Mod1	-253.877,3
Mod2	-456.979,1
Mod3	-1.066.284,5

Tabla N° 21

**EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP
FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL COMBUSTIBLE RESIDUAL 6
(Considera costo de transporte de US\$0.0179)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1										
Costo Variable	-33.061,05	-34.383,49	-35.758,83	-37.189,18	-38.676,75	-40.223,82	-41.832,77	-43.506,08	-45.246,32	-47.056,18
Escudo Fiscal	9.918,31	10.315,05	10.727,65	11.156,75	11.603,02	12.067,15	12.549,83	13.051,82	13.573,90	14.116,85
Flujo Neto (US\$)	-23.142,73	-24.068,44	-25.031,18	-26.032,43	-27.073,72	-28.156,67	-29.282,94	-30.454,26	-31.672,43	-32.939,32

Mod2										
Costo Variable	-59.509,88	-61.890,28	-64.365,89	-66.940,52	-69.618,14	-72.402,87	-75.298,99	-78.310,94	-81.443,38	-84.701,12
Escudo Fiscal	17.852,96	18.567,08	19.309,77	20.082,16	20.885,44	21.720,86	22.589,70	23.493,28	24.433,01	25.410,34
Flujo Neto (US\$)	-41.656,92	-43.323,19	-45.056,12	-46.858,37	-48.732,70	-50.682,01	-52.709,29	-54.817,66	-57.010,37	-59.290,78

Mod3										
Costo Variable	-138.856,39	-144.410,65	-150.187,07	-156.194,56	-162.442,34	-168.940,03	-175.697,63	-182.725,54	-190.034,56	-197.635,94
Escudo Fiscal	41.656,92	43.323,19	45.056,12	46.858,37	48.732,70	50.682,01	52.709,29	54.817,66	57.010,37	59.290,78
Flujo Neto (US\$)	-97.199,47	-101.087,45	-105.130,95	-109.336,19	-113.709,64	-118.258,02	-122.988,34	-127.907,88	-133.024,19	-138.345,16

	Valor Actual (VA)
Mod1	-118.553,3
Mod2	-213.395,9
Mod3	-497.923,7

Tabla Nº 22

**EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP
FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL COMBUSTIBLE RESIDUAL 500**
(Considera costo de transporte de US\$0.0179)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Mod1										
Costo Variable	-32.844,74	-34.158,53	-35.524,87	-36.945,86	-38.423,70	-39.960,64	-41.559,07	-43.221,43	-44.950,29	-46.748,30
Escudo Fiscal	9.853,42	10.247,56	10.657,46	11.083,76	11.527,11	11.988,19	12.467,72	12.966,43	13.485,09	14.024,49
Flujo Neto (US\$)	-22.991,32	-23.910,97	-24.867,41	-25.862,10	-26.896,59	-27.972,45	-29.091,35	-30.255,00	-31.465,20	-32.723,81

Mod2										
Costo Variable	-59.120,53	-61.485,35	-63.944,76	-66.502,55	-69.162,65	-71.929,16	-74.806,33	-77.798,58	-80.910,52	-84.146,94
Escudo Fiscal	17.736,16	18.445,60	19.183,43	19.950,77	20.748,80	21.578,75	22.441,90	23.339,57	24.273,16	25.244,08
Flujo Neto (US\$)	-41.384,37	-43.039,74	-44.761,33	-46.551,79	-48.413,86	-50.350,41	-52.364,43	-54.459,00	-56.637,37	-58.902,86

Mod3										
Costo Variable	-137.947,89	-143.465,81	-149.204,44	-155.172,62	-161.379,52	-167.834,70	-174.548,09	-181.530,02	-188.791,22	-196.342,87
Escudo Fiscal	41.384,37	43.039,74	44.761,33	46.551,79	48.413,86	50.350,41	52.364,43	54.459,00	56.637,37	58.902,86
Flujo Neto (US\$)	-96.563,53	-100.426,07	-104.443,11	-108.620,83	-112.965,67	-117.484,29	-122.183,66	-127.071,01	-132.153,85	-137.440,01

	Valor Actual (VA)
Mod1	-117.777,6
Mod2	-211.999,7
Mod3	-494.665,9

Tabla N° 23

ESTADO DE RESULTADOS EN US\$ PARA EL GAS NATURAL(Caldero de 80 BHP)

Precio del Gas \$/MMBTU 3,00

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mod1										
Costo Variable		-22.776,00	-23.687,04	-24.634,52	-25.619,90	-26.644,70	-27.710,49	-28.818,91	-29.971,66	-31.170,53
Depreciacion		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		-23.626,00	-24.537,04	-25.484,52	-26.469,90	-27.494,70	-28.560,49	-29.668,91	-30.821,66	-32.020,53
Impuesto a la Renta		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad (Perdida) Neta		-23.626,00	-24.537,04	-25.484,52	-26.469,90	-27.494,70	-28.560,49	-29.668,91	-30.821,66	-32.020,53

Mod2										
Costo Variable		-40.996,80	-42.636,67	-44.342,14	-46.115,82	-47.960,46	-49.878,88	-51.874,03	-53.948,99	-56.106,95
Depreciacion		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		-41.846,80	-43.486,67	-45.192,14	-46.965,82	-48.810,46	-50.728,88	-52.724,03	-54.798,99	-56.956,95
Impuesto a la Renta		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad (Perdida) Neta		-41.846,80	-43.486,67	-45.192,14	-46.965,82	-48.810,46	-50.728,88	-52.724,03	-54.798,99	-56.956,95

Mod3										
Costo Variable		-95.659,20	-99.485,57	-103.464,99	-107.603,59	-111.907,73	-116.384,04	-121.039,41	-125.880,98	-130.916,22
Depreciacion		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		-96.509,20	-100.335,57	-104.314,99	-108.453,59	-112.757,73	-117.234,04	-121.889,41	-126.730,98	-131.766,22
Impuesto a la Renta		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad (Perdida) Neta		-96.509,20	-100.335,57	-104.314,99	-108.453,59	-112.757,73	-117.234,04	-121.889,41	-126.730,98	-131.766,22

Tabla N° 24

FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL GAS NATURAL(Caldero de 80BHP)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mod1										
Utilidad (Perdida) Neta		-23.626,00	-24.537,04	-25.484,52	-26.469,90	-27.494,70	-28.560,49	-29.668,91	-30.821,66	-32.020,53
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		7.087,80	7.361,11	7.645,36	7.940,97	8.248,41	8.568,15	8.900,67	9.246,50	9.606,16
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00									
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00									
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	-15.688,20	-16.325,93	-16.989,17	-17.678,93	-18.396,29	-19.142,34	-19.918,23	-20.725,16	-21.564,37

Mod2										
Utilidad (Perdida) Neta		-41.846,80	-43.486,67	-45.192,14	-46.965,82	-48.810,46	-50.728,88	-52.724,03	-54.798,99	-56.956,95
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		12.554,04	13.046,00	13.557,64	14.089,75	14.643,14	15.218,66	15.817,21	16.439,70	17.087,09
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00									
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00									
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	-28.442,76	-29.590,67	-30.784,50	-32.026,08	-33.317,32	-34.660,21	-36.056,82	-37.509,29	-39.019,87

Mod3										
Utilidad (Perdida) Neta		-96.509,20	-100.335,57	-104.314,99	-108.453,59	-112.757,73	-117.234,04	-121.889,41	-126.730,98	-131.766,22
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		28.952,76	30.100,67	31.294,50	32.536,08	33.827,32	35.170,21	36.566,82	38.019,29	39.529,87
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00									
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00									
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	-66.706,44	-69.384,90	-72.170,49	-75.067,51	-78.080,41	-81.213,83	-84.472,58	-87.861,69	-91.386,35

	V. Actual	VAN
Mod1	-80.526	-90.026
Mod2	-145.864	-155.364
Mod3	-341.877	-351.377

Tabla N° 25

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP(pag. 8)

VALORES ACTUALES DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS

Precio del Gas \$/MMBTU	3,00
-------------------------	------

	Valor Actual			Gas	
	Diesel2	R6	R500	VA	VAN
Mod1	-253.877	-118.553	-117.778	-80.526	-90.026
Mod2	-456.979	-213.396	-212.000	-145.864	-155.364
Mod3	-1.066.285	-497.924	-494.666	-341.877	-351.377

Se obtienen valores negativos pues no se está considerando ningún ingreso, se aceptará aquella alternativa que tenga el menor valor absoluto.

Tabla Nº 26

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

ESTADO DE RESULTADOS EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Residual 6

Precio del Gas \$/MMBTU 3,00

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1											
Ahorro en Costos		10.285,05	10.696,45	11.124,31	11.569,28	12.032,05	12.513,33	13.013,86	13.534,42	14.075,79	14.638,83
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		9.435,05	9.846,45	10.274,31	10.719,28	11.182,05	11.663,33	12.163,86	12.684,42	13.225,79	13.788,83
Impuesto a la Renta		2.830,51	2.953,93	3.082,29	3.215,78	3.354,61	3.499,00	3.649,16	3.805,33	3.967,74	4.136,65
Utilidad (Perdida) Neta		6.604,53	6.892,51	7.192,01	7.503,49	7.827,43	8.164,33	8.514,70	8.879,09	9.258,06	9.652,18

Mod2											
Ahorro en Costos		18.513,08	19.253,60	20.023,75	20.824,70	21.657,69	22.523,99	23.424,95	24.361,95	25.336,43	26.349,89
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		17.663,08	18.403,60	19.173,75	19.974,70	20.807,69	21.673,99	22.574,95	23.511,95	24.486,43	25.499,89
Impuesto a la Renta		5.298,92	5.521,08	5.752,12	5.992,41	6.242,31	6.502,20	6.772,49	7.053,59	7.345,93	7.649,97
Utilidad (Perdida) Neta		12.364,16	12.882,52	13.421,62	13.982,29	14.565,38	15.171,80	15.802,47	16.458,37	17.140,50	17.849,92

Mod3											
Ahorro en Costos		43.197,19	44.925,08	46.722,08	48.590,96	50.534,60	52.555,99	54.658,23	56.844,56	59.118,34	61.483,07
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		42.347,19	44.075,08	45.872,08	47.740,96	49.684,60	51.705,99	53.808,23	55.994,56	58.268,34	60.633,07
Impuesto a la Renta		12.704,16	13.222,52	13.761,62	14.322,29	14.905,38	15.511,80	16.142,47	16.798,37	17.480,50	18.189,92
Utilidad (Perdida) Neta		29.643,03	30.852,55	32.110,46	33.418,68	34.779,22	36.194,19	37.665,76	39.196,19	40.787,84	42.443,15

Tabla N° 27

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Residual 6

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1											
Utilidad (Perdida) Neta		6.604,53	6.892,51	7.192,01	7.503,49	7.827,43	8.164,33	8.514,70	8.879,09	9.258,06	9.652,18
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	7.454,53	7.742,51	8.042,01	8.353,49	8.677,43	9.014,33	9.364,70	9.729,09	10.108,06	10.502,18

Mod2											
Utilidad (Perdida) Neta		12.364,16	12.882,52	13.421,62	13.982,29	14.565,38	15.171,80	15.802,47	16.458,37	17.140,50	17.849,92
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	13.214,16	13.732,52	14.271,62	14.832,29	15.415,38	16.021,80	16.652,47	17.308,37	17.990,50	18.699,92

Mod3											
Utilidad (Perdida) Neta		29.643,03	30.852,55	32.110,46	33.418,68	34.779,22	36.194,19	37.665,76	39.196,19	40.787,84	42.443,15
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	30.493,03	31.702,55	32.960,46	34.268,68	35.629,22	37.044,19	38.515,76	40.046,19	41.637,84	43.293,15

	V. Actual	VAN	TIR	PRI
Mod1	38.027	28.527	82,05%	2 años
Mod2	67.532	58.032	142,99%	1 año
Mod3	156.046	146.546	324,95%	1 año

Tabla N° 28

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

ESTADO DE RESULTADOS EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Residual 500

Precio del Gas \$/MMBTU 3,00

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Mod1											
Ahorro en Costos		10.068,74	10.471,49	10.890,35	11.325,96	11.779,00	12.250,16	12.740,16	13.249,77	13.779,76	14.330,95
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		9.218,74	9.621,49	10.040,35	10.475,96	10.929,00	11.400,16	11.890,16	12.399,77	12.929,76	13.480,95
Impuesto a la Renta		2.765,62	2.886,45	3.012,10	3.142,79	3.278,70	3.420,05	3.567,05	3.719,93	3.878,93	4.044,29
Utilidad (Perdida) Neta		6.453,12	6.735,04	7.028,24	7.333,17	7.650,30	7.980,11	8.323,11	8.679,84	9.050,83	9.436,67

Mod2											
Ahorro en Costos		18.123,73	18.848,67	19.602,62	20.386,73	21.202,20	22.050,28	22.932,29	23.849,59	24.803,57	25.795,71
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		17.273,73	17.998,67	18.752,62	19.536,73	20.352,20	21.200,28	22.082,29	22.999,59	23.953,57	24.945,71
Impuesto a la Renta		5.182,12	5.399,60	5.625,79	5.861,02	6.105,66	6.360,08	6.624,69	6.899,88	7.186,07	7.483,71
Utilidad (Perdida) Neta		12.091,61	12.599,07	13.126,84	13.675,71	14.246,54	14.840,20	15.457,61	16.099,71	16.767,50	17.462,00

Mod3											
Ahorro en Costos		42.288,69	43.980,24	45.739,45	47.569,03	49.471,79	51.450,66	53.508,69	55.649,03	57.875,00	60.190,00
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		41.438,69	43.130,24	44.889,45	46.719,03	48.621,79	50.600,66	52.658,69	54.799,03	57.025,00	59.340,00
Impuesto a la Renta		12.431,61	12.939,07	13.466,84	14.015,71	14.586,54	15.180,20	15.797,61	16.439,71	17.107,50	17.802,00
Utilidad (Perdida) Neta		29.007,09	30.191,17	31.422,62	32.703,32	34.035,25	35.420,46	36.861,08	38.359,32	39.917,50	41.538,00

Tabla N° 29

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Residual 500

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1											
Utilidad (Perdida) Neta		6.453,12	6.735,04	7.028,24	7.333,17	7.650,30	7.980,11	8.323,11	8.679,84	9.050,83	9.436,67
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	7.303,12	7.585,04	7.878,24	8.183,17	8.500,30	8.830,11	9.173,11	9.529,84	9.900,83	10.286,67

Mod2											
Utilidad (Perdida) Neta		12.091,61	12.599,07	13.126,84	13.675,71	14.246,54	14.840,20	15.457,61	16.099,71	16.767,50	17.462,00
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	12.941,61	13.449,07	13.976,84	14.525,71	15.096,54	15.690,20	16.307,61	16.949,71	17.617,50	18.312,00

Mod3											
Utilidad (Perdida) Neta		29.007,09	30.191,17	31.422,62	32.703,32	34.035,25	35.420,46	36.861,08	38.359,32	39.917,50	41.538,00
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	29.857,09	31.041,17	32.272,62	33.553,32	34.885,25	36.270,46	37.711,08	39.209,32	40.767,50	42.388,00

	V. Actual	VAN	TIR	PRI
Mod1	37.251	27.751	80,43%	2 años
Mod2	66.136	56.636	140,12%	1 año
Mod3	152.789	143.289	318,25%	1 año

Tabla N° 30

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

ESTADO DE RESULTADOS EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Diesel 2

Precio del Gas \$/MMBTU 3,00

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1											
Ahorro en Costos		48.022,96	49.943,88	51.941,64	54.019,30	56.180,08	58.427,28	60.764,37	63.194,94	65.722,74	68.351,65
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		47.172,96	49.093,88	51.091,64	53.169,30	55.330,08	57.577,28	59.914,37	62.344,94	64.872,74	67.501,65
Impuesto a la Renta		14.151,89	14.728,16	15.327,49	15.950,79	16.599,02	17.273,18	17.974,31	18.703,48	19.461,82	20.250,50
Utilidad (Perdida) Neta		33.021,07	34.365,72	35.764,15	37.218,51	38.731,05	40.304,09	41.940,06	43.641,46	45.410,92	47.251,16

Mod2											
Ahorro en Costos		86.441,34	89.898,99	93.494,95	97.234,75	101.124,14	105.169,10	109.375,87	113.750,90	118.300,94	123.032,97
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		85.591,34	89.048,99	92.644,95	96.384,75	100.274,14	104.319,10	108.525,87	112.900,90	117.450,94	122.182,97
Impuesto a la Renta		25.677,40	26.714,70	27.793,48	28.915,42	30.082,24	31.295,73	32.557,76	33.870,27	35.235,28	36.654,89
Utilidad (Perdida) Neta		59.913,93	62.334,29	64.851,46	67.469,32	70.191,90	73.023,37	75.968,11	79.030,63	82.215,66	85.528,08

Mod3											
Ahorro en Costos		201.696,45	209.764,31	218.154,88	226.881,07	235.956,32	245.394,57	255.210,35	265.418,77	276.035,52	287.076,94
Depreciación		-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00	-850,00
Beneficio antes de Imp.		200.846,45	208.914,31	217.304,88	226.031,07	235.106,32	244.544,57	254.360,35	264.568,77	275.185,52	286.226,94
Impuesto a la Renta		60.253,93	62.674,29	65.191,46	67.809,32	70.531,90	73.363,37	76.308,11	79.370,63	82.555,66	85.868,08
Utilidad (Perdida) Neta		140.592,51	146.240,01	152.113,42	158.221,75	164.574,42	171.181,20	178.052,25	185.198,14	192.629,86	200.358,86

Tabla N° 31

EVALUACION ECONOMICA PARA UN CALDERO DE 80BHP

FLUJO DE CAJA NETO EN US\$ PARA EL GAS NATURAL
Sustitución del Gas por Diesel 2

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mod1											
Utilidad (Perdida) Neta		33.021,07	34.365,72	35.764,15	37.218,51	38.731,05	40.304,09	41.940,06	43.641,46	45.410,92	47.251,16
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	33.871,07	35.215,72	36.614,15	38.068,51	39.581,05	41.154,09	42.790,06	44.491,46	46.260,92	48.101,16

Mod2											
Utilidad (Perdida) Neta		59.913,93	62.334,29	64.851,46	67.469,32	70.191,90	73.023,37	75.968,11	79.030,63	82.215,66	85.528,08
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	60.763,93	63.184,29	65.701,46	68.319,32	71.041,90	73.873,37	76.818,11	79.880,63	83.065,66	86.378,08

Mod3											
Utilidad (Perdida) Neta		140.592,51	146.240,01	152.113,42	158.221,75	164.574,42	171.181,20	178.052,25	185.198,14	192.629,86	200.358,86
(+) Depreciacion		850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
(+) Beneficio Tributario		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Inversion en Activo Fijo	-8.500,00										
(-) Costo de Instalacion	-1.000,00										
Flujo Neto (US\$)	-9.500,00	141.442,51	147.090,01	152.963,42	159.071,75	165.424,42	172.031,20	178.902,25	186.048,14	193.479,86	201.208,86

	V. Actual	VAN	TIR	PRI
Mod1	173.351	163.851	360,51%	2 años
Mod2	311.115	301.615	643,60%	1 año
Mod3	724.407	714.907	1492,86%	1 año

CONCLUSIONES

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 combustible líquidos por gas estará en función de los volúmenes de combustible que se consume, tiempos de operación y tipos de combustibles líquidos usados.

Según los casos considerados, para industrias con calderos de 80BHP, éste debería de ser como máximo 9,0 US\$/MMBTU si usa diesel 2, 4.0US\$/MMBTU si usa residual 6, 4,1 US\$/MMBTU si usa residual 500.

Un precio óptimo (recuperación de capital en 2 años) para el diesel 2 sería de 8,5US\$/MMBTU y , si se usa combustibles residuales 3.5US\$/MMBTU.

Para industrias con calderos de 300BHP, este debería de ser como máximo 8,9US\$/MMBTU si usa diesel 2, y 3,9US\$/MMBTU si usa combustibles residuales.

Un precio óptimo (recupero de capital de 2 años) para el diesel 2 sería de 8,3US\$/MMBTU y 3,3US\$/MMBTU si usa combustibles residuales

Estrictamente hablando los precios óptimos del gas natural seco, deberían ser considerados como los máximos precios de gas obtenidos en este estudio, por lo menos durante el período de cambio en que el cliente debe recuperar su costo de conversión.

El realizar la sustitución involucrará cambios de sistemas y quemadores, pudiendo garantizarse incrementos en la eficiencia de combustión con un ahorro extra.

El consumo de gas natural seco en sustitución de los combustibles líquidos y preferentemente del diesel 2 en el mercado industrial es necesario y conveniente en la economía de estas empresas y del país dado que se generaría el ahorro

de divisas mediante la disminución de la importación de diesel 2 y exportación de los combustibles residuales. Además, según referencia del Ministerio de Energía y Minas, las Reservas Probables de gas natural en el Perú se están incrementando, con la de Candamo en el orden de los $3,0 \cdot 10^{12}$ pies cúbicos estándar y las del norte en el desierto de Sechura con 20.000 millones de pies cúbicos estándar, y solo con las reservas probadas de Camisea se tendría gas para el consumo interno por un período de 150 años. Por lo cual, el estado debería de alguna manera incentivar el cambio, otorgando créditos, incentivos y disminución de impuestos, para la compra de los instrumentos y equipos necesarios para el cambio de combustible, como también promoviendo la capacitación de profesionales respecto a este tema.

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 con un caldero de 300BHP es de entre 4000 a 5000 US\$ aproximadamente, en estos rubros, el cambio puede generar un ahorro de cerca del 40% de estos costos

Refiriéndonos a la vida útil del quemador, uno de gas tiene mayor período que su similar de residual, debido a que en su composición los combustibles líquidos tienen proporciones mayores de azufre, a lo cual se suman los metales corrosivos como el Vanadio y Sodio.

Como se analizó anteriormente, el uso de gas implica una disminución de efluentes gaseosos(contaminantes atmosféricos), por lo cual el cambio mejorará el ambiente de las ciudades y cuando se establezcan límites para el sector industrial, los niveles de efluentes gaseosos habrán disminuido si se realiza el cambio de combustible por gas natural lo cual se lograría en no más de tres meses en promedio, luego que se tenga el gas en nuestra capital.

RECOMENDACIONES

Como se mencionó, el factor decisivo de cambio es el precio que tendrá el gas natural seco por lo cual, los consumidores industriales deben promover la adquisición, transporte y distribución de gas natural a precios y tarifas adecuados y estables; por lo menos, durante el período de recuperación de la inversión. En el cual los contratos con el distribuidor deberían involucrar precios estables por un período lo más largo posible (mayores a 2 años).

Las empresas que realicen el cambio deben considerar la posibilidad de ineficiencias en la distribución, tales como cortes unilaterales por parte del distribuidor, frente a estas situaciones se deben mantener las instalaciones anteriores o un diseño dual, para evitar paradas de producción, no obstante la legislación peruana prevé esta situación, y se ha reglamentado según Referencia bibliográfica N° 16, que el distribuidor asuma los costos extras generados por el uso de otro combustible.

Si se ha tomado la decisión de realizar la sustitución, se debe tener presente el hecho de que se trabajará con un combustible de mayores riesgos de fuga, por lo que se deben implantar controles periódicos de los sistemas de detección de fugas, tanto por seguridad como por economía.

Como una condición favorable al uso del gas combustible en comparación con los combustibles líquidos, en su momento ha de tomarse en cuenta los costos que demandarán debido a los Programas de Políticas Ambientales a implementarse en el sector, puesto que estos representan costos adicionales.

RELACION DE TABLAS

		Pag.
Tabla N° 1	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Diesel 2	11
Tabla N° 2	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 5	14
Tabla N° 3	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 6	16
Tabla N° 4	Especificaciones de calidad y calidad promedio del Residual 500	18
Tabla N° 5	Reservas Mundiales Petróleo	19
Tabla N° 6	Producción Mundial de Petróleo	20
Tabla N° 7	Estructura del consumo de derivados de petróleo en el país	21
Tabla N° 8	Propiedades de combustibles industriales y productos de combustión	32
Tabla N° 9	Reservas mundiales de gas natural	36
Tabla N° 10	Producción Mundial de gas natural	37
Tabla N° 11	Contenido total de reservas de San Martín y Cashiriari	38
Tabla N° 12	Consumo de energía y proyección de lñas principales empresas que usan calderos industriales en el Perú	39
Tabla N° 13	Composición promedio y propiedades fisico-químicas del gas natural seco	43
Tabla N° 14	Especificaciones de calidad para el gas combustible según normatividad peruana	52
Tabla N° 15	Características de dos tipos de calderos industriales	71
Tabla N° 16	Promedio de la eficiencia de la combustión en calderos	72
Tabla N° 17	Precio del gas combustible	86
Tabla N° 18	Datos para la evaluación económica de un caldero de 80BHP	98
Tabla N° 19	Consideraciones de precios y tiempos para la evaluación económica de un caldero de 80BHP	99
Tabla N° 20	Flujo de caja Neto en US\$ para el diesel 2	100
Tabla N° 21	Flujo de caja Neto en US\$ para el residual 6	101

Tabla N° 22	Flujo de caja Neto en US\$ para el residual 500	102
Tabla N° 23	Estado de resultados en US\$ para el gas natural	103
Tabla N° 24	Flujo de caja Neto en US\$ para el gas natural	104
Tabla N° 25	Valores actuales de las distintas alternativas	105
Tabla N° 26	Estado de resultados en US\$ para el gas natural como sustituto del residual 6	106
Tabla N° 27	Flujo de caja Neto en US\$ para el gas natural como sustituto del residual 6	107
Tabla N° 28	Estado de resultados en US\$ para el gas natural como sustituto del residual 500	108
Tabla N° 29	Flujo de caja Neto en US\$ para el gas natural como sustituto del residual 500	108
Tabla N° 30	Estado de resultados en US\$ para el gas natural como sustituto del diesel 2	110
Tabla N° 31	Flujo de caja Neto en US\$ para el gas natural como sustituto del diesel 2	111
Tabla N° A1	Precio del diesel 2	118
Tabla N° A2	Precio del residual 6	119
Tabla N° A3	Precio del residual 500	120
Tabla N° A4	Requisitos para el gas natural combustible Chile)	121
Tabla N° A5	Requisitos para el gas natural en México	122
Tabla N° A6	Requisitos para el gas natural de venta en USA y Canadá	123
Tabla N° A7	Productos de combustión y requerimientos de aire para residuales	124
Tabla N° A8	Precio al público del gas natural en México	125
Tabla N° A9	Concentración máxima aceptable de contaminantes en el aire	140
Tabla N° A10	Valores normados para contaminantes en el aire	141

RELACION DE ANEXOS

	Pag.	
Anexo A1	Productos derivados del Gas Natural, según la orientación del Refino	120
Anexo A2	Procedimiento para el cálculo del factor de compresibilidad (Z)	130
Anexo A3	Determinación de la proporción de Mezcla de gas y aire para la obtención de gases con similares índices de Wobbe	140
Anexo A4	Emisiones atmosféricas, efectos y límites permisibles	150

RELACION DE FIGURAS

Figura N°1	Capacidad de Refinación en el mundo	22
Figura N°2	Contenido de Cenizas en combustibles residuales provenientes del lejano oriente	23
Figura N°3	Aumento de la concentración de CO ₂ en la atmósfera	65
Figura N°4	Emisiones de SO ₂ en Calderos	68
Figura N°5	Emisiones de NO _x en Calderos	68
Figura N°6	Promedio de costo de quemadores en ESA	79
Figura N°7	Estadísticas de precios del gas natural en México	142
Figura N°8	Comparación de precios del gas natural y residual 6 en Chicago USA	143
Figura N°9	Variación de precios del gas natural en Alberta (Canadá)	144

Tabla N° A1

PRECIOS DEL DIESEL 2

(Unidad Monetaria/Galón)

Fecha	Precio Planta	ISC(%)	IGV (18%)	Precio Ex Planta (Nuevos Soles)	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares/Gal.)
26-Oct-96	1,88	50	18	3,3276		
02-Nov-96	1,93	50	18	3,4161		
22-Nov-96	2,06	50	18	3,6462		
29-Nov-96	2,1	50	18	3,7170		
Fecha	Precio Planta	ISC(Soles/Gal.)	IGV (18%)	Precio Ex Planta (Nuevos Soles)	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares/Gal.)
10-Feb-97	2,10	1,07	18	3,7406	2,634	1,4201
25-Feb-97	2,10	1,05	18	3,7170	2,634	1,4112
01-Mar-97	2,05	1,05	18	3,6580	2,629	1,3914
12-Mar-97	2,05	1,03	18	3,6344	2,629	1,3824
20-Mar-97	1,96	1,03	18	3,5282	2,629	1,3420
12-Dic-97	1,96	1,06	18	3,5636	2,650	1,3448
12-Ene-1998	1,78	1,09	18	3,3866	2,742	1,2351
31-Ene-1998	1,68	1,09	18	3,2686	2,742	1,1920
24-Mar-1998	1,58	1,12	18	3,1860	2,803	1,1366
08-Jul-1998	1,58	1,17	18	3,2450	2,915	1,1132
03-Oct-1998	1,67	1,17	18	3,3512	2,650	1,2646
10-Oct-1998	1,72	1,17	18	3,4102	3,045	1,1199
21-Nov-1998	1,63	1,17	18	3,3040	3,086	1,0706
28-Nov-1998	1,55	1,17	18	3,2096	3,086	1,0401
10-Dic-1998	1,45	1,17	18	3,0916	3,086	1,0018
02-Feb-1999	1,56	1,17	18	3,2214	3,129	1,0295
05-Abr-1999	1,82	1,17	18	3,5282	3,045	1,1587
06-Abr-1999	1,82	1,24	18	3,6108	3,344	1,0798
15-Abr-1999	1,85	1,24	18	3,6462	3,344	1,0904
29-Abr-1999	1,92	1,24	18	3,7288	3,344	1,1151
07-May-1999	1,95	1,24	18	3,7642	3,328	1,1311
15-May-1999	2,00	1,24	18	3,8232	3,328	1,1488
20-May-1999	1,96	1,24	18	3,7760	3,328	1,1346
27-May-1999	1,87	1,24	18	3,6698	3,328	1,1027
03-Jun-1999	1,82	1,24	18	3,6108	3,335	1,0827
10-Jun-1999	1,81	1,24	18	3,5990	3,335	1,0792
17-Jun-1999	1,87	1,24	18	3,6698	3,335	1,1004
24-Jun-1999	1,95	1,24	18	3,7642	3,335	1,1287
01-Jul-1999	2,00	1,24	18	3,8232	3,320	1,1516
08-Jul-1999	2,05	1,24	18	3,8822	3,320	1,1693
15-Jul-1999	2,10	1,24	18	3,9412	3,320	1,1871
22-Jul-1999	2,17	1,24	18	4,0238	3,320	1,2120
05-Ago-1999	2,27	1,24	18	4,1418	3,358	1,2334
12-Ago-1999	2,30	1,24	18	4,1772	3,358	1,2440
19-Ago-1999	2,40	1,24	18	4,2952	3,358	1,2791
26-Ago-99	2,44	1,24	18	4,3424	3,362	1,2916
09-Set-1999	2,46	1,24	18	4,3660	3,362	1,2986
16-Set-1999	2,58	1,24	18	4,5076	3,362	1,3407
23-Set-1999	2,68	1,24	18	4,6256	3,368	1,3734
27-Set-1999	2,63	1,31	18	4,6492	3,368	1,3804
07-Oct-99	2,68	1,31	18	4,7082	3,450	1,3647
12-Oct-99	2,60	1,31	18	4,6138	3,450	1,3373
28-Oct-99	2,63	1,31	18	4,6492	3,450	1,3476
04-Nov-99	2,65	1,31	18	4,6728	3,480	1,3428
11-Nov-99	2,67	1,31	18	4,6964	3,480	1,3495
18-Nov-99	2,81	1,31	18	4,8616	3,480	1,3970
25-Nov-99	2,96	1,31	18	5,0386	3,480	1,4479

Fuente: PETROPERU - MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

Tabla N° A2

PRECIOS DEL RESIDUAL 6
(Unidad Monetaria/Galón)

Fecha	Precio Planta	ISC(%)	IGV (18%)	Precio Ex Planta	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares/Gal.)
30-Sep-96	1,1	50	18	1,9470		
05-Oct-96	1,13	50	18	2,0001		
19-Oct-96	1,21	50	18	2,1417		
23-Nov-96	1,27	50	18	2,2479		
25-Ene-97	1,27	50	18	2,2479	2,621	0,858
Fecha	Precio Planta	ISC(Soles/Gal.)	IGV (18%)	Precio Ex Planta	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares/Gal.)
10-Feb-97	1,27	0,64	18	2,2538	2,634	0,856
01-Mar-97	1,21	0,64	18	2,183	2,629	0,830
12-Mar-97	1,21	0,42	18	1,9234	2,629	0,732
20-Mar-97	1,15	0,42	18	1,8526	2,629	0,705
12-Ago-97	1,3	0,13	18	1,6874	2,650	0,637
12-Ene-1998	1,12	0,13	18	1,475	2,742	0,538
31-Ene-1998	1,02	0,13	18	1,357	2,742	0,495
24-Mar-1998	0,95	0,13	18	1,2744	2,803	0,455
05-Jun-1998	1,03	0,13	18	1,3688	2,903	0,472
08-Jul-1998	1,03	-	18	1,2154	2,915	0,417
10-Oct-1998	1,09	-	18	1,2862	3,045	0,422
10-Dic-1998	0,88	-	18	1,0384	3,086	0,336
02-Feb-1999	0,98	-	18	1,1564	3,129	0,370
05-Abr-1999	1,12	-	18	1,3216	3,344	0,395
15-Abr-1999	1,31	-	18	1,5458	3,344	0,462
07-May-1999	1,44	-	18	1,6992	3,328	0,511
27-May-1999	1,42	-	18	1,6756	3,328	0,503
03-Jun-1999	1,41	-	18	1,6638	3,335	0,499
10-Jun-1999	1,44	-	18	1,6992	3,335	0,510
17-Jun-1999	1,47	-	18	1,7346	3,335	0,520
24-Jun-1999	1,52	-	18	1,7936	3,335	0,538
15-Jul-1999	1,54	-	18	1,8172	3,320	0,547
22-Jul-1999	1,59	-	18	1,8762	3,320	0,565
05-Ago-1999	1,69	-	18	1,9942	3,358	0,594
12-Ago-1999	1,72	-	18	2,0296	3,358	0,604
19-Ago-1999	1,82	-	18	2,1476	3,358	0,640
26-Ago-99	1,99	-	18	2,3482	3,362	0,698
02-Set-1999	1,96	-	18	2,3128	3,362	0,688
09-Set-1999	1,93	-	18	2,2774	3,362	0,677
16-Set-1999	1,96	-	18	2,3128	3,368	0,687
23-Set-1999	2,05	-	18	2,419	3,368	0,718
07-Oct-99	2,13	-	18	2,5134	3,450	0,729
12-Oct-99	2,1	-	18	2,478	3,450	0,718
21-Oct-99	2,03	-	18	2,3954	3,450	0,694
04-Nov-99	2,05	-	18	2,419	3,480	0,695
11-Nov-99	2	-	18	2,36	3,480	0,678
25-Nov-99	2,07	-	18	2,4426	3,480	0,702

Fuente: PETROPERU - MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS

Tabla N° A3

PRECIOS DEL RESIDUAL 500
(Nuevos Soles/Galón)

Fecha	Precio Planta (Nuevos Soles)	ISC(%)	IGV (18%)	Precio Ex Planta (Nuevos Soles)	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares)
30-Sep-96	1,06	50	18	1,8762		
05-Oct-96	1,09	50	18	1,9293		
19-Oct-96	1,17	50	18	2,0709		
23-Nov-96	1,23	50	18	2,1771		
25-Ene-97	1,23	50	18	2,1771	2,621	0,8306
Fecha	Precio Planta	ISC(Soles/Gal.)	IGV (18%)	Precio Ex Planta	Tipo Cambio (NS/US\$)	Precio Ex Planta (Dólares)
10-Feb-97	1,23	0,62	18	2,1830	2,634	0,8288
01-Mar-97	1,17	0,62	18	2,1122	2,629	0,8034
12-Mar-97	1,17	0,42	18	1,8762	2,629	0,7137
20-Mar-97	1,11	0,42	18	1,8054	2,629	0,6867
12-Ago-97	1,27	0,13	18	1,6520	2,650	0,6234
12-Ene-1998	1,09	0,13	18	1,4396	2,742	0,5250
31-Ene-1998	0,99	0,13	18	1,3216	2,742	0,4820
24-Mar-1998	0,92	0,13	18	1,2390	2,803	0,4420
05-Jun-1998	1	0,13	18	1,3334	2,903	0,4593
08-Jul-1998	1	-	18	1,1800	2,915	0,4048
10-Oct-1998	1,06	-	18	1,2508	3,045	0,4108
10-Dic-1998	0,86	-	18	1,0148	3,086	0,3288
02-Feb-1999	0,95	-	18	1,1210	3,129	0,3583
05-Abr-1999	1,09	-	18	1,2862	3,344	0,3846
15-Abr-1999	1,28	-	18	1,5104	3,344	0,4517
07-May-1999	1,41	-	18	1,6638	3,328	0,4999
27-May-1999	1,39	-	18	1,6402	3,328	0,4928
03-Jun-1999	1,38	-	18	1,6284	3,335	0,4883
10-Jun-1999	1,41	-	18	1,6638	3,335	0,4989
17-Jun-1999	1,45	-	18	1,7110	3,335	0,5130
24-Jun-1999	1,49	-	18	1,7582	3,335	0,5272
15-Jul-1999	1,51	-	18	1,7818	3,320	0,5367
22-Jul-1999	1,56	-	18	1,8408	3,320	0,5545
05-Ago-1999	1,66	-	18	1,9588	3,358	0,5833
12-Ago-1999	1,69	-	18	1,9942	3,358	0,5939
19-Ago-1999	1,79	-	18	2,1122	3,358	0,6290
26-Ago-99	1,99	-	18	2,3482	3,362	0,6985
02-Set-1999	1,93	-	18	2,2774	3,362	0,6774
09-Set-1999	1,9	-	18	2,2420	3,362	0,6669
16-Set-1999	1,93	-	18	2,2774	3,368	0,6762
23-Set-1999	2,02	-	18	2,3836	3,368	0,7077
07-Oct-99	2,1	-	18	2,4780	3,450	0,7183
12-Oct-99	2,07	-	18	2,4426	3,450	0,7080
21-Oct-99	2	-	18	2,3600	3,450	0,6841
04-Nov-99	2,02	-	18	2,3836	3,480	0,6849
11-Nov-99	1,97	-	18	2,3246	3,480	0,6680

Fuente: PETROPERU - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Tabla N° A4

REQUISITOS BGENERALES 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/m³ 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 listán en el cuadro.

PROPIEADES FISIQUIMICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES	
		Min.	Max.
Poder Calorífico Superior	KJ/M3	36995	42635
	Kcal/m3	8850	10200
Indice de Woobe	KJ/M3	47235	52125
	Kcal/m3	11300	12470
Densidad Relativa		Reportar	
Gases Inertes, total	%(V/V)		4
Punto de Rocio de Hidrocarburos a 5500 Kpa abs.	°C		-4
Dioxido de Carbono (CO2)	%(V/V)		2,0
Oxígeno (O2)	%(V/V)		0,2
Sulfuro de Hidrógeno (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)despues de la adición de odorante

Fuente : Norma Técnica Chilena

Tabla N°A5

REQUISITOS PARA EL GAS NATURAL EN MEXICO

Ensayo	Método	Unidades	ESPECIFICACION	
			Mínimo	Máximo
Poder calorífico bruto en base seca	ASTM-D1826	MJ/m ³	35,42	---
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	ASTM-D4468	mg/m ³ ppm	---	6,1 4,4
Azufre total (S)	ASTM-D4468	mg/m ³ ppm	---	258 200
Humedad (H ₂ O)	ASTM-D1142 Higrómetro	mg/m ³	---	112
Nitrógeno (N ₂) + Dióxido de carbono (CO ₂)	ASTM-D1945	% Vol	---	3
Contenido de licuables a partir del propano	ASTM-D1945	l/m ³	---	0,059
Temperatura	---	K	---	323
Oxígeno	ASTM-D1945	% Vol	---	0,5
Material sólido	---	---	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° A6

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 ₂ S (g/100PCS)	0,25	0,25
Mercaptanos (g/100PCS)	0,2	5
Azufre Total (g/100PCS)	1	-
CO ₂ (% mol)	2	1
O ₂ (% mol)	-	0,2
Libre de polvo u otro material sólido	Si	Si
Temperatura máxima de entrega (°F)	120	-

Fuente: Gas dklouis@gasalberta.com

TABLA N° A7

PRODUCTOS DE COMBUSTION Y REQUERIMIENTOS DE AIRE Y OXIGENO PARA COMBUSTIBLES RESIDUALES

Propiedades del Combustible				Oxígeno Teórico y Aire Requerido			Productos de Combustión - Aire Teórico		
Gravedad API a 60°F	Gravedad Específica	Composición		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
		%C	%H						
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

TABLA N ° A8

Precios al Público del Gas Natural en México		
Dólares por millón de Btu (US\$)		
mes	Industrial	Doméstico
1997		
Ene	3,23	4,38
Feb	2,33	3,76
Mar	1,41	2,81
Abr	1,54	2,96
May	1,76	3,17
Jun	1,9	3,33
Jul	1,82	3,23
Ago	1,85	3,28
Sep	2,09	3,53
Oct	2,55	3,98
Nov	2,57	3,92
Dic	2,06	3,44
1998		
Ene	2,26	5,12
Feb	2	5
Mar	2,28	5,02
Abr	2,38	5,13
May	2,32	5,17
Jun	2,03	5,04
Jul	2,44	5,1
Ago	1,92	4,97
Sep	1,56	4,56
Oct	2,41	4,65
Nov	2,07	3,69
Dic	2,16	4,19
1999		
Ene	1,78	3,92
Feb	1,88	2,8
Mar	1,74	1,97
Abr	1,98	2,21
May	2,41	2,64
Jun	2,25	2,48
Jul	2,3	2,43
Ago	2,6	-
Sep	2,9	-

Fuente: Comisión Reguladora de Energía de México

ANEXO A1

PRODUCTOS DERIVADOS DE GAS NATURAL SEGUN LA
ORIENTACIÓN DEL REFINO

(I)

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

(II)

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

(III)

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

(IV)

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

ANEXO A2**PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN 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 = Número 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 dá 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 Cálculo de pérdida de energía y consideraciones para el residual 6.

PHYSICAL CONSTANTS OF HYDROCARBONS

	FORMULA	MOLEC. WT.	BOILING POINT °F	MELTING POINT °F	DENSITY			CRITICAL CONSTANTS			HEAT OF COMBUSTION @ 60°F—BTU/lb	
					°API	Sp Gr 60°/60°	Lb/gal	t °F	P Atm	D G/ml	Gross	Net
NORMAL PARAFFINS												
Methane.....	CH ₄	16.0	-258.9	-296.5	340	0.30	2.50	-116.3	45.8	0.162	23,860 ^o	21,500 ^o
Ethane.....	C ₂ H ₆	30.1	-128.0	-297.8	247	.374	3.11	+ 90.1	48.2	.203	22,300 ^o	20,420 ^o
Propane.....	C ₃ H ₈	44.1	- 43.8	-305.7	147	.508	4.23	206.3	42.0	.226	21,650 ^o	19,930 ^o
Butane.....	C ₄ H ₁₀	58.1	+ 31.1	-216.9	111	.584	4.86	306	37.4	.225	21,290 ^o	19,670 ^o
Pentane.....	C ₅ H ₁₂	72.1	96.9	-201.5	92.7	.631	5.25	386.5	32.6	.232	21,070 ^o	19,500 ^o
Hexane.....	C ₆ H ₁₄	86.2	155.7	-139.5	81.6	.664	5.53	455.0	29.4	.234	20,780	19,240
Heptane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	209.2	-131.1	74.2	.688	5.73	512.5	26.8	.234	20,670	19,160
Octane.....	C ₈ H ₁₈	114.2	258.2	- 70.3	68.6	.707	5.89	565	24.6	.233	20,590	19,100
Nonane.....	C ₉ H ₂₀	128.2	303.4	- 64.5	64.5	.722	6.01	612 ^c	23 ^r	—	20,530	19,050
Decane.....	C ₁₀ H ₂₂	142.3	345.2	- 21.5	61.3	.734	6.11	654 ^c	22 ^r	—	20,480	19,020
Undecane.....	C ₁₁ H ₂₄	156.3	384.4	- 14.1	58.7	.744	6.19	695 ^c	20 ^r	—	20,450	19,000
Dodecane.....	C ₁₂ H ₂₆	170.3	421.3	+ 14.7	56.4	.753	6.27	731 ^c	18 ^r	—	20,420	18,980
ISO-PARAFFINS												
Isobutane.....	C ₄ H ₁₀	58.1	10.9	-255.0	120	.563	4.69	275	36	.234	21,240 ^o	19,610 ^o
2-Methylbutane (Isopentane)	C ₅ H ₁₂	72.1	82.2	-255.5	94.9	.625	5.20	369.5	32.4	.234	21,030 ^o	19,450 ^o
2,2-Dimethylpropane (Neopentane).....	C ₅ H ₁₂	72.1	49.0	+ 2.1	105	.597	4.97	329 ^c	35 ^r	—	20,960 ^o	19,330 ^o
2-Methylpentane (Isohexane)	C ₆ H ₁₄	86.2	140.5	-245	83.5	.658	5.48	437 ^c	31 ^r	—	20,750	19,210
3-Methylpentane.....	C ₆ H ₁₄	86.2	145.9	-180	80.0	.669	5.57	443 ^c	30 ^r	—	20,760	19,220
2,2-Dimethylbutane (Neohexane).....	C ₆ H ₁₄	86.2	121.5	-147.6	84.9	.654	5.44	415 ^c	31 ^r	—	20,700	19,160
2,3-Dimethylbutane (Diisopropyl).....	C ₆ H ₁₄	86.2	136.4	-198.8	81.0	.666	5.54	441	31	.241	20,740	19,200
2-Methylhexane (Isoheptane)	C ₇ H ₁₆	100.2	194.1	-180.8	75.7	.683	5.68	496	28 ^r	—	20,650	19,140
3-Methylhexane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	197.5	-182.9	73.0	.692	5.76	504	28.5 ^r	—	20,660	19,150
3-Ethylpentane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	200.2	-181.5	69.8	.703	5.85	508 ^r	28.5	—	20,670	19,160
2,2-Dimethylpentane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	174.6	-190.8	77.2	.678	5.64	475 ^r	28.5	—	20,600	19,090
2,3-Dimethylpentane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	193.6	-	70.6	.700	5.83	498 ^r	29	—	20,640	19,130
2,4-Dimethylpentane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	176.9	-183.1	77.2	.678	5.64	477	28.5 ^r	—	20,620	19,110
3,3-Dimethylpentane.....	C ₇ H ₁₆	100.2	186.9	-211.0	71.2	.698	5.81	487 ^c	28 ^r	—	20,620	19,110

Compressibility Factors for Natural Gas¹

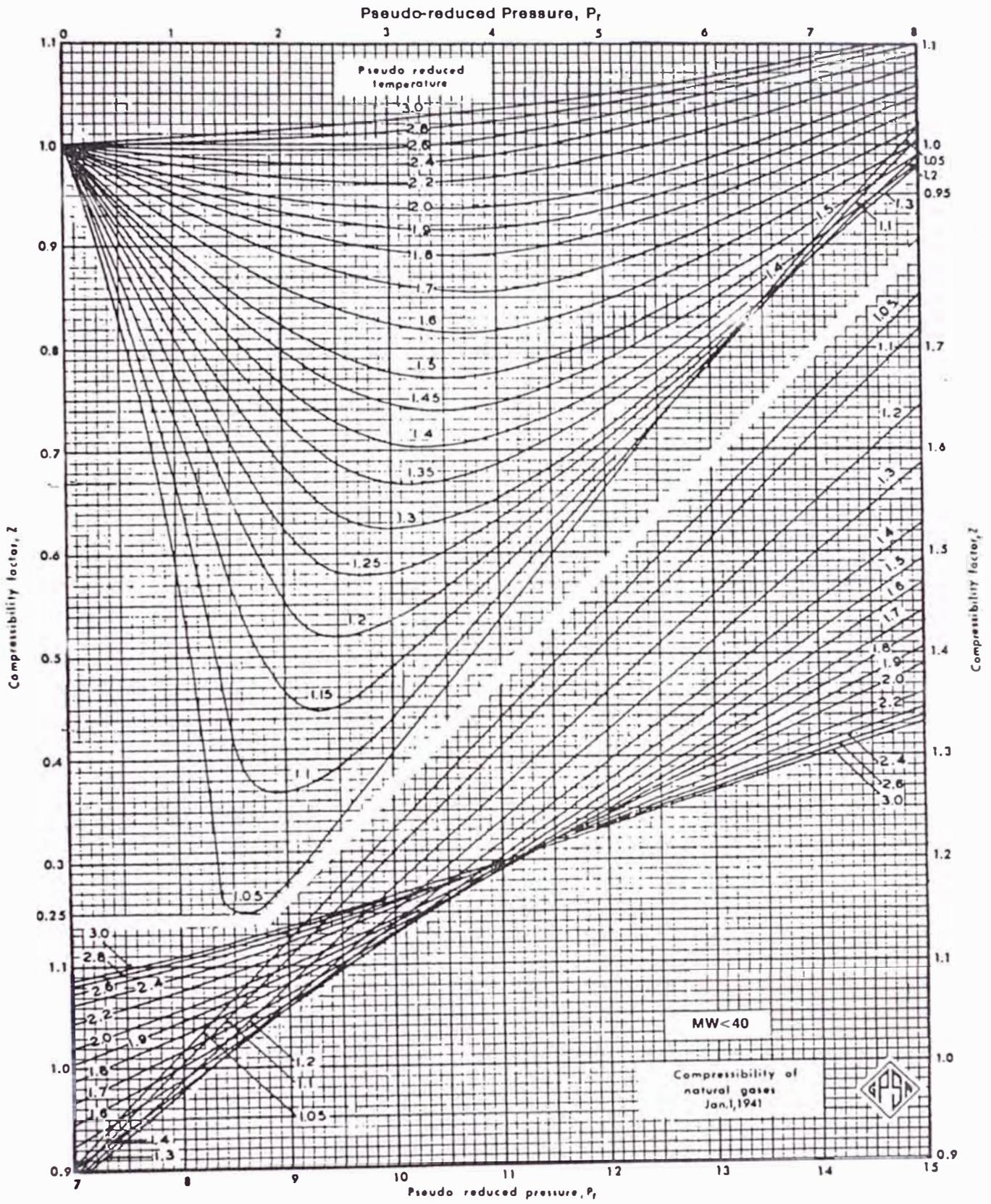
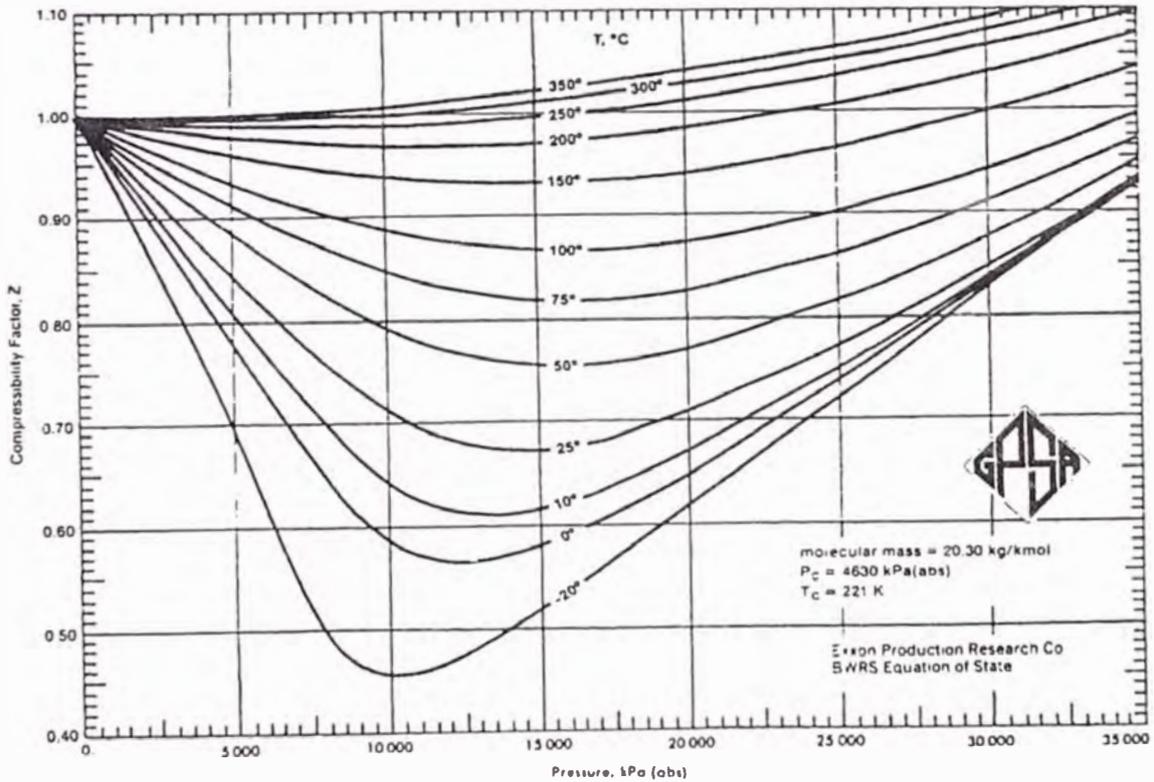
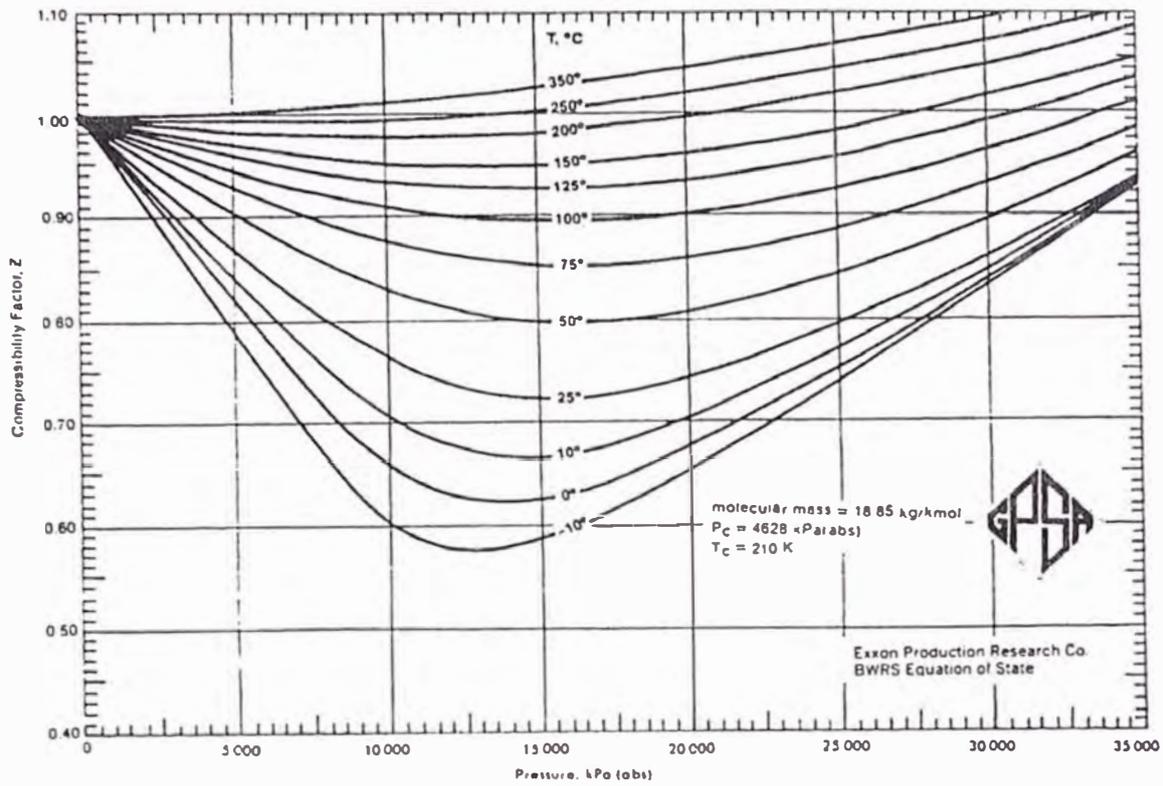


FIG. 23-6

Compressibility of Low-Molecular-Weight Natural Gases¹¹



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_1 y una densidad d_1 .

Si se mezcla con aire en una proporción volumétrica de $\alpha \text{ m}^3$ de gas y $(1 - \alpha) \text{ m}^3$ de aire, el gas de sustitución (hidrocarburo – aire) tiene un poder calorífico de:

$$H_m = \alpha \cdot H_1$$

Y una densidad relativa de:

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

Se sabe, que el índice de Wobbe es $W = H/\sqrt{d}$

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 α que es :

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

ANEXO A4

EMISIONES ATMOSFERICAS, EFECTOS Y LIMITES 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.

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.

Oxidos de Azufre (SO_x, SO₂ Y SO₃)

El óxido de azufre que se emite en mayores cantidades es el dióxido de azufre (SO₂), mientras que el trióxido de azufre representa como máximo el 1 ó 2 por ciento del primero.

El SO_2 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.

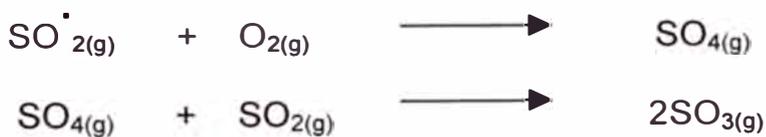


El SO_2 es el óxido más común del azufre y, se oxida en el aire a SO_3 por varios procesos; por ejemplo, puede reaccionar con el ozono según:

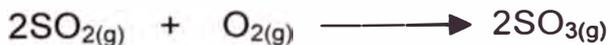


También el SO_2 puede ser fotoexitada por la luz del sol

$\text{SO}_{2(\text{g})} + h\nu \longrightarrow \text{SO}_{2(\text{g})}^{\cdot}$, que desencadena la siguientes reacciones:



Otra reacción del $\text{SO}_{2(\text{g})}$ 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_3), el que se forma en la cámara de combustión debido a la reacción entre el SO_2 y el oxígeno según:



Cuando en el aire existe vapor de agua, el 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 SO_3 sobrepasa el nivel de 0,5ppm.

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.

Oxidos de Nitrógeno

Los óxidos de nitrógeno como el monóxido y el dióxido de nitrógeno se conocen en conjunto como óxidos de nitrógeno (NO_x), el NO no es estable y pasa rápidamente a NO_2 , por lo tanto lo que más existe en el aire es el NO_2 .

El NO es un gas incoloro, inodoro, no inflamable y no tóxico en tanto que el 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 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 NO_2 se forma debido a la reacción del 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 Oxidos 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 NO₂ superiores a 20 ppm.

Sulfuro de Hidrógeno

El sulfúrico 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.

Compuestos Orgánicos que + H₂O desintegración → CO₂ + H₂S + CH₄ + NH₄
 contienen Azufre y Nitrógeno anaeróbica

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 o 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.

Hidrocarburos

Intervienen en diferentes reacciones químicas que se dan en la atmósfera. El metano (CH₄), 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 aún 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.

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 (NO_2) se divida en monóxido de nitrógeno (NO) y átomos de oxígeno (O). Los átomos de oxígeno reaccionan con moléculas de oxígeno (O_2), de la atmósfera para producir ozono (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.

El ozono es un gas que tiene olor acre, no se conocen aún 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.

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 (CO_2), el metano (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°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°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 desorganizara todos los procesos naturales y, por supuesto, las actividades del hombre.

Tabla N° A9

**CONCENTRACION MAXIMA ACEPTABLE DE
CONTAMINANTES EN EL AIRE**

PARAMETRO	LIMITES RECOMENDADOS
Contaminantes Convencionales	
Partículas, promedio 24h	120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Monoxido de Carbono, promedio 1h/8h	35 mg/m^3 - 15 mg/m^3
Gases Acidos	
Acido Sulhídrico (H_2S), , promedio 1h	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Dióxido de Azufre (SO_2), promedio 24h	300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Oxidos de Nitrógeno (NO_x), promedio 24h	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Compuestos Orgánicos	
Hidrocarburos, promedio 24h	15 000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

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

Tabla N° A10

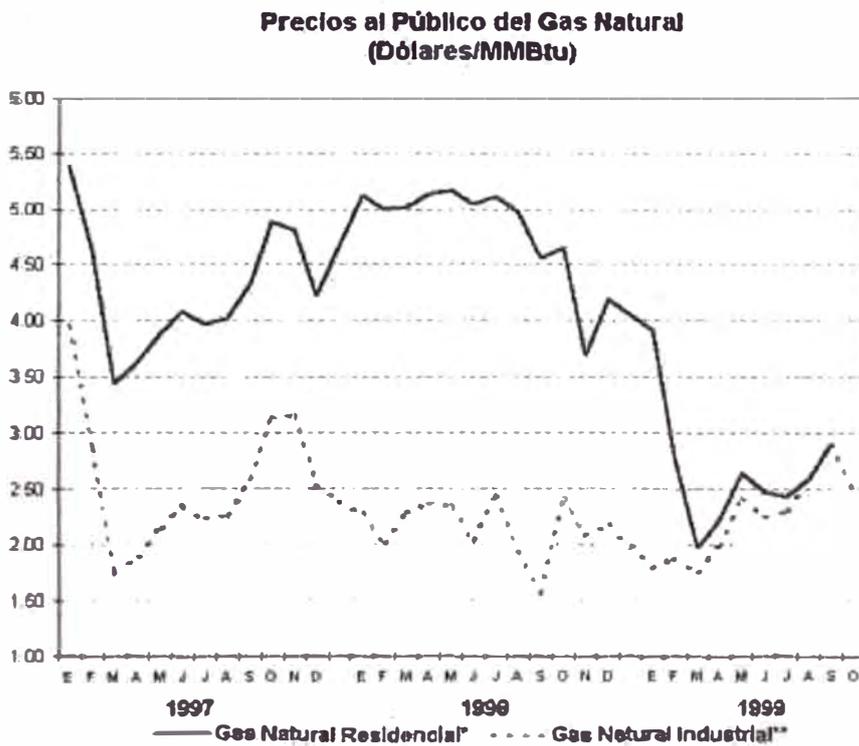
Valores normados para los contaminantes del aire

Contaminante	Valores límite		
	Exposición Aguda		Exposición Crónica <i>(Para Protección de la Salud de la Población Susceptible)</i>
	Concentración y Tiempo Promedio	Frecuencia Máxima Aceptable	
Ozono (O ₃)	0.11 ppm (1 Hora)	1 vez/3 años	
Bióxido de azufre (SO ₂)	0.13 ppm (24 Horas)	1 vez/1 año	0.03 ppm (media aritmética anual)
Bióxido de nitrógeno (NO ₂)	0.21 ppm (1 Hora)	1 vez/1 año	
Monóxido de carbono (CO) [1]	11 ppm (8 Horas)	1 vez/1 año	
Partículas suspendidas totales (PST)	260 µg/m ³ (24 Horas)	1 vez/año	75 µg/m ³ (media aritmética anual)
Partículas fracción respirable (PM-10)	150 µg/m ³ (24 Horas)	1 vez/1 año	50 µg/m ³ (media aritmética anual)
Plomo (Pb)			1.5 µg/m ³ (promedio aritmético en 3 meses)

FUENTE: Diario Oficial de la Federación del 23 de Diciembre de 1994 (Secretaría de Salud)

FIGURA N°7

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DEL GAS NATURAL
EN MEXICO



Fuente: CRE, con datos de Pemex.

*A partir de julio de 1984 se refiere a distribuidores del D.F. y Edo. de México Base var. adic. con ajuste, desde Oct/95.

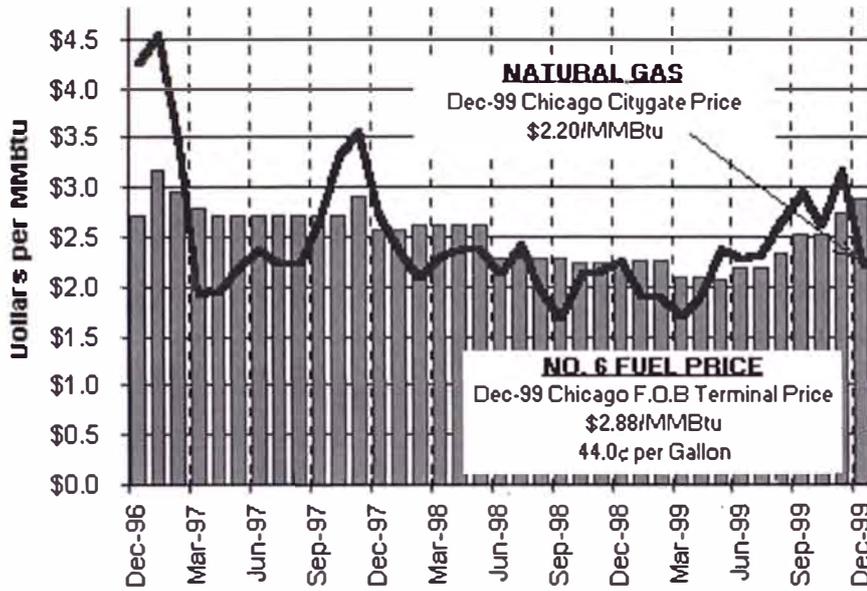
**Precio para vehiculos no contractuales. Variable adicional Con/Ajuste Sector Venta de Carpio, desde Oct/95.

FUENTE: Comisión Reguladora de Energía de México

Con datos de PEMEX

Figura N°8

COMPARACIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y RESIDUAL 6 EN CHICAGO(USA)

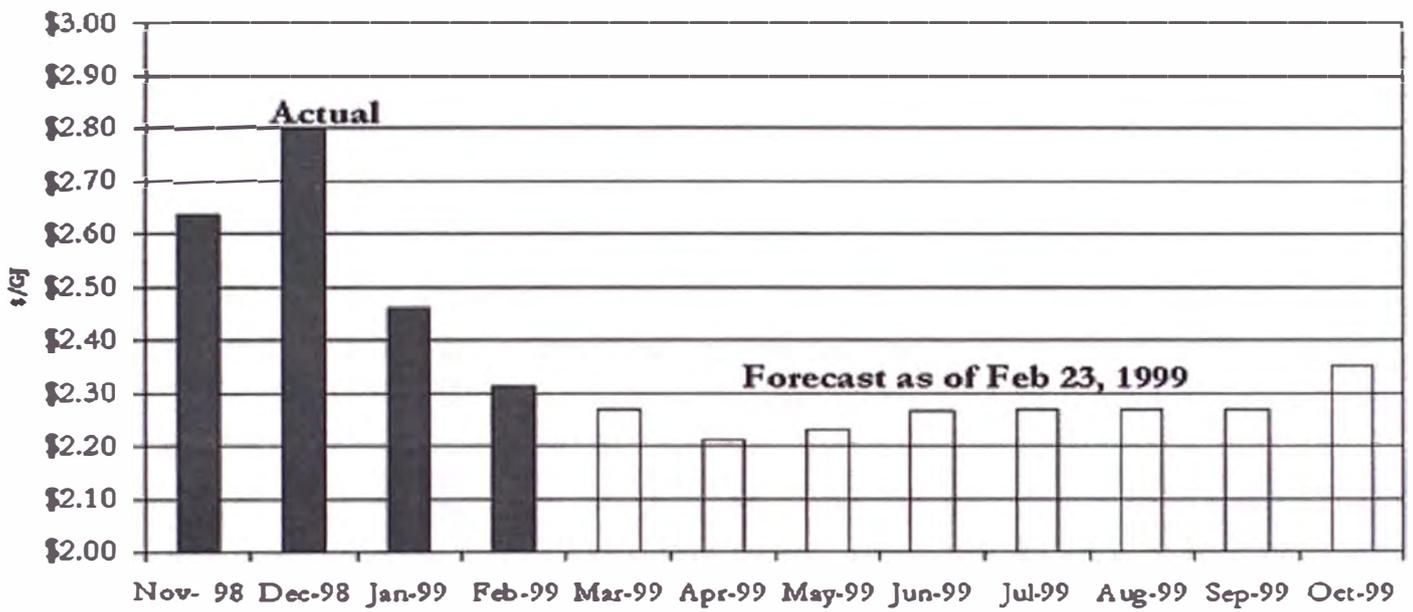


Fuente: Bunker Bulletin Daily Nov. 99

FIGURA N°9

VARIACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN ALBERTA(CANADA)

1998-99 Intra-Alberta
Natural Gas Prices



Fuente: dkaloudis@gasalberta.com

BIBLIOGRAFIA

1. GAS NATURAL ACONDICIONAMIENTO Y PROCESAMIENTO
Proyecto Desarrollo de Gas Natural
Petróleos del Perú
Lima, Octubre d 1989
2. PERU NATURAL GAS MARKET STUDY
Shell International Gas Limited Report N° NG 0061
Octubre de 1987
3. PROYECTO DESARROLLO DE GAS NATURAL
PETROPERU S.A.
Marzo, 1988
4. NATURAL GAS DISTRIBUTION
Richard W. Harding
Mineral Industries Continuing Education
College of Mineral Industries
THE PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY
1962
5. PROYECTO GAS DE AGUAYTIA
Estudio de Factibilidad
DSGN-002-87
Enero de 1987
6. ENERGY MODULE
Arthur D. Little, Inc.
PMP 1983, Noviembre 1993
7. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES DE MEDIDA
José Dajes Castro
Fondo Editorial del Congreso del Perú
Mayo, 1999
8. MANUAL PRACTICO DE LA COMBUSTION INDUSTRIAL
Percy Castillo Neyra
Servicios Integrados, 1era. Edición, Perú 1989
9. CONTAMINANTES QUIMICOS ATMOSFERICOS
J. Corona, H. Llana, J. Blanco
Ingeniería Química, marzo de 1989
10. FURNACE OPERATION
Robert Reed
Gulf Publishing Company, 3ra. Edición, EEUU 1975

11. DATA BOOK ON HIDROCARBONS
J.B. Maxwell
D. Van Nostrand Company, INC. 8va. Edición, EEUU 1962
12. ESTIMATIONS MANUAL OF EQUIPMENT AND INSTALATION COSTS
John S. Page
Gulf Publishing Company
Biblioteca RELAPASA
13. EL PETROLEO REFINO Y TRATAMIENTO QUIMICO
TOMO I
Pierre Wuithier
Edición 1971
14. Forum Internacional: "GAS NATURAL PILAR PARA EL DESARROLLO"
Facultad de Ingeniería de Petróleo
04 al 08 de Mayo de 1998
15. MINAS Y PETROLEO/ Semanario de la Minería y el Petróleo
N° 164/19 de Agosto de 1999
L&L Editores
16. LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS Y REGLAMENTOS
LEY N° 26221
Ministerio de Energía y Minas/Dirección General de Hidrocarburos
Lima – Perú/ 1995
17. COMBUSTION Y QUEMADORES
Manuel Márquez Martínez
Marcombo Boixareu Editores 1era. Edición, España 1989