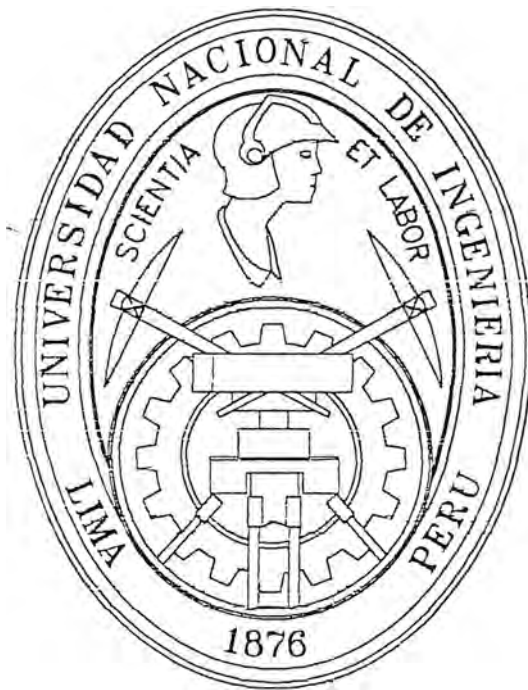


C-1860

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“PROYECTO DE SUSTITUCION DE QUEMADORES DE PETROLEO INDUSTRIAL POR QUEMADORES A GAS NATURAL EN CALDEROS PIROTUBULARES”.

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO MECANICO**

CARLOS EDWARD ARMAS ROMERO

PROMOCION 1984-II

LIMA - PERU

2002

INDICE TEMATICO

PROLOGO.....	8
CAPITULO I INTRODUCCIÓN.....	9
CAPITULO II EL GAS NATURAL.....	11
1. El Gas Natural.....	11
1.1. Definición del Gas Natural.....	11
1.2. Propiedades físicas	12
1.3. Propiedades químicas.....	14
1.4. Composición del GNC.....	15
1.5. Transporte del Gas Natural.....	17
1.6. Distribución del Gas Natural.....	18
2. Principales fuentes de abastecimiento de GNC.....	19
2.1. Gas Natural de Camisea.....	19
2.1.1. Ubicación.....	20
2.1.2. Reservas probadas.....	21
2.1.3. Transporte del Gas Natural.....	21
2.1.4. Ubicación de la Planta de fraccionamiento	22
2.2. Gas Natural de Aguaytia.....	22
2.2.1. Ubicación.....	22
2.2.2. Capacidad de reserva.....	23

2.2.3.	Capacidad de producción de la planta de fraccionamiento	23
2.2.4.	Consumo actual.....	24
2.3.	Principales aplicaciones del gas natural.....	24
2.3.1.	Aplicaciones en la industria.....	25
2.3.2.	Generación eléctrica.....	26
2.3.3.	Generación termoeléctrica.....	26
2.3.4.	Otras aplicaciones.....	27
2.4.	Estadísticas de consumo nacional.....	27.
2.4.1.	Situación actual.....	27
2.4.2.	Situación proyectada Con el Gas de Camisea.....	28
2.4.3.	Beneficios en el Balance Comercial Nacional	29
CAPITULO III PETROLEO INDUSTRIAL.....		31
1.	Definición del petróleo industrial.....	31
1.1.	Propiedades físicas y químicas.....	32
1.2.	Características principales.....	35
2.	Consumo nacional del petróleo industrial.....	37
2.1.	Producción nacional.....	38
2.1.1.	Principales productores nacional.....	38
3.	Situación en el Balance Comercial Nacional.....	41
4.	Principales productores de petróleo en el mundo.....	42
5.	Principales aplicaciones del petróleo	42
CAPITULO IV CALDEROS PIROTUBULARES.....		44
1.	Definición de calderos pirotubulares.....	44
2.	Clases de calderos pirotubulares.....	49

2.1. Calderos de 2 pasos.....	50
2.2. Calderos de 3 Pasos.....	51
2.3. Calderos de 4 Pasos.....	52
2.4. Calderos con espalda húmeda.....	53
3. Componentes principales de un caldero pirotubular.....	54
3.1. Quemador.....	54
3.2. Cámara de combustión.....	54
3.3. Sección de convección.....	54
3.4. Chimenea.....	55
3.5. Ventiladores de aire.....	55
3.6. Instrumentos de control.....	55
CAPITULO V SUSTITUCIÓN DE QUEMADORES INDUSTRIALES.....	56
1. Descripción general del proyecto.....	56
2. Sistema de alimentación del petróleo industrial.....	57
2.1. Abastecimiento.....	57
2.2. Tanque de almacenamiento.....	57
2.3. Alimentación típica del petróleo industrial a los quemadores.....	58
2.4. Diversos tipos de quemadores de petróleo industrial.....	59
3. Sistema de alimentación del gas Natural.....	61
3.1. Conexión de la red de distribución.....	61
3.2. Reguladores de presión.....	62
3.3. Características de principales quemadores para gas natural.....	63
4. Ventajas de utilizar quemadores de gas natural.....	65

CAPITULO VI QUEMADORES INDUSTRIALES PARA GNC	67
1. Descripción de los componentes del quemador de Gas Natural.....	67
1.1. Características.....	68
1.2. Componentes principales.....	69
1.3. Aplicación en los calderos pirotubulares.....	71
1.4. Diferencias de los quemadores de gas natural y los quemadores de petróleo industrial.....	72
2. Combustión del gas natural Vs. La combustión del petróleo industrial...73	
2.1. Diferencias en la combustión	74
2.2. Eficiencia de la combustión.....	76
2.3. Efectos contaminantes.....	77
3. Comparación de los consumos energéticos del Gas Natural Vs. el consumo del Petróleo Industrial	78
3.1. Cuadro comparativo energético para la sustitución de los quemadores para diversas capacidades de calderas pirotubulares.	79
4. Quemadores mixtos.....	82
5. Ventajas y desventajas del uso del GNC como combustible.....	84
CAPITULO VII IMPACTO AMBIENTAL	86
1. El futuro del gas natural como energía	86
2. Desarrollo de los otros sectores y su impacto ambiental.....	88
3. Efectos en el uso del gas natural en el medio ambiente.....	90
CONCLUSIONES	92
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	95

DEDICATORIA

A mis padres Carlos Y Consuelo por su constante esfuerzo y sacrificio para que sus hijos sean cada vez mejores profesionales.

A mi padre por su ejemplo de dedicación y superación al logro de sus sueños a pesar de las grandes pruebas que ha pasado en la vida

A mi esposa por su constante apoyo ,dedicación e inquebrantable fé para que lleve a cabo la culminación de mi tesis y por su cariño expresado a través de todos los años que llevamos de casados

A mis hijos Judith y Carlos José por su comprensión y cariño al haberles quitado horas dedicadas a ellos para lograr la meta de mi vida el graduarme como Ingeniero Mecánico

PROLOGO

Con la llegada del gas natural de Camisea se abre muchas posibilidades de desarrollo económico — industrial en nuestro país al contar con diversos elementos a partir del gas natural extraído como son los Diesel, gasolinas, kerosene-turbo, gas natural seco, GLP., productos para la industria petroquímica, etc.

Ahora están dadas las condiciones para dar el gran salto y hacer del “GNC” un combustible masivo dado que, a las ventajas ambientalistas y al menor costo social que su uso significa, se le suman las ventajas económicas de la operación , es por eso el presente trabajo pretende explicar las ventajas y la facilidad del uso del GNC en los calderos pirotubulares que son de gran uso en las diferentes industrias del país.

En el presente trabajo hemos intentado analizar los diferentes aspectos de la utilización del gas natural en las calderas pirotubulares en reemplazo del petróleo industrial para lo cual se ha definido diferentes capítulos desarrollados los cuales explicaremos a continuación:

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

En el capítulo II “ El Gas Natural” se definen las características físicas químicas del gas natural , la composición del GNC, el transporte y su

distribución. Las principales fuentes de abastecimiento del gas natural en el país están ubicadas en el norte (Talara), nor-oriente (Aguaytia) y el sur (Camisea) del país, siendo el desarrollo de este último el que permitirá el desarrollo de nuestras industrias al culminar la red de distribución en Lima y poder exportar los productos provenientes del gas natural, todo esto se reflejara en la disminución progresiva de la balanza comercial conforme se va aumentando el uso del gas natural en los diferentes sectores industriales y domésticos.

En el capítulo III "Petróleo Industrial" igualmente se define las propiedades físicas, químicas y características principales de los petróleos industriales o comúnmente definidos como los petróleos residuales, la dependencia excesiva del petróleo industrial en la industria nos ha originado un déficit en la balanza comercial explicándose en este capítulo.

En el capítulo IV "Calderos Pirotubulares" se explica la definición del caldero y sus diferentes clases diseñadas por los diferentes fabricantes como son los calderos de 2 hasta 4 pasos, y los diseñados con espalda húmeda el cual aumenta el área de transferencia de calor en el caldero, se explica los diferentes componentes de los calderos como son el quemador, la cámara de combustión, chimenea, etc.

En el capítulo V " Sustitución de Quemadores Industriales" se describe el proyecto de sustitución de uno de los principales componentes del caldero como es el quemador de petróleo industrial por el de gas natural. Se explica ambos sistemas de alimentación para los calderos y sus diferentes

componentes en la instalación, así como las ventajas de utilizar los quemadores de gas natural.

En el capítulo VI “ Quemadores Industriales para GNC” se explica con mayor profundidad las características de los quemadores para gas natural, sus componentes principales y la aplicación de estos en los calderos pirotubulares determinándose las características que deben tener estos quemadores para que puedan reemplazar a los actuales que están trabajando con petróleo industrial. En este capítulo se explican adicionalmente las diferencias en la combustión del gas natural y del petróleo industrial y sus efectos contaminantes así como las ventajas y desventajas del uso del GNC como combustible.

En el capítulo VII “ Impacto Ambiental” se explican los beneficios medioambientales al utilizar el gas natural como combustibles en la industria y en especial en los calderos pirotubulares explicándose el futuro del gas natural como energía limpia, su combustión no produce humo ni cenizas con lo cual el aporte hacia otros sectores de la industria como en otros países se ha desarrollado fácilmente con lo cual al tener una mayor utilización el gas natural como combustible o como producto de proceso disminuye la contaminación ambiental. Finalmente se define los efectos del gas natural en el medio ambiente.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El gran problema de nuestro país es su alta dependencia hacia el consumo de Petróleos Industriales. El Perú para satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos requiere importarlos lo que ha generado que nuestro país en el presente tenga un déficit en la balanza comercial de hidrocarburos de alrededor de US \$ 500 millones de dólares.

Esta dependencia hacia los petróleos industriales, especialmente su utilización en los calderos pirotubulares ampliamente difundidos su uso en la industria nos ha planteado la problemática de cuales serian los beneficios y dificultades de migrar de combustible hacia el Gas Natural, como se dificultaría la combustión en los calderos que realizarían el cambio del quemador, cuales serian los parámetros a considerar para una adecuada selección de reemplazo de un quemador industrial a petróleo por uno de Gas Natural, que sistemas de seguridad y como serían sus conexiones hacia la red principal de abastecimiento con que se distribuye.

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

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

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

CAPITULO II

EL GAS NATURAL

1. El Gas Natural

EL GAS NATURAL está constituido por el conjunto de hidrocarburos de las series parafínicas que incluye el metano y está compuesto por moléculas de energía que contienen muy pocas impurezas y son de combustión limpia.

El GAS NATURAL, es producto de la formación del petróleo del subsuelo, siendo una mezcla de metano y etano en ocasiones se puede presentar asociado a este y en otras en yacimientos aislados, en los inicios de la explotación petrolera se le consideraba como un contaminante que tenía que quemarse, actualmente es además de un combustible muy limpio, la base de toda la industria de la petroquímica .

1.1. Definición del Gas Natural

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que incluye el metano (CH₄), en mayor proporción.

El Gas Natural se encuentra en el subsuelo en grandes yacimientos, libre o asociado al petróleo.

Las características del gas natural son definidas a partir de sus propiedades físicas y química, rango de inflamabilidad y la equivalencia energética.

1.2. Propiedades físicas

Las principales propiedades físicas de Gas Natural se definen a continuación:

Estado

El gas natural siempre se encontrará en estado gaseoso a cualquier temperatura, por encima de $-126\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Es por esa razón que el gas natural en condiciones de presión y temperatura ambiente se transporta y almacena en estado gaseoso.

Olor, Color, Sabor:

En su estado puro, tal como fluye del yacimiento, el gas natural no tiene color, sabor, ni olor. Sólo por razones de seguridad y para detectar casos de fuga, se le agrega un odorante llamado etil mercaptano.

Cuando Se trabaja con gas natural, no sólo se confiará en el olor para detectar fugas, siempre será obligatorio aplicar otro procedimiento de prueba de fugas (detector electrónico de fugas, inspección con espuma de agua jabonosa).

Gravedad específica:

La gravedad específica se define como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire seco, tomados a la misma presión y temperatura.

Si se toma como referencia la densidad del aire con un valor igual a uno (1), se tienen las siguientes gravedades específicas:

Elemento	Gravedad específica
Aire	1.00
Metano	0.55
Gas Natural	0.60
Propano	1.56
Butano	2.00

El gas natural al tener una gravedad específica menor que el aire, significa que pesa menos que éste, por lo tanto, cualquier fuga o escape de gas se disparará rápidamente en la atmósfera, eliminando el posible riesgo de concentración de mezclas explosivas, ventajas ésta que no tienen los combustibles líquidos (gasolina, diesel, petróleos industriales ni el GLP (mezcla butano propano).

Toxicidad:

El gas natural no contiene ningún componente tóxico, por lo tanto no representa riesgo para la salud, en caso de ser respirado accidentalmente.

1.3. Propiedades Químicas

Las principales propiedades químicas de Gas Natural se definen a continuación:

Relación aire/ combustible (a/c):

Esta relación, define la cantidad de aire y de combustible necesarias para lograr una combustión. Cuando la relación aire / combustible se logra en proporciones correctas, se le llama relación estequiométrica.

Para el caso de gas natural, la relación estequiométrica se indica en volumen; en cambio para la gasolina, petróleo se indica en relación de peso o de masa. Si comparamos estos dos combustibles tendremos:

Relación a/c	Peso	Volumen
Gas Natural	16:1	Entre 9.5 y 11.1
Gasolina	14.7:1	64:1
Petróleo	14.1:1	

El valor entre 9,5 y 11,1 a 1 es la relación ideal (estequiométrica) para el gas natural. Lógicamente, debido a que la composición del gas no es siempre la misma, esta relación de volumen a / c no será exacta.

1.4. Composición del GNC

La composición del Gas Natural Comprimido puede apreciarse en los siguientes cuadros.

CUADRO DE LOS HIDROCARBUROS QUE COMPONEN EL GNC

HIDROCARBURO	FORMULA
METANO	CH ₄
ETANO	C ₂ H ₆
PROPANO	C ₃ H ₈
BUTANO	C ₄ H ₁₀
PENTANO	C ₅ H ₁₂
HEXANO	C ₆ H ₁₄
HEPTANO	C ₇ H ₁₆
OCTANO	C ₈ H ₁₈
ETILENO	C ₂ H ₄
PROPILENO	C ₃ H ₆
BUTILENO	C ₄ H ₈
BENCENO	C ₆ H ₆
TOLUENO	C ₇ H ₈

ANÁLISIS DEL GAS NATURAL (TÍPICO)

HIDROCARBURO	FORMULA	VOLUMEN
METANO	CH ₄	94.8%
ETANO	C ₂ H ₆	2.9%
PROPANO	C ₃ H ₈	0.8%
BUTANO	C ₄ H ₁₀	0.2%
BIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	0.1%
NITROGENO	N ₂	1.2%
TEMPERATURA CALORIFICA BRUTO		34.64 M.J./M ³
TEMPERATURA CALORÍFICA NETO		34.84 M.J./M ³
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.586	

El Gas Natural de Camisea de acuerdo a los estudios realizados por la firma SHELL en el año 1995 se ha determinado la siguiente composición

Elemento	Composición %	Poder Calorífico (BTU/PC)
Metano	82.8	1000
Etano	8.65	1730
Propano	3.19	2506
Butano	1.38	3247
Gasolina	3.02	4909
Gasolina Natural	0.76	0
Nitrógeno	0.20	0
Anhidrido Carbónico		

1.5. Transporte del Gas Natural

El transporte del Gas Natural desde el punto de extracción implica diferentes tramos como son:

- Transporte Gas Natural desde el punto de extracción hasta el City Gate.- Se refiere al tramo en que recorre el ducto desde el punto de extracción pasa por la planta principal de fraccionamiento y depuración hasta el punto de conexión entre la red de distribución y la red de transporte, esto se realiza mediante un ductos para alta presión y se denomina Gaseoducto que transporta el gas natural propiamente dicho a

una presión de entre 42 - 37.5 bar, una temperatura de 45 ° C máximos y un diámetro de ductos desde 26" de diámetro hasta 18 " de diámetro

- Transporte de los líquidos hasta la planta de fraccionamiento.- Igual que el Gas Natural nace en el punto de extracción y el ducto se denomina Poliductos que transporta los líquidos del gas natural hasta el City Gate para su fraccionamiento y descomposición en cada uno de los elementos que transporta como son: GLP, gasolina líquida, gasolina pesada, kerosene, etc. Transportándose a una presión de entre 16.2 a 21 bar , una temperatura máxima de 45 °C y diámetro de los ductos de 14" diámetro hasta 10"-12 " de diámetro con lo que llega al City Gate.
- Transporte del Gas y sus líquidos en condiciones comerciales pre-establecidas hasta el consumidor final y para su comercialización.

1.6. Distribución del Gas Natural

La distribución del Gas Natural hasta los diferentes centros de consumo requiere la instalación de una red de tuberías para abastecer a los diferentes consumidores directos y para su comercialización.

2. Principales fuentes de abastecimiento de GNC

Se identifican 3 mercados regionales para el futuro desarrollo del gas natural en el país, estos son:

- Gas Natural de Camisea
- Gas Natural de Aguaytía
- Gas Natural del Noroeste(Talara).

Pasaremos a describir los 2 primeros por ser los de mayor impacto en la economía nacional que se ha tenido en los últimos años a pesar que el gas natural del mercado del Noroeste ya se encuentra en pleno desarrollo y en la actualidad abastece a la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) la cual cuenta con una potencia instalada de 159 MW y alimenta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. El abastecimiento del mercado Noroeste para el año 2010 alcanzara a Talara, Paíta, Sullana y Piura distribuyéndose a través de una red de ductos.

2.1. Gas Natural de Camisea

El Gas Natural de Camisea ha sido el mayor descubrimiento de reservas energéticas que puede cambiar la economía del país, trayendo consigo inversiones privadas y desarrollo de las industria, los costo de la generación de energía bajaran considerablemente.

Se estima que para el año 2004 el yacimiento de Camisea iniciará su producción y se dispondrá de Gas Natural en volumen suficiente para reemplazar al Diesel/Residual que se utilice en la generación eléctrica y al Residual/Carbón que se utilice como combustible industrial. Es por esta razón que se está viendo la necesidad de evaluar la utilización del gas natural en la industria que utilizan los combustibles residuales al tener una mayor competitividad entre las empresas nacionales, al proporcionar una energía a un menor costo.

2.1.1. Ubicación

Geográficamente se encuentra ubicada en el departamento del Cuzco, Provincia de la Convención , Distrito de Echerate.

Camisea se encuentra en el Lote 75 con una Latitud de 11° 45´ S y a una Longitud de 73° 05´ W.

2.1.2. Reservas probadas

Existen 2 campos recuperables: Campo de Cashiriari y Campo de san Martín. Las reservas probadas por el operador principal Pluspetrol son:

Hidrocarburos Comprobados In Situ

Campo Cahiriari 5.10 TPC

Campo San Martín	3.60 TPC
Total:	8.70 TPC
Líquidos:	587 MM Bbl.

Estas reservas probadas, cuando se lleguen a comercializar, mejoraran en un futuro próximo la actual balanza comercial de hidrocarburos en nuestro país, que a la fecha es negativa.

2.1.3. Transporte del Gas Natural

Como ya se comento en párrafos anteriores se tenderán 2 ductos principales para el transporte del gas natural seco y los líquidos del gas natural, nacen desde los yacimiento de explotación hasta la planta de fraccionamiento ubicada en Pampa Clarita para los líquidos del gas natural y en Pampa Río Seco Pisco para el gas natural seco, cruzara toda la cordillera de los Andes y tendrá una longitud total aproximadamente de 636 Km desde Camisea.

2.1.4. Ubicación de la Planta de fraccionamiento

La planta de destilación o de fraccionamiento se encuentra ubicada en Pampa Clarita y el City Gate en Pampa Río Seco ambos en Pisco.

2.2. Gas Natural de Aguaytia

Actualmente en el área de Aguaytía se usa el Gas Natural como combustible en la generación eléctrica y como combustible en las operaciones de Aguaytía Energy / Maple.

La empresa Aguaytía energy opera desde 1998, cuenta con una potencia instalada de 155 MW y usa Gas Natural para genera energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En al actualidad la Central Térmica de Aguaytía viene desplazando a otras centrales térmicas del SEIN que operan con Diesel.

2.2.1. Ubicación

Las reservas del Gas Natural de Aguaytía están ubicadas en la selva central y en las proximidades de la ciudad de Pucallpa. El yacimiento de gas natural de Aguaytía constituye el primer desarrollo industrial y comercial de un campo de gas en el Perú.

2.2.2. Capacidad de reserva

Se estima que la reserva del gas natural de Aguaytía es de 0.40×10^{12} pies³, estas reservas fueron descubiertas en 1961 por Mobil y en el año 1993 Maple Gas Corporation obtiene en licitación los derechos de explotación exclusiva por 40 años.

2.2.3. Capacidad de producción de la planta de fraccionamiento

Se ha construido la planta de fraccionamiento para abastecer a la producción de líquidos provenientes del campo productor. La planta de procesamiento e instalaciones de fraccionamiento del gas licuado de petróleo (GLP) en volumen equivalente de 3,800 barriles diarios

En la actualidad el GLP de Aguaytía también llega a Lima, sin existir ninguna tubería. Se traslada por intermedio de camiones cisternas perfectamente acondicionados que cruzan la cordillera y en su primer año de operación ha transportado más de 15 millones de galones de GLP al mercado de Lima.

2.2.4. Consumo actual

El consumo actual del gas natural esta basado principalmente en la planta de generación eléctrica de 155 MW , se estima un consumo promedio de 20 MMPCD.

2.3.Principales aplicaciones del gas natural

Entre las aplicaciones que tiene el gas natural se encuentran:

En el sector petrolero:

- Inyección para la recuperación de crudos
- Materia prima para mejorar la calidad de algunos derivados del petróleo
- Combustible en la generación de vapor y electricidad.

En el sector no petrolero:

- Materia prima en los procesos de reducción del mineral de hierro en las plantas siderúrgicas, procesos petroquímicos y otros.
- Combustible en una amplia gama del sector industrial, siderúrgico, eléctrico, de aluminio, de cemento y manufacturero, entre otros; en el mercado doméstico y comercial, así como en el caso que nos atañe, combustible alternativo a la gasolina para vehículos automotores.

2.3.1. Aplicaciones en la industria

Entre la principales aplicaciones del gas natural en la industria tenemos:

- a) Industria de la Metalurgia. La aplicación del gas natural en este sector de la industria se amplia continuamente con la utilización de nuevas técnicas que se introducen en este sector, sus características lo hacen apto para todos los procesos de calentamiento de metales, tanto en la vertiente de fusión como en el recalentamiento y tratamiento térmico.
- b) Industria del Vidrio.- El gas natural se utiliza en el horno de fusión de cristal, arcas de recocido, el conformado, el requemado y el decorado de cristal.
- c) Generación de vapor.- El vapor es una fuente de energía que se requiere en buena parte de procesos industriales.
- d) Industria textil.- Además de los beneficios que reporta la utilización del gas natural en el vapor, este se puede utilizar en aplicaciones directas de la llama como es en el chamuscado de hilos, chamuscado de tejidos, abrasados, calandrado, presecado, polimerización, rama de secado, etc.
- e) Industria Química.- Por su doble faceta de uso como fuente de energía y como materia prima, es en la industria química

donde el gas natural encuentra uno de los campos más amplios de utilización.

El metano constituye la materia base en los procesos fundamentales de la química, tan importantes como por ejemplo la producción de hidrógeno, de metanol, de amoníaco, de acetileno, de ácido cianhídrico, etc. Todos estos fabricados se consideran punto para la obtención de una amplia gama de productos comerciales.

2.3.2. Generación eléctrica.-

La generación de energía eléctrica por sistemas convencionales tiene un rendimiento de 35-40% con hasta un 65% de la energía primaria consumida desperdiciada como calor residual.

2.3.3. Generación termoeléctrica.-

También llamada Cogeneración termo-eléctrica que consiste en la generación simultánea de electricidad y calor para su aprovechamiento inmediato y se puede efectuar mediante turbinas o motores a gas.

2.3.4. Otras aplicaciones .-

Estas se dan en la industria automotor al cual se le considera como responsable del 22% de la emisiones de CO2 derivadas del consumo de combustibles fósiles, otra aplicación es en los sistemas de producción de frío.

2.4. Estadísticas de consumo nacional

2.4.1. Situación actual.-

Los resultados se muestran es el siguiente cuadro.

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PERU 199-2002				
(MMPCD)				
	1999	2000	2001	2002
GAS EN ZONA NORTE				
1.-Generación Eléctrica	16.8	13.7	7.7	9.9
2.-Uso Industrial y Doméstico	8.5	8.5	8.8	9.0
3.-Otros	3.0	3.0	3.0	3.0
Demanda de Gas en Zona en Norte	28.3	25.2	19.5	21.9
GAS DE AGUAYTÍA				
1.-Generación Eléctrica				
C.T. Yarinacocha				3.5
C.T. Aguaytia	19.3	34.8	29.3	32.4
Subtotal	19.3	34.8	29.3	35.9

2.-Uso Industrial y Domestico				
Pucallpa	0.2	0.2	0.2	1.8
Demanda del Gas de Aguaytía	19.5	35.0	29.5	37.7
Total Mercado de Gas Natural	47.7	60.2	48.9	59.6

2.4.2. Situación proyectada Con el Gas de Camisea

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PERU 199-2002 (MMPCD)				
	2003	2004	2005	2006
GAS EN ZONA NORTE				
1.-Generación Eléctrica	3.0	3.7	5.3	7.4
2.-Uso Industrial y Doméstico	9.0	9.0	9.0	9.0
3.-Otros	3.0	3.0	3.0	3.0
Demanda de Gas en Zona en Norte	15.0	15.7	17.3	19.4
GAS DE AGUAYTÍA				
1.-Generación Eléctrica				
C.T. Yarinacocha	3.7	3.8	4.0	4.1
C.T. Aguaytía	12.0	15.0	19.0	23.7
Subtotal	15.7	18.8	23.0	27.9
2.-Uso Industrial y Domestico				
Pucallpa	2.0	2.2	2.2	2.3
Demanda del Gas de Aguaytía	17.7	21.0	25.2	30.2
GAS DE CAMISEA				
1.-Generación Eléctrica				
C.T. 225 MW				

C.T. Santa Rosa	5.0	6.2	8.4	11.2
C.T. Ventanilla	76.0	82.2	90.0	96.9
Subtotal	81.0	88.3	98.4	108.1
2.- Uso Industrial				
Conversión Empresas Industriales	37.7	52.8	59.0	66.0
Nuevas empresas Industriales			0.9	0.9
Subtotal	37.7	52.8	59.9	66.9
3.-Uso Comercial y Doméstico				
Demanda del Gas de Camisea	118.9	141.5	158.8	175.7
Total Mercado de Gas Natural	151.6	178.2	201.3	225.3

2.4.3. Beneficios en el Balance Comercial Nacional

De acuerdo a los estudios efectuados el gas natural se utilizara en gran parte en el sector industrial reemplazando principalmente al Diesel y residual, lo cual tendrá incidencia directa en la estructura de costos de los productos de cada industria que utilice esta fuente de energía volviéndola más competitiva dentro del mercado nacional como internacional. En la actualidad la industria tiene una excesiva dependencia del petróleo que afecta a la economía del Perú

Esto refleja en la balanza comercial del Perú en dejar de importar Diesel y Residuales volviendo la balanza comercial en positiva, lo que generara más divisas y más empleo para todos

los peruanos, porque permitirá la condición necesaria para un desarrollo social y económico

Actualmente tenemos una Balanza comercial negativa que bordea lo US \$ 500 millones de dólares, adicionalmente se podrá exportar gas natural y los productos derivados del los líquidos del gas natural como son el GLP.

La tarea central de la política energética del Perú es transformar la estructura energética que haga uso del gas natural como el recurso que sustituya al petróleo y sus derivados

CAPITULO III

PETROLEO INDUSTRIAL

1. Definición del petróleo industrial

Los petróleos industriales o comúnmente denominados residuales están constituidos por los fondos de las columnas de destilación primaria y de vacío y por aceites cíclicos provenientes de las unidades de craqueo. Para reducir la viscosidad de estos residuales se utilizan destilados medios como Kerosene y Diesel 2.

El petróleo industrial o pesado está clasificado principalmente en función de su viscosidad. El valor de su viscosidad nominal (a 50 °C) clasifica comercialmente el tipo de combustible.

PETROPERU nombra a los diferentes petróleos industriales con los números N°4, N° 5, N° 6 y Alta Viscosidad o R-500, estos combustibles líquidos de petróleo que se produce en las refinerías pueden ser usados en hornos, calderos y otros equipos de producción térmica.

De esta clasificación trabajaremos con los petróleos más pesados por ser los petróleos que mayormente se usan en la industria nacional y especialmente en los Calderos Piro tubulares por ser el combustible de más bajo costo. Estos petróleos son :

- Petróleo Industrial N° 6 o internacionalmente conocido como “Bunker 6” el cual requiere de un calentamiento para ser bombeado y atomizado correctamente
- Petróleo Industrial Alta Viscosidad o comúnmente conocido como R-500, este combustible residual con margen de viscosidad abarca desde 500 SSF a 50 °C hasta 1000 SSF a 50°C comercialmente.

1.1. Propiedades Físicas y Químicas

Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se emplean a nivel industrial , básicamente están constituidos por los destilados más pesados y por los residuales

Características:

Densidad : Expresada en grados API , los cuales presentan los grados mas altos para combustibles livianos y bajos para los pesados.

Punto de inflamación : Valor de temperatura a la que el combustible emite suficientes vapores que le permitan inflamar la mezcla aire – gas , nos da un valor máximo de manipulación sin riesgo de explosión o incendio.

Viscosidad Nos da un criterio para conocer las posibilidades de bombeo y atomización en forma adecuada y conveniente para cada tipo de quemador , Se expresa en

SSU a 100 °F para combustibles livianos y SSF a 122 °F para combustibles pesados aunque en la actualidad se ha tratado de unificar criterios y expresar los valores para viscosidad cinemática en centistokes (cSt) .

Punto de Fluidez : Nos indica la facilidad con que los combustibles pueden ser transportados y manipulados ; es la inversa de la viscosidad.

- Residuo de Carbón Conradson : Proporciona una indicación sobre la tendencia del combustible a formar coque; un índice elevado nos indica la posibilidad de que se produzca un ensuciamiento de la boquilla del quemador.

Contenido de azufre : Debido al efecto contaminante y corrosivo de los compuestos sulfurosos crea limitaciones para el uso de ciertos combustibles pues existe la posibilidad de una corrosión ácida de las superficies metálicas en el interior de los equipos , así como la lluvia ácida en la atmósfera exterior.

Contenido de Cenizas Nos proporciona una idea del contenido de impurezas que se presentaran luego de la combustión, una presencia abundante de cenizas además de contaminar, produce incrustaciones y en caso de temperaturas elevada provoca la llamada corrosión por cenizas fundidas.

Agua y Sedimentos : El contenido de agua puede ser favorable o no dependiendo como se encuentra presente , si se encuentra en forma de gotas muy finas y emulsionadas en un porcentaje de 10 % (elevado) no seria perjudicial , sino al contrario podría favorecer la atomización del combustible al evaporarse ; en caso de presencia de 1% de gotas de mayor diámetro podría provocar irregularidades en el funcionamiento del quemador y la estabilidad de la llama.

Poder Calorífico : Es la cantidad de calor liberado por unidad de volumen o peso de combustible .Cabe señalar que cuanto mas pesado es el combustible (mayor densidad) mayor será su poder calorífico por unidad de volumen.

Se presenta el cuadro de las principales propiedades físico químicas de los petróleos industriales seleccionados.

CUADRO PROPIEDADES DE LOS PETROLEOS INDUSTRIALES

PETROLEO INDUSTRIAL	Nº 6	ALTA VISCOSIDAD*
Gravedad °API	15.2	14.3
Punto de inflamación, °C	105	110
Viscosidad Furos a 122 °C	290	500
Viscosidad CST a 37.80 °C(100°F)	615	
Cenizas, % Peso	0.07	0.08
Punto de Fluidez, °C	15	16
Azufre, % Peso	1.0	1.2
Poder Calorífico, BTU/Gln Kcal/Gln.	151,000 38,016	151,700 38,253
Agua y Sedimentos, % Vol.	0.10	0.10
Gravedad Especifica	0.9646	0.9705
Libras / Galón	8.033	8.084
Temperatura de Bombeo, Min. °C	45	50
Temperatura de Atomización		
Tiro Forzado, Margen °C	100-110	110-120
Tito Natural, Margen °C	110-120	120-130

* Las características del Petróleo Industrial Alta Viscosidad corresponden al de 500 SSF a 50°C; que es el de menor viscosidad dentro de su especificación

Fuente Boletín Técnico Nº 006-88 PETROPERU.

1.2. Características principales

Los petróleos industriales clasificados deben ser almacenados en tanques adecuados donde generalmente se presentará sedimentación de agua y borra. El agua se elimina mediante purgas de fondo y la formación de borra se puede reducir

usando aditivos dispersantes y/o utilizando métodos de calentamiento y agitación adecuados y oportunos. Los tanques de residual deben llevar un sistema de calentamiento con serpentín de vapor o resistencia eléctrica que pueden estar localizados cerca de la toma de descarga del tanque o abarcando una mayor superficie.

El Petróleo Industrial almacenado en un tanque debe llegar al quemador en condiciones de viscosidad, flujo y presión adecuadas al diseño del quemador para lo cual la temperatura del combustible debe ser cuidadosamente establecida.

Algunos problemas que se presentan en las plantas industriales que utilizan estos tipos de petróleo son:

- Dificultades del petróleo para fluir en su descarga al tanque de almacenamiento principal cuando el petróleo llega frío.
- Problemas para fluir del tanque hacia la succión de la bomba que puede causar cavitación en la bomba y bajo régimen de flujo el cual puede ser insuficiente para el correcto funcionamiento de los quemadores.
- Obstrucciones en líneas y quemadores por formación de coque generando paradas y requerimiento de limpieza frecuentes.
- Mala atomización del combustible en quemadores afectando severamente la calidad de la combustión y el rendimiento.

2. Consumo nacional del petróleo industrial

No basta con producir el petróleo crudo, para agregar valor a la materia prima es necesario someterla a diversos procesos industriales, que la adecuen a las necesidades del mercado del país y eventualmente del extranjero.

El proceso industrial propio de la actividad petrolera es la refinación. En el país existe en la actualidad las refinerías de: La Pampilla, Talara, Iquitos, Pucallpa, Conchan.

Estas refinerías deben de ser capaces de producir productos de mayor calidad para obtener mayor valor agregado y que cumplan con las exigencias que se van a plantear en el mercado dentro de pocos años, especialmente en términos ambientales.

La producción de petróleo industrial a nivel nacional en los meses de Diciembre 2001 y Enero del 2002 lo podemos apreciar en las tablas Balanzas Comercial de Hidrocarburos para los meses correspondientes determinándose las siguientes producciones y valores en MUS\$ (millones de dólares americanos)

Petróleo Industrial	Diciembre 2001			Enero 2002		
	MBLS	US\$/B L	MUS\$	MBLS	US\$/BL	MUS\$
Residual 6	221.3	15.2	3,363.0	247.24	13.77	3,405.63
Residual R-500	628.1	12.4	7,774.4	735.68	14.13	10,394.37
Total	849.1		11,137.4	982.92		13,800.00

2.1. Producción nacional

El trabajo de refinación ha permitido agregar valor a nuestros recursos naturales para obtener de ellos el máximo provecho.

2.1.1. Principales productores nacional

Refinería Talara.-La refinería más antigua del Perú, ha logrado acondicionar sus productos a las exigencias del mercado nacional, incluyendo el procesamiento de gas natural y la generación de energía eléctrica.

La Refinería de Talara consta de una Unidad de Destilación Primaria de 62,000 b/d, una Unidad de

Destilación al Vacío de 24,000 b/d y una Unidad de Craqueo Catalítico de 16,000 b/d. Su capacidad de almacenamiento es de 2'549,000 barriles, de los cuales 250,000 son de crudo. Sus principales productos derivados son: asfaltos, (cementos asfálticos, asfalto RC250, asfaltos oxidados), combustibles y solventes industriales, gas licuado de petróleo, gasolina motor (90 y 97 octanos), turbo A1 , kerosene y diesel

Refinería Conchan.- . Actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 12,000 B/D además de contar con el primer sistema de control automático distribuido (DCS) en refinerías peruanas.

Refinería Iquitos.- Actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 10,500 barriles diarios de crudo de una gravedad API entre 25 y 37, para obtener gasolina base, turbo A1, kerosene, diesel 2 y petróleo industrial 6.

Esta refinería consta de una unidad de tratamiento de gasolina de 3 mil barriles por día y una de tratamiento Merox de mil barriles al día.

La Refinería Iquitos cubre la demanda de combustibles de las regiones Amazonas y San Martín e incluso la de algunos poblados fronterizos como Leticia (Colombia) y Tabatinga (Brasil).

Refinería Pucallpa.- Cuenta con una unidad de destilación primaria y tiene una capacidad de refinación de entre 2,500 y 3,000 barriles diarios, según el tipo de crudo que procese.

La gasolina base obtenida en la refinería se mezcla con nafta craqueada, traída de Lima, a fin de producir gasolina de 84 octanos para abastecer la demanda de la zona.

La Refinería Pucallpa también produce el kerosene, diesel y residual que requiere el mercado local, incluso, el 70% del residual se envía a San José de Saramuro para bombearlo junto con el petróleo por el oleoducto que va a Bayovar.

Los derivados producidos abastecen no solo a Pucallpa sino también a poblados cercanos, incluida la ciudad de Tingo Maria. A partir de abril de 1994 esta refinería se encuentra alquilada por 20 años a la firma The Maple Gas Corp.

**PROPIEDADES DE LOS PETROLEOS EN LAS REFINERÍAS
DEL PAIS**

ANÁLISIS TÍPICOS REFINERIAS PERU	REF. LA PAMPILLA	REF. TALARA	REF. IQUITOS	REF. PUCALLPA	REF. CONCHAN
GRAVEDAD API A 15.5 °C	15.8	13.3	19.0	22.9	15.3
PUNTO DE INFLAMACIÓN, °C	97	84	203	173	139
VISCOSIDAD CINEMATICA A 50 °C, cst	607.1	598.3	455.0	154.6	598.3
PUNTO DE FLUIDES, °C	+12	+9	+18	+24	+9
AZUFRE TOTAL,% masa como Azufre	1.20	0.34	0.50		1.04
PODER CALORIFICO BRUTO, BTU/lb	18,536	18,454	18,723	18,909	18,548

Fuente: Combustión Industrial S.A.

3. Situación de la Balanza Comercial de Hidrocarburos Nacional

En la actualidad debido a la excesiva dependencia del petróleo y consumir más de lo que no tenemos nos ha llevado a tener una balanza comercial negativa como consecuencia a que tenemos una baja eficiencia global hasta el uso final, esto se debe a que nuestra refinерías fueron construidas para un crudo liviano y lo que el país produce es un crudo pesado, por lo tanto nos vemos obligados a exportar parte del crudo pesado que producimos y a tener que

comprar liviano, agravándose nuestra balanza comercial como consecuencia de la subida de los precios del petróleo en el mercado internacional.

En el año 2001 nuestra balanza comercial de hidrocarburos resulto con un déficit de US\$ 503,841,000, es decir mas de 500 millones de dólares que se gastan en importar hidrocarburos el cual perjudica en el desarrollo económico del país.

4. Principales productores de petróleo en el mundo

En 1999, el primer país productor era Arabia Saudita, que producía 412 millones de toneladas, un 11.9 % del total mundial. La producción mundial era de 3,452.2 millones de toneladas, de las cuales Estados Unidos produjo el 10.3%, Rusia un 8.8%, Irán un 5.1 %, México un 4.7% y Venezuela un 4.6 %

5. Principales aplicaciones del petróleo

La industria del petróleo crudo y sus derivados constituye una serie de actividades de muy alta especialización, originándose la gigantesca industria petroquímica que produce alcoholes, detergentes, caucho sintético, glicerina, fertilizantes, azufre, disolventes y materias primas para fabricar medicinas, nylon, plásticos, pinturas, poliéster, aditivos y

complementarios alimentarios, explosivos, tintes y materiales aislantes.

Los principales productos derivados del petróleo crudo son: asfaltos, (cementos asfálticos, asfalto RC250, asfaltos oxidados), combustibles y solventes industriales, gas licuado de petróleo, gasolina motor (90 y 97 octanos), turbo A1 , kerosene y diesel.

GRAVEDADES, DENSIDADES Y CALOR DE COMBUSTIÓN

COMBUSTIBLES PETROPERU

PRODUCTO	GRAVEDAD A 15.5 ° C		Lbs/Gln.	BTU/Lb		BTU/Gln.	
	°API	ESPECIFICA	Kg/gln	Kgcal./Kg.		Kgcal./Gln.	
				Bruto	Neto	Bruto	Neto
G.L.P.	122.5	0.5570	4.6400	21145	19545	98250*	90800
			2.1043	11750	10855	24759	22882
DIESEL N° 2	33.0	0.8602	7.1620	19520	18330	140000	131500
			3.2480	10850	10180	35280	33138
PETROLEO IND. N° 6	14.9	0.9665	8.0490	18785	17746	151370	142970
			3.6503	10437	9858	38145	36028
PETROLEO ALTA VISC.	14.2	0.9712	8.0880	18750	17718	151860	143460
			3.6680	10416	9844	38269	36152

* 734,961 BTU/p³

*Fuente Boletín PETROPERU

CAPITULO IV

CALDEROS PIROTUBULARES

1. Definición de calderos Pirotubulares

La energía química acumulada durante millones de años en los combustibles fósiles , para su adecuado empleo y aprovechamiento industrial deberá liberarse mediante procesos de combustión transfiriéndose a fluidos transportadores de energía térmica o mecánica que permite efectuar procesos industriales o transformarse , a su vez en energía eléctrica.

Los calderos industriales representan el medio donde se efectúa las reacciones de combustión donde la energía liberada se transfiere a través de tubos al agua o fluidos térmicos.

En su concepción muy simple , los calderos son equipos diseñados para transferir calor producido por combustión a un fluido determinado; Se emplean para producir agua caliente , vapor saturado , etc.

La capacidad de los calderos se mide por la cantidad de vapor requerida para producir en determinadas maquinas un horse power de potencia, esta definición da lugar a la expresión de la capacidad de los calderos en hp; particularmente en el caso de los calderos Pirotubulares, la expresión de la capacidad de los calderos en hp o bhp debe considerarse que un hp o bhp resulta equivalente a una producción de 34.5 lb/hr de vapor a 100 ° C , a partir de agua a la misma temperatura.

Puesto que los generadores de vapor operan a condiciones distintas , el flujo de vapor debe ser corregido considerando la temperatura del agua de alimentación y la presión de vapor saturado .Tal corrección puede ser realizada utilizando la siguiente formula :

$$m = 34.5 * (bhp) * (C.F)$$

Donde :

m : flujo de vapor (lb/hr)

bhp : boiler horse power = 33.475 BTU/hr

C.F : $970.3 / (h_v - h_a)$

h_v : Entalpia de vapor saturado a presión absoluta , (BTU/lb)

h_a : Entalpia del agua de alimentación a las condiciones de operación , (BTU/lb)

Un sistema que se orienta a uniformar las diferentes formas de expresar la capacidad de calderos, recomienda la capacidad máxima de transferencia

de calor en el sistema, expresada en las unidades adoptadas por el Sistema Internacional (SI) , es decir joules /hr.

La practica moderna es describir los calderos industriales en los términos de su máxima producción de vapor lb/hr o kg/hr para condiciones determinadas de presión y temperatura.

Los calderos se clasifican según diferentes criterios siendo las principales relacionados con la disposición de los fluidos y su circulación, el mecanismo de transmisión dominante , el tipo de combustible empleado y la presión de trabajo.

- Por la disposición de los fluidos :
 - De tubos de agua (acuatubulares).
 - De tubos de gases (pirotubulares).
- Por la circulación de agua :
 - De circulación natural.
 - De circulación asistida.
 - De circulación forzada.
- Por el mecanismo de transmisión de calor :
 - De convección.
 - De radiación.
 - De radiación y convección.
- Por el combustible empleado :
 - De carbón mineral.

De combustibles líquidos.

De combustibles gaseosos.

De combustibles especiales (leña, bagazo , etc .).

De recuperación de calor de gases.

Mixtos

Nucleares.

– Por la presión de trabajo :

De baja presión $p < 20$ kg/cm.

De media presión $20 > p > 64$ kg/cm.

De alta presión $p > 64$ kg/cm.

De acuerdo a la clasificación por la disposición de los fluido, se definen a los calderos Piro-tubulares porque los gases calientes fluyen por el interior de tubos sumergidos en agua dentro de un casco, el agua ebulliciona fuera de los tubos y es contenida por la carcasa misma del caldero, a manera de gran recipiente. Las presiones operativas de diseño son próximas a 150 psig , y sus capacidades varían entre 10 y 800hp, equivalentes a producciones de vapor de 345 y 27600 lb/hr de vapor aproximadamente .

Las ventajas son

- Requieren bajo costo de inversión ;
- Alcanzan elevadas eficiencias (> 80) ;

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

En el cuadro se aproxima el consumo de combustible en función de su capacidad en horse power del caldero.

Tipo de combustible		Consumo
Diesel 2		0.3 Gal/hr *hp
Gas	1000 BTU/pie*3	42 pie*3/hr *hp
Residual 6		0.28 Gal/hr *hp

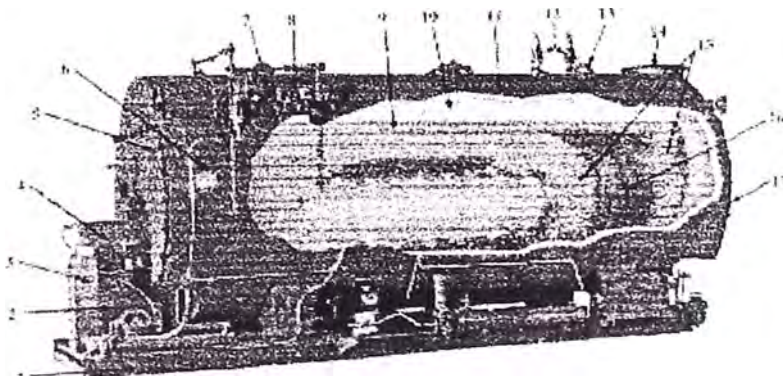
Los calderos Piro-tubulares se utilizan en la industria principalmente como productor de agua caliente y de vapor saturado el cual se utiliza como agente de transmisión de calor hasta temperaturas de unos 200 ° C aproximadamente , lo que supone presiones del orden de unas 18 atm .Por encima de estas presiones , su utilización suele ser prohibitiva , por ser necesarias tuberías y aparatos muy robustos.

La decisión de utilizar economizadores y recuperadores de calor obedece igualmente a criterios de factibilidad técnica y conveniencia económica , en función de la capacidad de producción de vapor de los calderos y sus presiones de operación.

Cabe señalar que se denominan economizador al sistema que permite aprovechar el calor de los gases de combustión para precalentamiento de agua de alimentación y recuperadores a los que lo hacen para precalentamiento de aire de combustión.

2. CLASES DE CALDEROS PIROTUBULARES

Un punto importante en el diseño de los calderos es la superficie de transferencia de calor, la mayoría de los fabricantes de calderas toman como parámetro para la fabricación el factor de 5 pies cuadrados por cada caballo de caldera con el cual garantizan una superficie de calefacción optima el cual no da como resultados: vida prolongada, bajo mantenimiento,



años de consistencia, alto rendimiento y eficiencia totalmente garantizadas.

Este parámetro determina la superficie de calefacción, para lo cual los diseñadores determinan el arreglo que mas les favorece de acuerdo a sus cálculos, dimensiones, especificaciones y disposiciones del paquete de la caldera.

Se ha visto que las calderas viene fabricadas en: Calderas de 2 pasos, Calderas de 3 Pasos, Calderas de 4 pasos, el número de pasos tiene que asegurar la consistencia y la velocidad de los gases de la combustión además de que la transferencia de calor sea completa y constante. Como un incremento en el área de transferencia de calor se ha diseñado la caldera con espalda húmeda, pasaremos a describir cada una de estas clasificaciones.

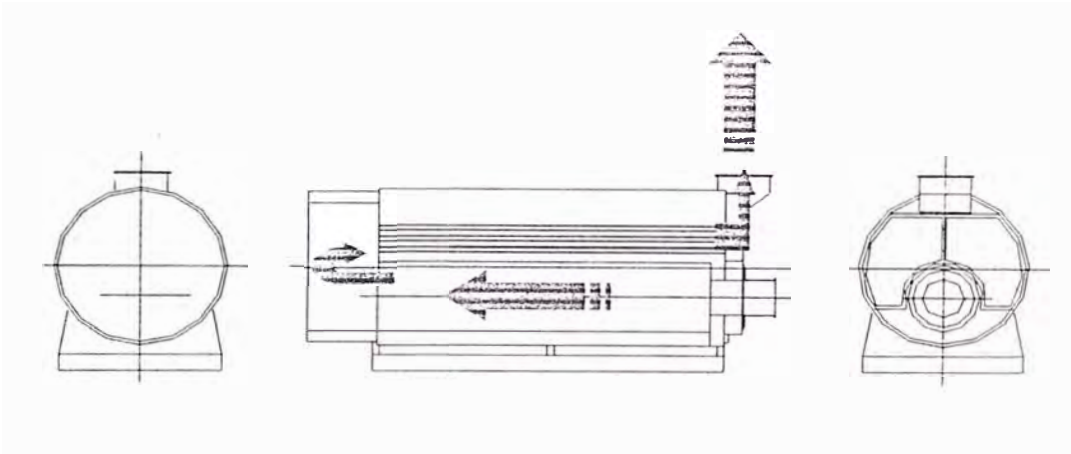
2.1. Calderos de 2 pasos

Se le define caldera de 2 pasos porque los gases de combustión recorren el flue central, llegan a la pared posterior del caldero que actúa como deflector y retornan a través de los tubos para luego salir por la chimenea que se encuentra sobre el quemador.

La pared posterior del caldero se rellena con material refractario resistente a la abrasión de los gases de combustión, de igual forma en

la pared delantera para evitar las pérdidas energéticas y el sobrecalentamiento de las placas metálicas.

Se presenta un esquema de cómo fluyen los gases de escape dentro de la caldera.



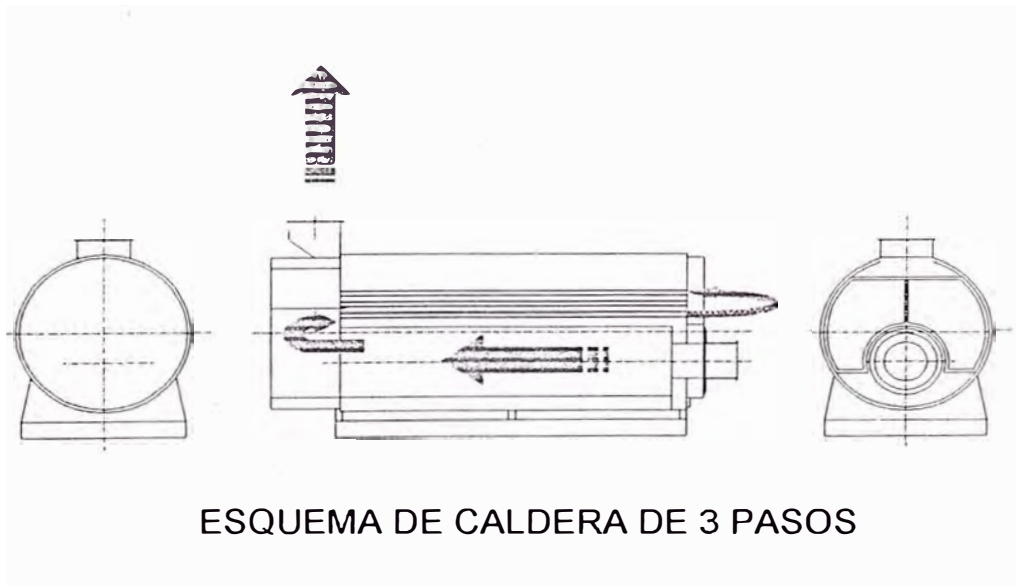
ESQUEMA DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

2.2. Calderos de 3 Pasos

Se le define caldera de 3 pasos porque los gases de combustión recorren un paso adicional al de la caldera de 2 pasos, es decir la pared delantera del caldero actúa como deflector logrando volver a desviar los gases de combustión hasta la pared posterior logrando salir

los gases de la combustión por la chimenea que se encuentra ubicada en la parte posterior tal como lo demuestra en el esquema adjunto.

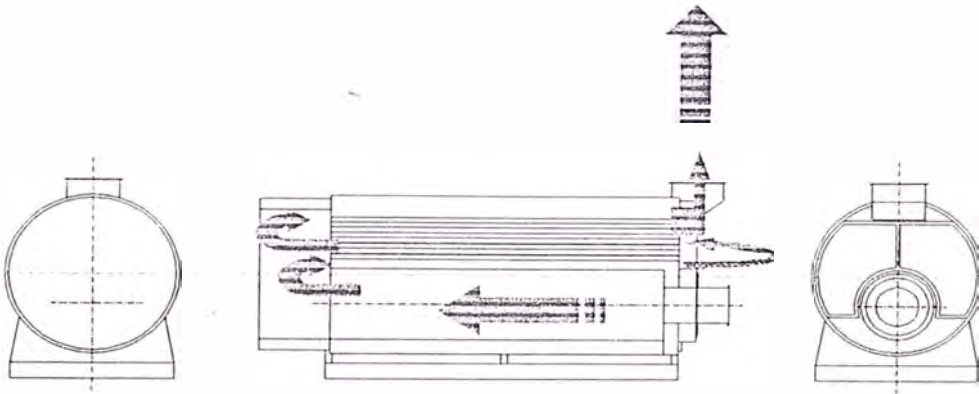
La característica de este tipo de caldero es que la cámara de combustión ubicada en la parte posterior se encuentra dividida en 2 para poder permitir el retorno de los gases de combustión.



2.3. Calderos de 4 Pasos

Se le define caldera de 4 pasos porque los gases de combustión recorren un paso adicional al de la caldera de 3 pasos, es decir la pared delantera del caldero tiene una división para que los gases de

combustión recorran este paso adicional, logrando salir los gases de la combustión por la chimenea que se encuentra ubicada en la parte delantera del caldera.



ESQUEMA DE CALDERA DE 4 PASOS

2.4. Calderos con espalda húmeda

La caldera de espalda húmeda o denominada WETBACK es aquella que en vez de utilizar la pared posterior de refractario se reemplaza con una pared tipo chaleco dentro del cual circula el agua del caldero. Esta pared refrigerada por agua aprovecha mejor la transferencia de calor optimizándose la caldera en su diseño y sus dimensiones.

Los calderos con espalda húmeda viene diseñados desde 100 BHP hasta 800 BHP y viene en la estructura de caldera de 3 pasos. La parte de la pared posterior refrigerada es sola la que está en contacto con los gases de

combustión proveniente del flue central (primer paso) teniendo material aislante en la parte exterior (lana de vidrio).

3. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN CALDERO PIROTUBULAR

Los calderos Piro tubulares, tienen 6 partes básicas que las describiremos a continuación:

3.1. Quemador

Aporta el combustible y el aire de combustión (comburente) , los mezcla y produce la combustión.

3.2. Cámara de combustión.-

También llamado hogar , es el espacio donde se aloja la llama , es decir donde se produce la combustión y se transfiere calor.

3.3. Sección de convección,-

Zona donde se transfiere el calor de los gases de combustión al fluido a través de las superficies de calefacción (tubos).

3.4. Chimenea

Por donde se eliminan los gases de combustión después de transferir calor al fluido

3.5. Ventiladores de aire.-

Proporcionan el aire de combustión y lo impulsan a través del caldero.

3.6. Instrumentos y controles.-

Permiten efectuar la operación con mayor seguridad y alcanzar mayores niveles de eficiencia.

CAPITULO V

SUSTITUCIÓN DE QUEMADORES INDUSTRIALES

1. Descripción general del proyecto

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

Se definirán los 2 tipos de sistema de alimentación que son para el petróleo industrial como la alimentación del gas natural

2. Sistema de alimentación del petróleo industrial

2.1. Abastecimiento

El abastecimiento de los residuales hacia las plantas industriales se realiza por medio de camiones cisternas debidamente acondicionadas para tal efecto desde las plantas de expendio o refinerías.

Las plantas de expendio despachan el petróleo residual a una temperatura adecuada (entre 50 – 65 °C) para que al llegar a la planta receptora de este producto sea descargada con facilidad mediante un sistema de bombeo hasta los tanques de almacenamiento.

Las cisternas de abastecimiento se mide en galones y se despachan de acuerdo al volumen que transporta la cisterna y a lo solicitado por el cliente, normalmente el transporte se realiza en volúmenes de 3,500 galones, 5,000 galones y 9,000 galones

2.2. Tanque de almacenamiento

Toda industria que utiliza el petróleo residual requiere de un tanque de almacenamiento, para lo cual su capacidad de almacenamiento de los tanques lo determina el grado de independencia que requiere la planta industrial, normalmente se diseña la capacidad de

almacenamiento de 7 días mínimo para una producción normal de vapor.

Los tanques de almacenamiento se diseñan para que sea instalado en forma vertical, cuentan con un serpentín de calentamiento para que se mantenga la temperatura de bombeo hacia el tanque diario, un sistema de bombeo (bombas de engranajes), tubos de aireación para los gases de escape y un manhole para el mantenimiento de los tanques.

2.3. Alimentación típica del petróleo industrial a los quemadores

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

Después que el petróleo pasa por la bomba del caldero se vuelve a pasar por un intercambiador de calor de alta temperatura, esto es para llegar a la temperatura ideal de atomización, esta se determina por el tipo de quemador que se cuenta y la viscosidad con que se

diseño el quemador, normalmente la temperatura de atomización oscila entre los 125 y 135 °C.

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

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

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

En el anexo se presenta un plano de una instalación industrial, con 2 tanques de almacenamiento de 20,000 galones cada uno que abastecen a 2 calderos pirotubulares de 1000 BHP.

2.4. Diversos tipos de quemadores de petróleo industrial

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

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

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

Los quemadores se clasifican principalmente en las siguientes categorías:

- I. Quemadores de gasificación.
- II. Quemadores de pulverización:
 - a) Mecánica
 - De presión directa
 - Con retorno

- De presión directa con ranuras regulables
- De pistón
- Con doble circuito de presión

b) Con fluido Auxiliar

- Con Vapor
- De pulverización mecánica con ayuda de vapor
- Con aire a alta presión (3-7 Kg/cm²)
- Con aire a media presión (0.5 – 1.5 Kg/cm²)
- Con aire a baja presión (600 – 700 mmc.a.)

c) Quemadores de copa rotativa

3. Sistema de alimentación del gas Natural

3.1. Conexión de la red de distribución

El gas natural desde el City Gate hasta los centro de consumo será transportado por ductos. La red principal de abastecimiento será de alta presión teniendo estaciones reductoras de presión hasta llegar a la industria que lo utilizara a través de los diferentes ramales o red..

De la red distribución principal del gasoductos se derivara en ramales el cual se le denomina red primaria la cual cuenta normalmente con válvulas reguladoras que bajan la presión desde

la presión del gasoducto hasta la presión de la red primaria la cual normalmente están entre 15 a 25 bar, desde la red primaria a través de distintas estaciones reductoras se alimenta a la red secundaria. La red secundaria trabaja normalmente entre 7 a 15 bar. Después de eso tenemos la red terciaria que llega a los usuarios con una presión de distribución de 1.5 a 4 bar.

De la red Terciaria es de donde se conectan las industria para su consumo, teniendo estaciones de control de consumo, válvulas de control y seguridad para una adecuada alimentación.

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

3.2. Reguladores de presión

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

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

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

3.3. Características de principales quemadores para gas natural

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

- Quemadores con llamas de difusión, en los cuales el gas y el aire penetran sin mezclar en la cámara y la mezcla se efectúa por difusión turbulenta en el lugar de la combustión.

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

Como características típicas de los quemadores con premezclado son:

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

Como características de los quemadores de difusión tenemos:

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

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

4. Ventajas de utilizar quemadores de gas natural.

Podemos nombrar las diferentes ventajas que tiene lo quemadores a gas natural, tales como:

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

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

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

CAPITULO VI

QUEMADORES INDUSTRIALES PARA GNC

1. Descripción de los componentes del quemador de Gas Natural

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

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

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

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

1.1. Características

Las principales características que debe tener un quemador son:

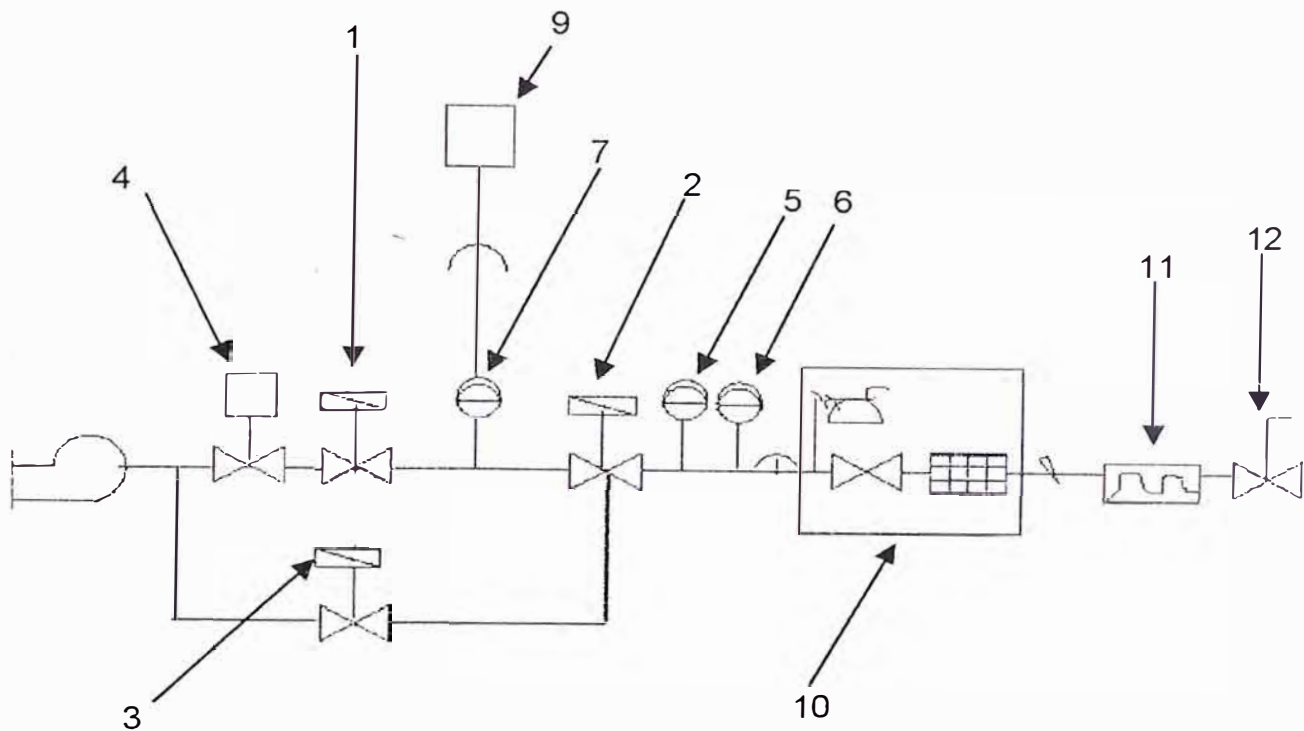
- Proporción adecuada en la relación aire – combustible . El diseño del quemador deberá asegurar el adecuado suministro de aire y gas natural estableciendo los márgenes de regulación.
- El quemador deberá proporcionar un exceso de aire para asegurar que la combustión sea completa
- Mediante un análisis de los gases de combustión permitirá conocer el exceso de aire y asimismo la eficiencia de la combustión.
- Poder ajustar las variables de operación para poder obtener una mayor eficiencia y una combustión completa.
- Buen mezclado del combustible y el aire .

- Ignición inicial y sostenida de la mezcla; debiendo ser el quemador el que resuelva estos requerimientos, el encendido o ignición inicial de la mezcla necesita un aporte de calor externo en un área localizada para acelerar la reacción
- Mezcla aire – combustible.- El quemador deberá proporcionar las condiciones adecuadas para la mezcla, la mezcla deberá ser uniforme y permanente.
- El quemador en conjunto deberá tener la suficiente sobrepresión para vencer la presión existente en la cámara de combustión, los tubos de fuego y la chimenea.

1.2. Componentes principales

Los componentes principales del tren de abastecimiento del gas natural en un quemador están especificados en el siguiente esquema representativo, descritos posteriormente los cuales son los siguientes.

ESQUEMA DEL TREN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL



- 1.- Válvula solenoide de operación.
- 2.- Válvula solenoide de seguridad.
- 3.- Válvula solenoide del piloto de operación.
- 4.-Válvula de regulación del flujo de gas.
- 5.- Interruptor de presión del gas mínimo
- 6.-Interruptor de presión del gas máximo
- 7.-Interruptor del mando de presión del gas
- 8.- Dispositivo de control del gas
- 9.- Dispositivo de control del gas

- 10.- Regulador de presión con filtro incorporado para el tren del gas piloto
- 11.- Tubería de acoplamiento antivibración
- 12.- Válvula de cierre

1.3. Aplicación en los calderos pirotubulares

Los calderos pirotubulares por su mismo diseño tiene la cámara de combustión recubierta con paredes de agua y por consiguiente son hogares fríos cuyas paredes están a una temperatura sensiblemente inferior a la inflamabilidad del gas, existe una presión interna que debe vencer para obtener un adecuado abastecimiento de la mezcla del combustible, la longitud de la llama estará en función de las dimensiones de la cámara de combustión a fin de asegurar que aquella llene completamente la cámara, los quemadores deberán tener la capacidad de proporcionar una llama luminosa que favorezca el intercambio de calor, por lo cual se deberá tener especial cuidado en la selección del quemador de gas para que sea instalado en un caldero pirotubular y que puede ser compatible con las capacidades térmicas de generación de vapor de cada unidad.

1.4. Diferencias de los quemadores de gas natural y los quemadores de petróleo industrial

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

2. Combustión del gas natural Vs. La combustión del petróleo industrial

Gas Natural	Petróleo Industrial
Compuesto básicamente por metano (CH ₄)	Compuesto por fracciones de hidrocarburos
Se transporta a través de gasoductos o redes de gas en forma gaseosa.	Se transporta en tanques cisternas preparados adecuadamente
No requiere almacenamiento en la planta industrial	Requiere tener tanques de almacenamiento para su uso
Se disipa rápidamente en la atmósfera por ser más liviano que el aire	Por ser un combustible líquido pesado su manejo es sucio y permanece en el lugar
Para su ignición espontánea requiere una temperatura de aproximadamente 700°C	Su punto de inflamación tiene que ser mayor a 110 °C
Es un recurso natural abundante en plena explotación y descubrimiento de nuevos pozos.	Recurso muy controlado y de economías dependientes, las reservas van decreciendo
No exportable con las facilidades de	Se exporta fácilmente en buques

procesamiento actuales	adecuadamente preparados
Se distribuye a través de tuberías adecuadas a la presión de transporte	Se distribuye a una temperatura que permita su fluidez
No requiere precalentamiento	Necesita un sistema de precalentamiento para realizar la atomización del combustible.

2.1. Diferencias en la combustión

El objetivo principal de la combustión es lograr la oxidación total del carbono y H para formar CO_2 y H_2O con lo cual se produce la máxima energía en forma de calor y además se evita los efectos contaminantes de una mala combustión.

Tipos :

- Combustión perfecta (estequiometrica)
- Combustión completa (con exceso de aire) ;
- Combustión incompleta (con defecto de aire);
- Combustión imperfecta

a) Combustión Perfecta :

Este tipo de combustión se consigue mezclando y quemando las cantidades exactamente necesarias de combustible y oxígeno.

Este tipo de combustión está limitado por las condiciones químicas y físicas que hacen de este tipo de combustión una referencia teórica.

b) Combustión completa con exceso de aire :

No existe presencia de CO en los humos de la chimenea .

Disminuye la máxima temperatura de trabajo posible al aumentar los gases de combustión.

c) Combustión incompleta con defecto de aire :

Carencia de oxígeno produce la formación de CO y la presencia de Hidrógeno, estos gases tienen gran contenido calorífico lo que produce grandes pérdidas , por 1% de CO en gases representa un 4% de pérdida del poder calorífico del combustible.

d) Combustión imperfecta :

Pese a existir exceso de aire aparece humos en la chimenea y presencia de inquemados, residuos de combustible sin oxidar ,partículas sólidas , etc .

Puede producirse debido a

- Elevada carga térmica en el hogar;

- Escasa turbulencia lo que provoca una mala mezcla de aire y combustible;
- Falta de uniformidad en la pulverización ;
- Enfriamiento de la llama.
- Alto % de C en los combustibles.

2.2. Eficiencia de la combustión

La eficiencia de la combustión es una medida que indica cuando efectivamente la energía química contenida en el combustible ha sido liberada en forma de calor durante el proceso de combustión. La combustión es completa cuando se realiza sin la producción de inquemados. Es optima cuando es completa y además se realiza con el menor exceso de aire de combustión posible. Esta eficiencia se expresa mediante la siguiente relación:

$$E = 100 - P_1$$

Donde:

$$P_1 = \text{Pérdida de calos por inquemados, \%}$$

Podemos definir la pérdida de calor por exceso de aire (P_e), como el calor adicional utilizado en calentar el aire en exceso presente en la combustión. Se calcula aplicando la ecuación siguiente:

$$P_e = \frac{(e-1) \times (A/C) \times C_a \times (T_g - T_{ac})}{PCI} \times 100$$

Donde:

- e. =Exceso de aire de combustión, tanto por uno
- A/C =Relación estequiometrica de aire/combustible, Kg/Kg.
- C_a =Calor específico medio del aire, Kj/Kg °C
- T_g =Temperatura de los gases de chimenea, °C
- T_{ac} =Temperatura del aire de combustión, °C
- PCI =Poder calorífico inferior del combustible, Kj/Kg.

2.3.Efectos contaminantes

El Gas natural por sus mismos componente es el combustible más limpio y el que menos contamina el medio ambiente, la combustión del gas no poluciona ni contamina la atmósfera como lo realiza los petróleos residuales, siendo estos los que tienden a formar cenizas

en distintas formas como son: cenizas sólidas, fundidas (escorias) o volantes.

Al combustionar el Gas Natural en los calderos Pirotubulares estos no ocasionan depósitos ni formación de depósitos adherente en las superficies de intercambio de calor de las calderas, mejorando la transferencia de calor de las partes metálicas y no aumentando la resistencia del circuito de los gases, lo que si ocasiona los petróleos residuales.

Siendo la composición del azufre dentro de los compuestos del Gas Natural prácticamente nula, no existen corrosiones en la parte final de la caldera por la formación del ácido sulfúrico, asimismo la baja formación del ácido nítrico NO_x en la combustión del Gas Natural tiene como consecuencia que la formación de la lluvia ácida es casi nula por lo que la conservación del medio ambiente es mucho mayor al utilizar este combustible.

3. Comparación de los consumos energéticos del Gas Natural Vs, el consumo del Petróleo industrial

La energía química almacenada en los combustibles se transforma en energía térmica (calor), el cual se aprovecha con fines industriales

especialmente en los calderos Piro-tubulares mediante el proceso de la combustión realizada por el quemador y de la adecuada selección de este depende en gran medida de la eficiencia.

El correcto diseño /o selección del quemador y de su adecuada operación resulta determinante para la eficiencia del caldero Piro-tubular, esta adecuada selección determinara la mayor rentabilidad en el campo del ahorro energético y por consiguiente de ahorro de dinero.

3.1. Cuadro comparativo energético para la sustitución de los quemadores para diversas capacidades de calderas piro-tubulares.

Se presenta el cuadro comparativo energético para la sustitución del combustible de las calderas para un determinado HP de caldera, se establece que para reemplazar un quemador de combustible Petróleo Residual por un quemador a Gas Natural se tiene que alimentar la misma cantidad de energía, entonces se considera para la evaluación la misma energía equivalente para la alimentación del caldero.

CUADRO DE CONSUMO ENERGÉTICO POR CALDERA

HP CALDERA	Vapor Lb/Hr (°F & a 212 °F)	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6 (G.P.H.)	GAS NATURAL 1000 BTU/p³/Hr.
100	3450	27	4,185
150	5,175	40	6,276
200	6,900	54	8,369
250	8,865	67	10,461
300	10,350	81	12,553
400	13,800	108	16,738,
500	17,250	134	20,923
600	20,700	161	25,106
700	24,150	188	29,291
750	25,875	205	31,390
800	27,600	224	33,475

En el anexo se presenta la hoja de control del caldero KEWANEE Piro-tubular de 3 pasos con espalda húmeda de 750 HP donde se expresan los siguiente resultados:

Caldero Modelo: H3S-750-O6

Modelo del Quemador: KFP 30-1800-O6
 Voltaje: 440 Voltios, 3 phases, 60 Hz.

TEST DE RESULTADOS		
	Llama baja	Llama Alta
Consumo Combustible	41 GPH	209.2 GPH
Temp. Del Combustible	210 °F	180 °f
Presión bomba comb.	79	64
Presión en la tobera	18	40
CO2	9.9	11.9
Temp. Chimenea	310°F	340 °F
Presión aire atomización	22	36
Energía Consumida	5'535,000 BTU/Hr. 1'558,656 Kcal/Hr.	31'380,000 BTU/Hr. 7'952,947 Kcal/Hr.

Para este caldero se le seleccionara un quemador de la firma BALTUR, quemadores de procedencia italiana que han desarrollado, el cual tiene amplia experiencia en la construcción de quemadores, de acuerdo a esto tenemos la siguiente selección de quemador:

Marca: BALTUR
 Modelo: GI 510 DSPGN
 Consumo de Gas Natural
 Mínimo: 185 m³/Hr.

Máximo:	740 m _n ³ /Hr.
Potencia Térmica:	
Mínima:	1,831 KW.
Máxima:	7,326 KW.
Presión Gas Natural:	150 mbar.
Potencia Eléctrica:	18.5 KW.
Valor Venta Unitario:	18,000 US \$ + IGV

El quemador es de 2 etapas, con sistema modulante y alimentación progresiva del Gas Natural, viene equipado con un sistema automático de cierre del aire de alimentación, cierre de la boquilla mediante aspas controladas por un electroimán, sistema de tren de alimentación y regulación del Gas Natural.

4. Quemadores mixtos

Se definen como quemadores mixtos a aquellos quemadores que están preparados para funcionar alternativamente con dos tipos de combustible – gas / petróleo industrial – o ambos combustibles simultáneamente, estos quemadores deberán ser diseñados para que brinden confiabilidad y

seguridad en su funcionamiento. Que tengan facilidades para las eventuales intervenciones de orden técnico.

Las calderas construidas para utilizar el Gas Natural no difieren en su estructura general, de las construidas para quemar petróleo residual por lo cual estas calderas pueden utilizar ambos combustibles en régimen mixto.

El poder utilizar quemadores mixtos en los calderos le dan la libertad al operador de la caldera poder elegir en la parte económica que combustible le será más económico dentro de su proceso pudiendo prever si existiera alguna dificultad en el abastecimiento del Gas Natural no dependiendo exclusivamente del Gas Natural, otorgándole mayor libertad de operación.

El inconveniente de utilizar los petróleo residuales es el factor contaminante que estos residuales tiene al realizar el proceso de la combustión.

La elección de un quemador mixto solo se tienen en consideración una vez establecido un balance exhaustivo de las consecuencias económicas, directas o indirectas, ecológicas que comporta la utilización de este tipo de quemadores.

5. Ventajas y Desventajas del uso de GNC como Combustible

Ventajas:

Las ventajas de utilizar el GNC como combustible son:

- Reducción de la contaminación ambiental, pues el gas natural es un combustible limpio que no emite residuos contaminantes a la atmósfera.
- Existen amplias reservas probadas del producto.
- Se ha planteado como bajos los costos de producción distribución y venta a las plantas industriales de GNC
- Imagen de calidad y eficiencia en el manejo del producto
- Aprovechamiento de la infraestructura a instalarse de gas en términos de gasoductos, líneas industriales y redes domésticas; las cuales pueden abastecer a las plantas industriales una vez tendido las líneas de distribución.
- Adicionalmente el bajo precio propuesto para que sea competitivo industrialmente, por está razón el GNC representa una economía.
- El gas por ser más liviano que el aire se disipa rápidamente.
- La salas de calderas tendrán mayor espacio al no contar con tanques de almacenamiento de combustibles líquidos.

Desventajas:

Las desventajas de utilizar el GNC como combustible son:

- El costo de inversión en un nuevo equipo de combustión (nuevo quemador).
- Su almacenamiento se hace muy costoso y se alimenta por red de tuberías.
- La red de distribución debe estar cerca para poder alimentarse la caldera o los equipos a consumir el Gas Natural.
- La selección del quemador debe realizarse adecuadamente para cada caldera, se deberá contar con todos los datos necesarios para el reemplazo del quemador

CAPITULO VII

IMPACTO AMBIENTAL

1. El futuro del gas natural como energía

Actualmente las empresas ya no pueden dejar de lado la inclusión de los factores del ambiente en las estrategias corporativas. Las empresas causan normalmente impactos ambientales negativos, pues se dedican a una amplia gama de actividades peligrosas e intensivas en el uso de recursos y generación de contaminantes, especialmente en la generación del vapor para el uso industrial.

En consecuencia las empresas deben adecuarse a las exigencias en materia ambiental mediante el uso de un combustible limpio, como es el Gas Natural con un manejo económico de sus operaciones de manera eficiente en costos. El aspecto de minimización de costos es importante pues las empresas no tienen aún la opción de incorporar las externalidades en sus estructuras de costos.

La composición química del Gas Natural es la razón de su amplia aceptación como el más limpio de los combustibles fósiles. En efecto, la mayor relación hidrógeno / carbono en la composición del gas natural, en comparación con la del Petróleo Industrial, hace que en su combustión se emita menos CO₂ por unidad de energía producida.

La combustión del gas natural, compuesto principalmente por metano (CH₄), produce un 25% menos de CO₂ que los petróleos industriales por unidad de energía producida.

El gas natural es el combustible fósil que emite menos CO₂ por unidad de energía producida. Por tratarse de un gas, su mezcla con aire y posterior combustión es más fácil que con los petróleos industriales y la ausencia de partículas y compuestos corrosivos de azufre, facilitan la recuperación del calor residual y por tanto, las eficacias de su utilización. Además, las reservas de gas natural son abundantes, y su transporte y distribución mediante tuberías enterradas hacen que su impacto sobre el paisaje sea mínimo.

Por su rendimiento y baja emisión de contaminantes, el gas natural es especialmente apropiado el uso en calderas pirotubulares.

El gas natural es un combustible que tiene un impacto medioambiental mínimo comparado con el resto de los combustibles fósiles y cuya utilización contribuye a reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

2. Desarrollo de los otros sectores y su impacto ambiental

La disponibilidad del Gas Natural provocara una reactivación y expansión industrial, domestico y automotriz, promoviendo la creación de una gama de posibilidades en nuevos negocios y mejorando el nivel de vida de nuestra población, por ser un combustible limpio y barato.

El gas natural se puede usar para sistemas de calefacción domésticos y como fuente de energía para cocinar, así como para sistemas de calefacción y aire acondicionado en oficinas y otras instalaciones comerciales. Es muy usado para genera electricidad y para usos en la industria, donde su flexibilidad lo hace un combustible valioso para usos industriales tales como en la producción de vidrios, metales y cerámicas, para calentar y hornear alimentos que requieren una llama limpia y de fácil control. El gas natural se usa como materia prima en una serie de procesos industriales como por ejemplo: en la producción de carburo de hierro y de muchos productos químicos tales como amoniaco y fertilizantes. Finalmente el gas natural es usado en su forma comprimida como combustible para vehículos de transporte: automóviles ómnibuses y camiones.

Es por esto que en el comercio y en la industria, el gas natural puede utilizarse en cualquier proceso de generación de calor o frío, en la

cogeneración de energía térmica y eléctrica, y en la generación de electricidad.

La combustión del gas natural permite regular mejor la temperatura de las cámaras de combustión de una extensa gama de equipos y aplicarla directamente al tratamiento de múltiples productos.

Como combustible, el gas natural se utiliza en los sectores industriales que necesitan energía térmica limpia, eficaz y económica: hornos, fundiciones, tratamientos térmicos, cubas de galvanizado y calefacción de grandes locales (polideportivos y naves industriales o comerciales).

El gas natural como se ha mencionado también permite climatizar y generar frío para edificios y cámaras industriales o producir hielo para las pistas de patinaje.

Una aplicación que se deberá desarrollar para un mejor aprovechamiento de la energía liberada en la combustión del gas natural es la de la cogeneración. La cogeneración con gas natural produce conjuntamente energía eléctrica (o mecánica) y calor útil para fábricas, centros sanitarios y hoteleros, y grandes complejos urbanísticos. La cogeneración con gas natural reduce en gran medida la emisión de contaminantes

El gas natural a su llegada a Lima se utilizara inicialmente y principalmente en las empresas de generación de electricidad, en

centrales térmicas . Este proceso permite ahorrar energía, y además disminuir los niveles de contaminación.

Como se puede apreciar la aplicación del gas natural en las diversa industrias traerá un desarrollo económico y mejorara las condiciones de vida de la población, por sus bajos efectos contaminantes se conservara en mejor estado el medio ambiente evitándose la contaminación ambiental.

3. Efectos en el uso del gas natural en el medio ambiente.

Desde su fuente de origen hasta el consumidor final es transportado por una red de gaseoductos que por lo general, se encuentran bajo tierra totalmente tapados, protegidos contra rupturas que pueden ser causadas por malas condiciones climáticas o de transporte u otros problemas. Con solo abrir una llave el consumidor tiene a su disposición el gas natural que proporciona instantáneamente una energía de uso inmediato y que requiere poco mantenimiento, tiene un bajo costo de operación y es de gran confiabilidad. Debido a que el gas natural se almacena en los gaseoductos del proveedor los consumidores no necesitan instalaciones de deposito pudiendo no obstante satisfacer sin dificultad su demanda de energía aunque sea

muy grande. Cuando se cierra la llave del gas la combustión se interrumpe instantáneamente no habiendo desperdicio alguno por lo tanto, la tecnología del gas natural ofrece considerable potencial de ahorro de energía. Por último dado que la combustión del gas no deja residuos no hay necesidad de almacenar ni desechar cenizas.

La mayor evidencia de que el uso de combustibles contaminantes que dañan la capa de ozono y genera el efecto invernadero, incentivara el cambio hacia el combustible limpio de preferencia como es el gas natural

CONCLUSIONES

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

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

1. Los quemadores a gas natural son simples y seguros, fáciles de realizar su mantenimiento.
2. La combustión del gas es limpia, con lo cual no hay humo ni cenizas que contamine el medio ambiente igualmente al no tener estos contaminantes permite una mejor transferencia de calor en el tiempo.
3. El mantenimiento del caldero es mínimo al no tener que limpiar interiormente la caldera por la formación de cenizas (hollín), petróleo.
4. No es necesario contar con tanques de almacenamiento, disminuyendo el costo de operatividad y de inversión (menor flujo de efectivo) que cuando se

almacena el petróleo en los tanques, adicionalmente se paga solo lo que se consume en gas natural.

5. Se puede controlar el consumo de gas por medio de un medidor de volumen, controlándose mejor lo que consume cada caldera.
6. Los industriales deberán tomar conciencia sobre la necesidad de atender el problema de la creciente “contaminación ambiental” y del impacto sobre el cambio climático que tiene la utilización de combustibles alternativos adecuados.
7. Siendo el gas natural el combustible fósil más limpio existente y el que produce la menor contaminación por no contener prácticamente azufre y su contribución en la combustión es mínima para la formación de lluvia ácida, de los efectos invernadero por la formación de anhídrido carbónico que si producen en grandes cantidades la combustión del petróleo industrial.
8. La sustitución de los quemadores a Gas Natural en los calderos pirotubulares se realiza en forma fácil y económica, tal como se ha demostrado en otros países que ya han desarrollado la industria del gas natural como es Argentina, Venezuela y en pleno desarrollo Bolivia.
9. La industria que cuenta con calderos pirotubulares dentro de su proceso productivo y que puedan abastecerse del gas natural tendrán mayor ventajas económicas-medioambientales. que aquellas que no tienen acceso al gas natural, depende de los industriales que se instalen los quemadores y conviertan sus calderos para el uso de este combustible ecológico ya que contarán con mayores ventajas económicas

BIBLIOGRAFÍA

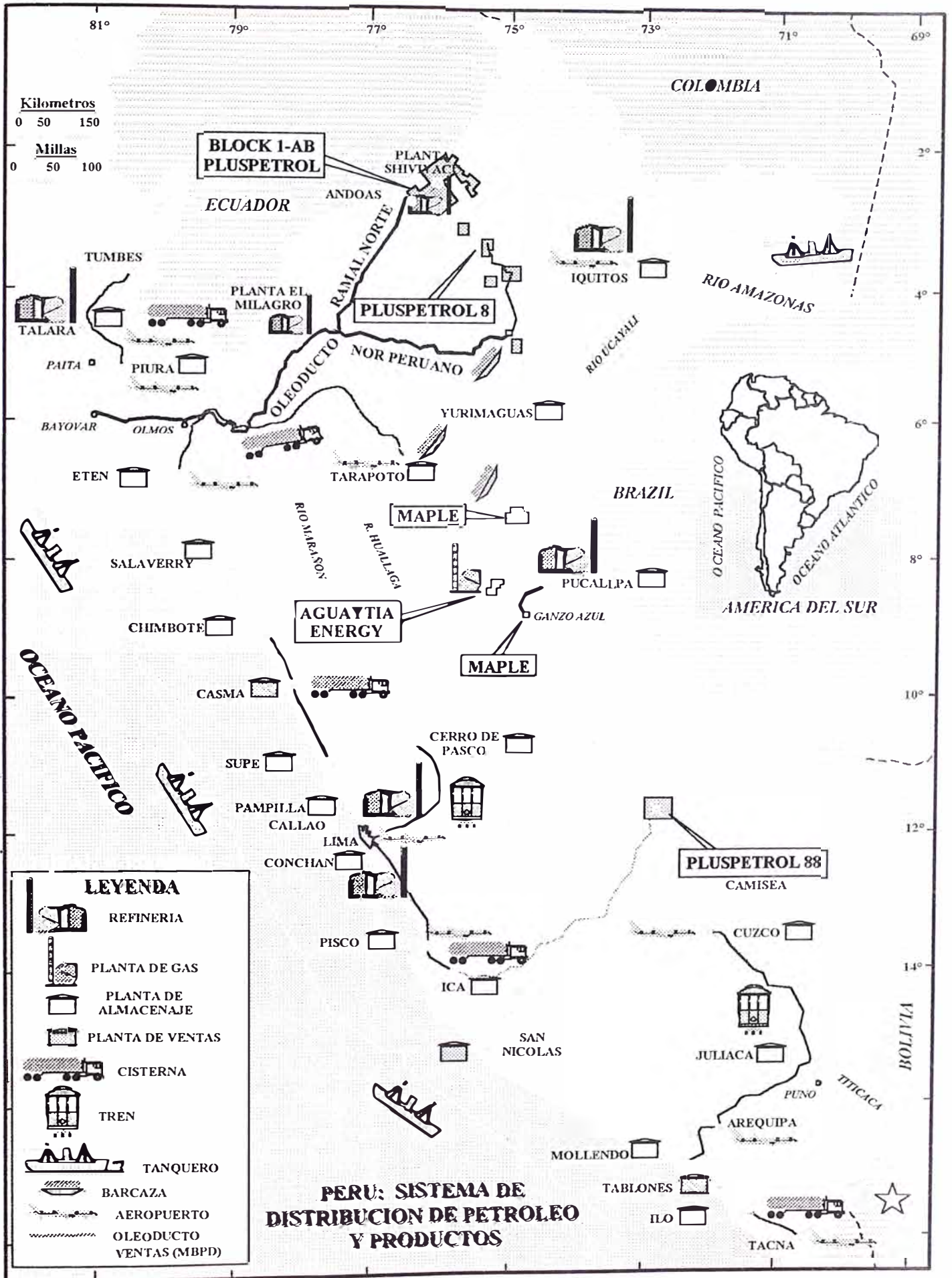
1. Baumeister T., Avallone E., Baumeister III T., "MARKS Manual del Ingeniero Mecánico" Edit. McGraw-Hill -México 1982
2. Perry Jhon, " Manual del Ingeniero Químico", Edit. McGraw-Hill – México 1958
3. Cleaver&Brooks "Manual Selmec de Calderas" Sociedad Electromecanica Mexico 1976
4. Ing. Galarza Termodinámica II "Combustible Basados en Aluminio y Zinc." Publicación Universidad Nacional de Ingeniería 2001
5. V. Morales Galindo "Manual de Gas G.L.P." México
6. BALTUR "Instrucciones Técnicas para quemadores de Gas" Edit. Julio 1997
7. Ing. Percy Castillo " Combustión Industrial de Gas Natural" Edit. Combustión & Clinkerización, 2001
8. Itintec "Manual de Eficiencia Energética de Calderas Industriales" Edit.Centro de Desarrollo Industrial, Octubre 1991
9. Ing. Percy Castillo Neyra "Curso Mantenimiento Energético e Planta Industriales" Febrero 1992
10. "Por la puesta en valor del Gas de Camisea" Universidad Nacional de Ingeniería – FIM – 2001
11. "Sistem gas natural para vehículos" Grupo I.M.P.C.O. - Mexico
12. WEB SITES - www.gnc.es - www.men.gob.pe -www.unsa.edu.pe - www.petroperu.com.pe – www.osinerg.gob.pe

ANEXOS

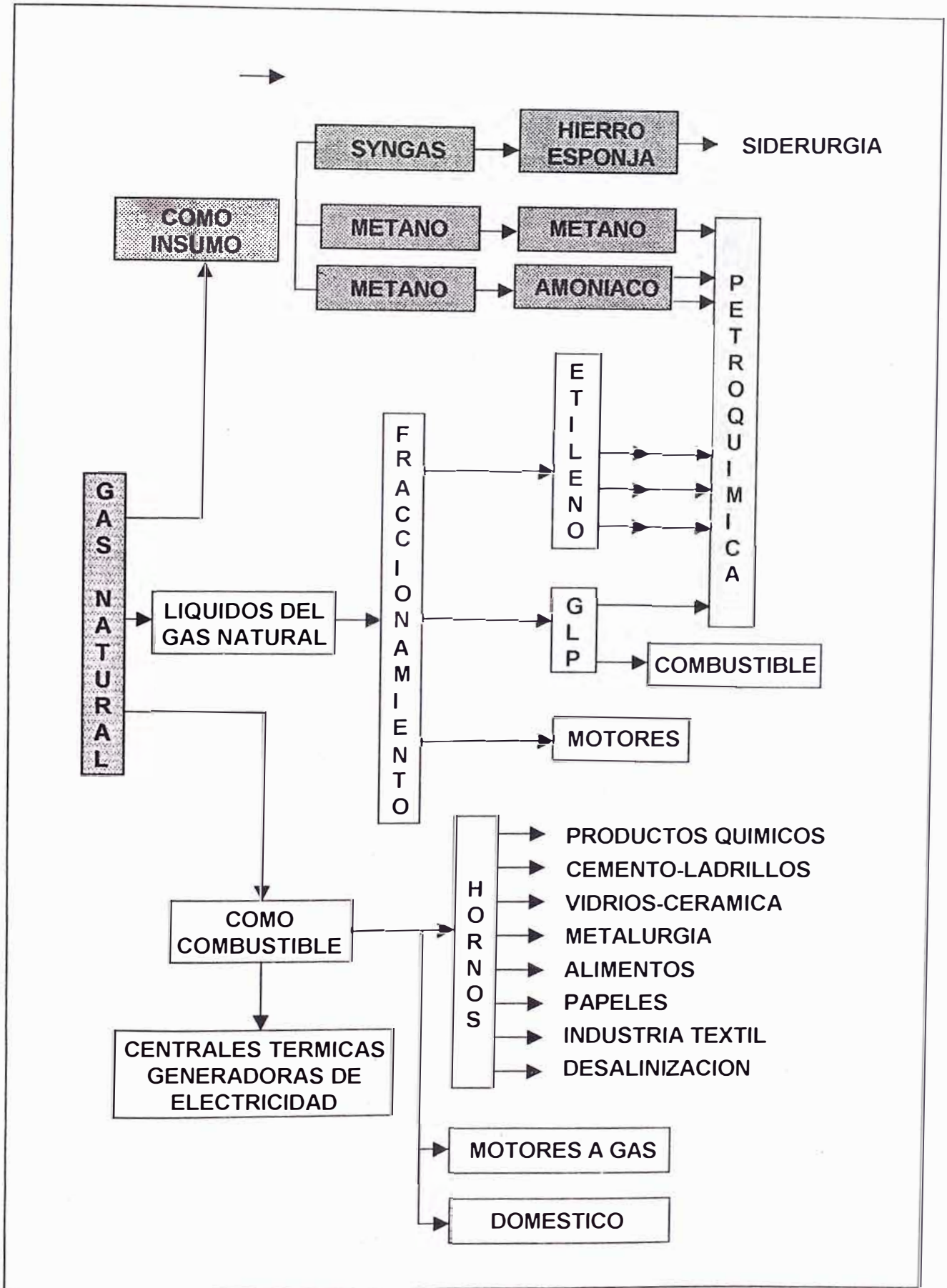
ANEXOS

1. Plano del Sistema de Distribución de Petróleo y sus Productos
2. Esquema de utilización del gas natural
3. Balanza Comercial de Hidrocarburos - Diciembre 2001 – Fuente pagina Web M.E.M.
4. Balanza Comercial de Hidrocarburos – Enero 2002 – Fuente pagina Web M.E.M.
5. Estadísticas de la Refinación del Petróleo Producción Febrero 2002 Fuente pagina Web M.E.M.
6. Estructura de Precios de los Combustibles Enero y Febrero del 2002- Fuente pagina Web M.E.M.
7. Mercado Interno – Venta de Combustible en el País – enero 2002 - Fuente pagina Web M.E.M
8. Producción Fiscalizada de Gas Natural –Cuadro comparativo – Enero 2002 Fuente pagina Web Petroperu
9. Pliego Tarifario máximo de distribución de gas natural en Baja Presión – opción 1 y opción 2 –
10. Plano de distribución de sala de calderos con instalación de Petróleo Industrial nº 6
11. Esquemas Generales para unir más de un quemador a la red de gas a Media Presión – Fuente catalogo instrucciones Baltur
12. Control de calidad y Test de combustión del caldero Kewanee de 3 pasos y espalda húmeda con una capacidad de 7500 HP

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PETROLEO Y SUS PRODUCTOS



Esquema de utilización del gas natural



BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

DICIEMBRE 2001

EXPORTACIONES FOB		EMPRESA					Diciembre 2001		
PRODUCTO (MBLS)	PLUSPETROL	PETROPERÚ	RELAPASA	REPSOL YPF	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Crudo	397,3	-	-	-	-	397,3	397,3	13,6	5.385,2
Gasolinas	-	284,4	-	-	-	284,4	284,4	18,3	5.207,2
Nafta / HGOBS	-	4,0	-	-	-	4,0	4,0	36,4	145,6
Gasolinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Destilados Medios	-	8,2	-	55,4	52,2	115,8	115,8	30,8	3.561,8
KeroTurbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbo JP-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	15,0	-	-	-	15,0	15,0	30,2	453,9
Material de Carta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Residuales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crudo Reducido	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Residual 6	-	221,3	-	-	-	221,3	221,3	15,2	3.363,0
Residual 500	-	-	628,1	-	-	628,1	628,1	12,4	7.774,4
IFO Intermediata Fuel Oil / Bunker	-	124,9	-	-	-	124,9	124,9	17,3	2.158,3
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asfaltos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acido Nefánico	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	397,3	657,8	628,1	55,4	52,2	1.790,9	1.790,9	15,7	28.049,4
PRODUCTO (MBLS)	MOBIL	TEXACO	SHELL	CASTROL	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Bases Lubricantes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aceites Lubricantes	0,94	0,0	-	-	-	0,98	0,98	110,6	108,5
SUBTOTAL	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	110,6	108,5
PRODUCTO (MBLS)	MOBIL	ISOPETROL	SHELL	CASTROL	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Grasas Lubricantes	0,31	-	-	-	-	0,31	0,31	9,5	2,9
SUBTOTAL	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	9,5	2,9
TOTAL EXPORTACIONES FOB							1.792,2	15,7	28.160,8
IMPORTACIONES CIF		EMPRESA					Diciembre 2001		
PRODUCTO (MBLS)	PETROPERÚ	RELAPASA	REPSOL YPF	ZETA GAS	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Crudo	360,1	2.724,7	-	-	-	3.084,8	3.084,8	17,2	52.968,7
Gasolinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina de Aviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta Reformada (HGOBS)	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	26,6	53,3
Destilados Medios	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Keroturbo	67,4	-	-	-	10,0	77,4	77,4	25,7	1.986,1
Diesel	694,8	-	-	-	16,0	710,8	710,8	23,2	16.499,5
Material de Carta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	16,0	-	-	-	33,7	49,6	49,6	19,6	975,0
Butano	-	-	30,9	15,2	-	46,1	46,1	18,9	869,4
Propano	-	-	66,7	39,4	-	106,1	106,1	16,6	1.761,1
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solventes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MTBE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prod. Petroquímicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	1.138,3	2.724,7	97,6	54,5	61,7	4.076,8	4.076,8	18,4	75.113,0
PRODUCTO (MBLS)	MOBIL	SHELL	TEXACO	CASTROL	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Bases Lubricantes	26,5	18,8	13,3	-	0,9	59,4	59,4	56,7	3.367,7
Aceites Lubricantes	0,02	-	0,28	-	3,1	3,4	3,4	108,8	373,1
SUBTOTAL	26,5	18,8	13,5	0,0	4,0	62,8	62,8	59,5	3.740,8
PRODUCTO (MBLS)	MOBIL	SHELL	TEXACO	CASTROL	OTROS	TOTAL	MBLS	US\$ / BL	MUS \$
Grasas Lubricantes	-	0,25	0,09	0,01	0,35	0,7	0,7	222,6	155,9
SUBTOTAL	0,0	0,3	0,1	0,0	0,4	0,7	0,7	222,6	155,9
TOTAL IMPORTACIONES CIF							4.140,3	18,1	79.009,8
BALANZA COMERCIAL							Diciembre 2001		
							MBLS	US\$ / BL	MUS \$
							2.146,1	21,7	50.640,3

Durante el mes de Diciembre, la Balanza Comercial de Hidrocarburos reportó un déficit de U.S. \$ 50 848 800, el cual resulta mayor en un 150 % respecto al déficit reportado el mes anterior (Noviembre 2001), acumulándose durante el año 2001, un déficit de U.S. \$ 503 841 000.

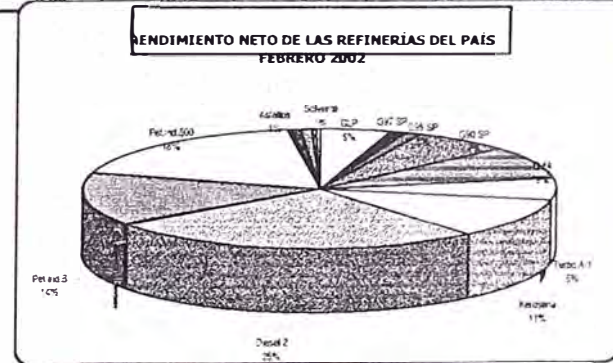
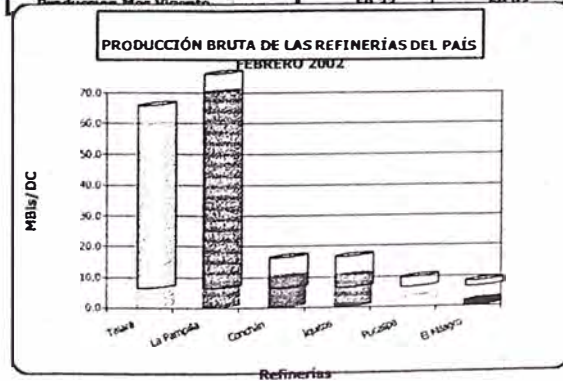
Balanza Comercial Hidrocarburos Enero 2002
FUENTE: WWW.MEN.GOB.PE

REFINACIÓN
PRODUCCIÓN FEBRERO 2002

PRODUCCIÓN Productos	Talara MBLs/DC	La Pampilla MBLs/DC	Conchán MBLs/DC	Iquitos MBLs/DC	Pucallpa MBLs/DC	El Milagro MBLs/DC	Total Nacional MBLs/DC
Productos Terminados							
GLP	4.71	1.91	-	-	-	-	6.62
Gasolina 97 - SP	-	1.44	0.05	-	-	-	1.50
Gasolina 95 - SP	0.70	0.44	0.28	-	-	-	1.42
Gasolina 90 - SP	3.84	5.30	0.10	0.09	-	-	9.34
Gasolina 84	8.59	1.74	0.35	0.66	0.73	0.18	12.25
Gasolina de Exportación	-	-	-	0.15	-	-	0.15
Turbo A-1	1.03	6.32	-	0.67	0.13	0.02	8.16
Kerosene	10.87	2.96	-	0.27	0.41	0.33	14.84
Diesel 2	11.71	19.11	1.75	2.41	0.59	0.39	35.96
Bunker Nacional	-	-	-	-	-	-	-
Marine Fuel Oil MFO	0.45	-	-	-	-	-	0.45
Intermediate Fuel Oil IFO	-	-	-	-	-	-	-
Petróleo Industrial N°6	10.59	2.73	5.44	1.28	0.16	-	20.20
Petróleo Industrial 500	0.97	23.81	0.28	-	-	-	25.06
Asfalto Líquido	0.11	0.14	0.10	-	-	-	0.35
Asfalto Sólido	0.35	0.11	0.52	-	-	-	0.76
Solvente 1	0.24	-	0.30	-	0.58	-	1.12
Solvente 3	0.31	-	0.02	-	-	-	0.33
Naftoil Industrial Premium	-	-	-	-	0.55	-	0.55
Sub - Total	54.48	65.80	9.17	5.54	3.15	0.92	139.07
Productos en Proceso							
Butano	0.07	-	-	-	-	-	0.07
Propano	0.02	-	-	-	0.03	-	0.02
Gasolina Primaria	-	-	-	-	-	-	0.03
Gas Seco/Combustible	0.56	0.98	-	-	-	-	1.54
Gas UDP	0.01	-	-	-	-	-	0.01
Nafta Liviana/Pesada	-	-	-	0.01	-	-	0.01
Nafta Virgen	2.80	-	-	-	-	-	2.80
Nafta Craqueada	2.16	-	-	-	-	-	2.16
Gasoleo Pesado / Liviano	-	-	-	-	-	-	-
Crudo Reducido	0.37	-	-	4.55	-	0.89	5.82
Residual Asfáltico	-	-	-	-	-	-	-
Solvente RC	-	-	0.02	-	-	-	0.02
Material de Corte	-	-	-	-	-	-	-
Slop	-	-	-	-	0.02	0.00	0.03
Sub - Total	6.00	0.98	0.02	4.56	0.05	0.89	12.50
Uso Propio	-	0.79	-	-	-	-	0.79
Residuales a/(de) Inventarios	-	2.13	-	-	-	-	2.13
Otros Productos a/(de) Inventarios	0.76	0.65	-	-	-	-	1.41
Pérdidas y Ganancias	1.91	0.42	0.79	0.05	0.01	0.00	1.48
Total Producción Neta	59.33	69.93	9.99	10.15	3.22	1.82	154.43

Prod. Liq.de Gas Natural	AGUAYTIA	EEPSA	TOTAL
Productos	MBLS/DC	MBLS/DC	MBLS/DC
GLP	1.44	0.22	1.66
Gasolina Natural	2.66	0.39	3.05
Solvente	-	0.16	0.16
Propano Saturado	-	0.01	0.01
Butano Saturado	-	0.00	0.00
TOTAL	4.10	0.78	4.88

PRODUCCIÓN BRUTA REFINERÍAS	MB / DC Talara	MB / DC La Pampilla	MB / DC Conchán	MB / DC Iquitos	MB / DC Pucallpa	MB / DC El Milagro	MB / DC Total Nacional
Capacidad Instalada	62.00	100.00	15.50	10.50	3.25	1.70	192.95
Producción Max. Vigente	59.33	69.93	9.99	10.15	3.22	1.82	154.43



Los petróleos industriales y las gasolinas motor representaron el mayor porcentaje en la producción de derivados de petróleo durante el mes de Febrero 32% y 18%, respectivamente, seguido del Diesel 26%, Kerosene 11%, Turbo A -1 6% y GLP 5%. La mayor producción bruta la alcanzó la Refinería La Pampilla con un 45,3 %, seguida por la Refinería Talara con un 38,4%, Refinería Iquitos 6,6 %, Refinería Conchán 6,5% y por último las Refinerías Pucallpa y El Milagro (3,2 %).

MERCADO INTERNO
ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
PRECIOS VIGENTES AL 31 DE ENERO DEL 2002
(Soles por Galón)

COMBUSTIBLES	Precio Neto Petroperú (Al 31/01/2002)	IMPUESTOS			Precio Ex-Planta Callao	Margen Comercial (1)	Precio Al Público (*)
		Al Rodaje 8%	Selectivo al Consumo (2)	General a las Ventas (18%)			
Gas Licuado (**)	0,98	-	0,23	0,22	1,43	1,14	2,57
Gasolina 97 SP	2,98	0,24	3,63	1,23	8,08	1,50	9,58
Gasolina 95	2,93	0,23	3,32	1,17	7,65	1,33	8,98
Gasolina 90	2,72	0,22	3,13	1,09	7,16	0,77	7,93
Gasolina 84	2,55	0,20	2,46	0,94	6,15	0,83	6,98
Kerosene	2,61	-	0,78	0,61	4,00	1,59	5,59
Diesel 2	2,49	-	2,07	0,82	5,38	0,52	5,90
Pet. Industrial 6	1,89	-	-	0,34	2,23	-	-
Pet. Industrial 500	1,84	-	-	0,33	2,17	-	-

1.- Los Margenes son libres, los valores son estimados (DGH). Incluye el I.G.V. sobre el Margen.

2.- El Impuesto Selectivo al Consumo, por medio del D.S. N° 025-97-EF, publicado el 12 de Marzo de 1997, establece montos fijos para cada tipo de combustible.

Mediante Decreto Supremo N° 212-2001-EF de fecha 02 de noviembre del 2001 se modifican los valores del ISC, posteriormente se vuelven a modificar el 24 de noviembre mediante D.S. N° 218-2001-EF.

(*) Fuente: INEI

(**) Precio expresado en soles por kilogramo.

Notas :

Durante el mes de Enero, los dos productores mas importantes: PETROPERU y RELAPASA, modificaron sus precios el 09 y 11 de enero, respectivamente, precios que reemplazaron a la lista que se mantenía vigente desde el 12 de Diciembre del 2001.

MERCADO INTERNO

ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

PRECIOS VIGENTES AL 28 DE FEBRERO DEL 2002

(Soles por Galón)

COMBUSTIBLES	Precio Neto Petroperú (Al 08/02/2002)	I M P U E S T O S			Precio Ex-Planta Callao	Margen Comercial (1)	Precio Al Público (*)
		Al Rodaje 8%	Selectivo al Consumo (2)	General a las Ventas (13%)			
Gas Licuado (**)	0.98	-	0.23	0.22	1.43	1.11	2.54
Gasolina 97 SP	2.98	0.24	3.63	1.23	8.08	1.53	9.61
Gasolina 95	2.93	0.23	3.32	1.17	7.65	1.35	9.00
Gasolina 90	2.72	0.22	3.13	1.09	7.16	0.80	7.96
Gasolina 84	2.55	0.20	2.46	0.94	6.15	0.83	6.98
Kerosene	2.61	-	0.78	0.61	4.00	1.57	5.57
Diesel 2	2.41	-	2.07	0.81	5.29	0.61	5.90
Pet. Industrial 6	1.81	-	-	0.33	2.14	-	-
Pet. Industrial 500	1.76	-	-	0.32	2.08	-	-

1.- Los Margenes son libres, los valores son estimados (DGH). Incluye el I.G.V. sobre el Margen.

2.- El Impuesto Selectivo al Consumo, por medio del D.S. N° 025-97-EF, publicado el 12 de Marzo de 1997, establece montos fijos para cada tipo de combustible.

Mediante Decreto Supremo N° 212-2001-EF de fecha 02 de noviembre del 2001 se modifican los valores del ISC, posteriormente se vuelven a modificar el 24 de noviembre mediante D.S. N° 218-2001-EF.

(*) Fuente: INEI

(**) Precio expresado en soles por kilogramo.

Notas :

Durante el mes de Febrero, los dos productores mas importantes: PETROPERU y RELAPASA, modificaron sus precios el día 08, precios que reemplazaron a la lista que se mantenía vigente desde el 06 de enero del 2002.

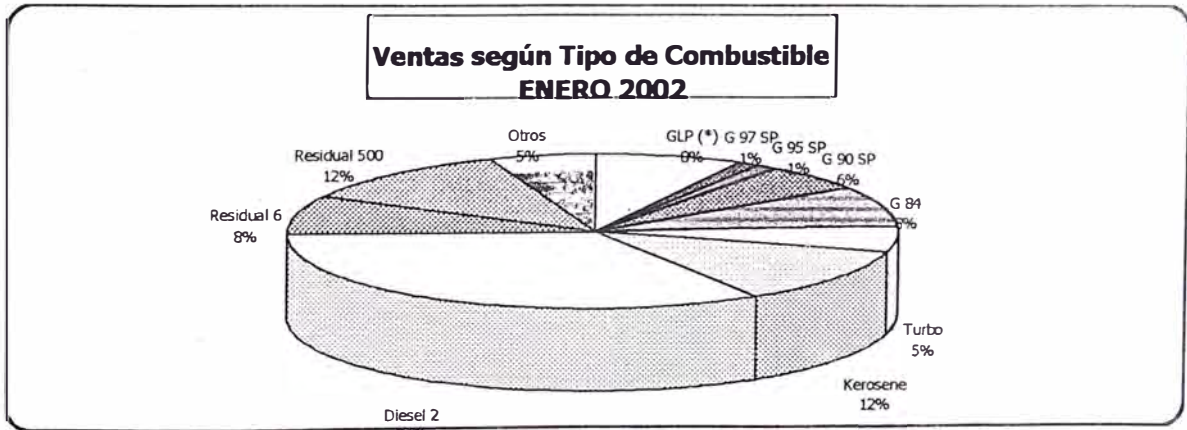
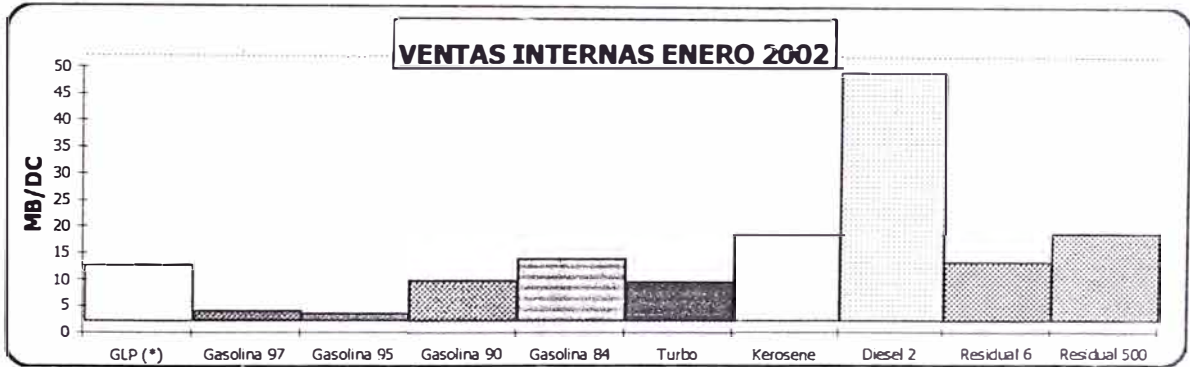
MERCADO INTERNO

VENTA DE COMBUSTIBLES EN EL PAÍS

ENERO 2002

Producto	MB/DC Enero 2001	MB/DC Enero 2002	% Tasa de Crecimiento
GLP (*)	10,66	10,64	-0,20
Gasolina 97	1,75	1,85	5,66
Gasolina 95	1,34	1,42	5,90
Gasolina 90	8,08	7,75	-4,10
Gasolina 84	13,01	11,80	-9,31
Turbo	6,70	7,43	10,88
Kerosene	13,51	16,37	21,17
Diesel 2	50,46	46,85	-7,15
Residual 6	8,93	11,12	24,52
Residual 500	12,83	16,45	28,22
Otros	5,51	7,59	37,75
Total	132,78	139,26	4,88

(*) Cifras Preliminares

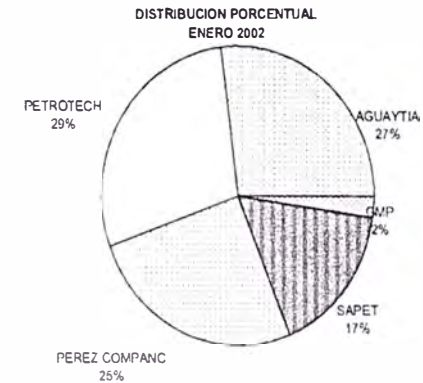
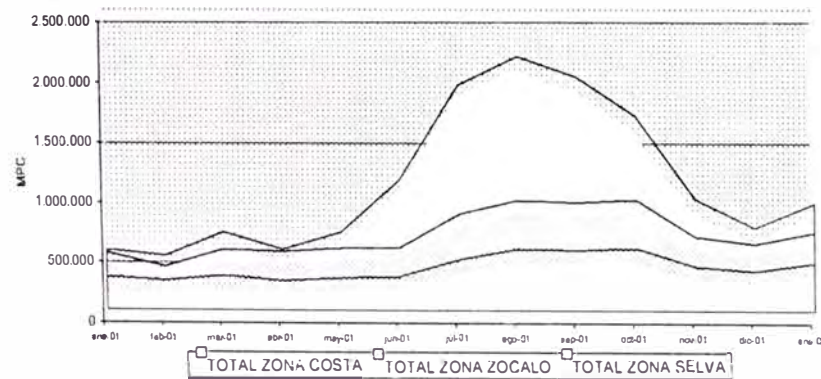


La venta interna de combustibles derivados del petróleo durante el mes de Enero en promedio diario fue de 139 260 barriles. El mayor porcentaje de las ventas lo representó el Diesel 2 (34%), seguido de los petróleos residuales (20 %), las gasolina motor (16 %), kerosene (12%), GLP (8 %), turbo A-1 (5%) y otros productos (5%), respectivamente.

**PRODUCCION FISCALIZADA DE GAS NATURAL
CUADRO COMPARATIVO - ENERO 2002**

(MPC)

COMPAÑIA	LOTE	2 001												2.002		
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	DIFERENCIA ENE - DIC	DIF. (%)
GMP	I	0	0	736	0	0	0	17 949	25 961	26 215	26 215	11 263	12 262	19 184	6 922	36,1
PET. MONTERRICO	II															
MERCANTILE	III															
RIO BRAVO	IV															
GMP	V															
SAPET	VI/VII	28 331	0	49 786	45 126	48 182	53 958	130 541	207 862	200 096	211 123	125 975	109 045	151 820	42 775	28,2
UNIPETRO	IX															
PEREZ COMPANC	X	246 619	249 132	238 096	201 811	224 527	233 124	272 242	281 688	274 919	281 856	235 119	214 022	227 562	13 540	6,0
TOTAL ZONA COSTA		274.950	249.132	288.618	246.937	272.709	287.082	420.732	515.511	501.230	519.194	372.357	335.329	398.566	63.237	15,9
PETROTECH	Z-2B	201.231	112.027	220.475	241.208	248.934	240.588	384.369	410.565	401.825	412.201	247.755	223.228	259.450	36.222	14,0
TOTAL ZONA ZOCALO		201.231	112.027	220.475	241.208	248.934	240.588	384.369	410.565	401.825	412.201	247.755	223.228	259.450	38.222	14,0
PLUSPETROL	1-AB															
PLUSPETROL	8															
MAPLE	31 B/D															
AGUAYTIA	31 C	28 764	95 545	147 074	22 570	136 386	567 400	1 073 592	1 188 293	1 043 744	690 748	316 946	137 296	241 328	104 032	43,1
TOTAL ZONA SELVA		28.764	95.545	147.074	22.570	136.386	567.400	1.073.592	1.188.293	1.043.744	690.748	316.946	137.296	241.328	104.032	43,1
TOTAL PAIS (MPC)		504.945	456.704	656.167	510.715	658.029	1 095.070	1.878.693	2.114.369	1.946.799	1.622.141	937.058	695.853	899.344	203.491	22,6
PROMEDIO (MPC/DIA)		16.289	16.311	21.187	17.024	21.227	36.502	60.803	68.205	64.893	52.327	31.235	22.447	29.011	8.564	22,6



FUENTE: PERUPETRO

Enero 2002

Empresa: Concesionario de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao
 Fecha de Vigencia: A partir de la Puesta en Operación Comercial, tal como está definido en el numeral 2.21 del Art. 2° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (DS N° 042-99-EM).

PLIEGO TARIFARIO MAXIMO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN BAJA PRESION

OPCION 1: Pago de la acometida a través de la factura mediante un cargo mensual.

		UNIDAD	TARIFA sin IGTV
TARIFA BP-A1 CM = 0 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	SI./mes	2,444
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	SI./m ³	0,893
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	SI./m ³ / día	-
	Cargo Variable	SI./m ³	PG + (TRT+TRAP)/FC/30,41

TARIFA BP-B1 CM = 850 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	SI./mes	71,294
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	SI./m ³	0,081
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	SI./m ³ / día	-
	Cargo Variable	SI./m ³	PG + (TRT+TRAP)/FC/30,41

TARIFA BP-C1 CM = 142,000 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	SI./mes	2 418,574
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	SI./m ³	0,017
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	SI./m ³ / día	TRT + TRAP
	Cargo Variable	SI./m ³	PG

TARIFA BP-D1 CM = 850,000 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	SI./mes	7 654,144
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	SI./m ³	0,009
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	SI./m ³ / día	TRT + TRAP
	Cargo Variable	SI./m ³	PG

Empresa: Concesionario de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao
 Fecha de Vigencia: A partir de la Puesta en Operación Comercial, tal como está definido en el numeral 2.21 del Art. 2° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (DS N° 042-99-EM).

PLIEGO TARIFARIO MAXIMO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN BAJA PRESION

OPCION 2: Pago de la acometida mediante el pago del presupuesto de la misma y un cargo por su mantenimiento y reposición.

		UNIDAD	TARIFA sin IGV
TARIFA BP-A2 CM = 0 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	\$/mes	9,606
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	\$/m ³	0,389
	Presupuesto de Acometida Fijo (pago único)	\$/	1 076,000
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	\$/m ³ /día	-
	Cargo Variable	\$/m ³	PG + (TRT+TRAP)/FC/30,41

TARIFA BP-B2 CM = 850 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	\$/mes	47,157
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	\$/m ³	0,035
	Presupuesto de Acometida Fijo (pago único)	\$/	2 249,000
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	\$/m ³ /día	-
	Cargo Variable	\$/m ³	PG + (TRT+TRAP)/FC/30,41

TARIFA BP-C2 CM = 142,000 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	\$/mes	2 321,609
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	\$/m ³	0,015
	Presupuesto de Acometida Fijo (pago único)	\$/	28 111,000
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	\$/m ³ /día	TRT + TRAP
	Cargo Variable	\$/m ³	PG

TARIFA BP-D2 CM = 850,000 m ³ /mes	DISTRIBUCION BAJA PRESION		
	Cargo Fijo	\$/mes	7 285,090
	Cargo Variable (sobre exceso del CM)	\$/m ³	0,008
	Presupuesto de Acometida Fijo (pago único)	\$/	72 284,000
	GAS, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ALTA PRESION		
	Cargo Capacidad	\$/m ³ /día	TRT + TRAP
	Cargo Variable	\$/m ³	PG

Donde: PG Precio del gas en boca de pozo (\$/m³)
 TRT Tarifa regulada de transporte (\$/m³/día), cargo mensual.
 TRAP Tarifa regulada de distribución alta presión (\$/m³/día), cargo mensual.
 FC Factor de carga igual a 0.80
 CM Consumo mínimo facturable (m³/mes)

Fuente: Resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 014-99 P/CTE, publicado el 12.12.99.

Empresa: Empresa de Gas Talara S.A. (GASTALSA)
Concesión: Distribución de gas natural por red de ductos en el área geográfica del distrito de Pariñas, provincia de Talara, departamento de Piura.
Fecha de Vigencia: A partir de la fecha de publicación hasta el período establecido en la cláusula 12.2.1 de su Contrato de Concesión.

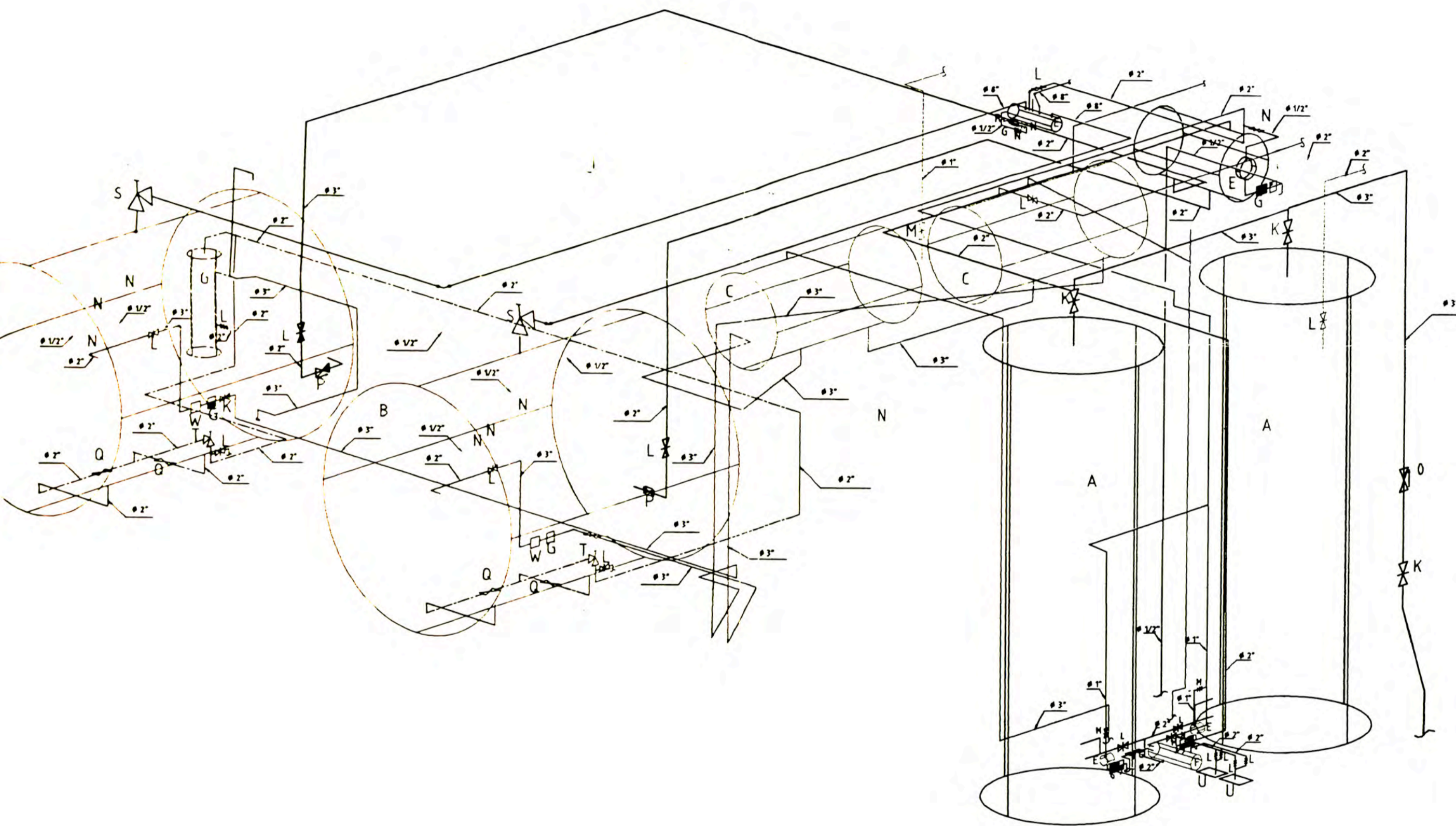
PLIEGO TARIFARIO MAXIMO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN BAJA PRESION

		UNIDAD	TARIFA sin IGV
TARIFA	Cargo por Consumo	S./m ³	TMI

Donde: TMI Tarifa Máxima Inicial en nuevos soles por metro cúbico estándar de gas natural con poder calorífico superior igual a $40,0 \times 10^{-3}$ Giga Joules por metro cúbico estándar, señalada en el art. 1° de la Resolución N° 026-2000 P/CTE publicada el 18.11.00. Esta tarifa se determina con un porcentaje del precio de venta promedio mensual del Gas Licuado de Petróleo (GLP), deducido el IGV, como equivalente energético en el área del departamento de Piura.

- Notas:**
- 1) Este pliego tarifario sólo incluye un cargo por consumo, que comprende: a) el costo del gas en el punto de entrega; b) el costo del servicio de distribución; y c) una utilidad sobre los costos de distribución. Este pliego no incluye un cargo por acometida, el mismo que será regulado por la CTE cuando el concesionario presente la información solicitada mediante Oficio SE/CTE N° 0526-2000 del 03.11.00.
 - 2) Asimismo, el concesionario deberá presentar a la CTE su propuesta de categorías de consumidores para su aprobación, de conformidad con el art. 4° de la referida resolución.
 - 3) El concesionario deberá publicar su pliego tarifario aplicable al área de concesión, y cobrará una tarifa que no podrá ser mayor a la TMI.

PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE SALA DE
CALDEROS CON INSTALACIÓN DE PETROLEO
INDUSTRIAL N° 6



LEYENDA			
COD.	CANT.	DESCRIPCION	CARACTERISTICAS
A	2	DEPOSITO DE COMBUSTIBLE	R-500/ 20,000GLNS.
B	2	CALDERO	1000 BHP PIROTUB.
C	2	DEPOSITO DE AGUA	
D	1	DEPOSITO DE CALENTAMIENTO DE COMBUSTIBLE	
E	3	SERPENTIN DE CALENTAMIENTO	COMBUSTIBLE
F	1	CALENTADOR DE COMBUSTIBLE	
G	7	FILTRO	
H	4	MANOMETRO	
J	4	TRAMPA DE VAPOR	
K	4	VALVULA GATE 3"	
L	13	VALVULA GATE 2"	
M	3	VALVULA GATE 1"	
N	9	VALVULA GATE 1/2"	
O	1	VALVULA ANTIRETORNO 3"	
P	2	VALVULA ANTIRETORNO 2"	
Q	4	VALVULA EVERLASTING 2"	
R	1	VALVULA DE ALIVIO 1/2"	
S	2	VALVULA GATE ANGULAR 8"	
T	2	VALVULA GATE ANGULAR 2"	
U	2	BOMBA	COMBUSTIBLE
V	1	TANQUE DE CONDENSADO	
W	2	BOMBA	AGUA

CODIGO DE LINEAS		PLANC DE INSTALACION EN FABRICA INDUSTRIAL SALA DE CALDEROS		
—	VAPOR	METODO DE PROYECCION	ISOMETRICO	PLANTA DE GENERACION DE VAPOR
—	COMBUSTIBLE			
---	GAS	DIBUJADO	ARMAS ROMERO CARLOS	LAMINA A2-1.1
----	CONDENSADO			
—	AGUA BLANDA	REVISADO	ARMAS ROMERO CARLOS	FECHA 30.04.02
—	AGUA DURA			
—	DESAGUE			

CONTROL DE CALIDAD Y TEST DE
COMBUSTIÓN DEL CALDERO KEWANNE DE
3 PASOS Y ESPALDA HUMEDA CON
CAPACIDAD DE 750 HP

Quality Assurance Firetest Record

General Data: Order No. 860501 Memo _____

Job Name & Location FABRITEX -- LIMA, PERU

Boiler Model: H3S-750-O6 Pressure 150 U.L. 'B' Number _____

Insurance No. 11612 National Board No. 47424

Burner Model KFP 30-1800-O6 U.L. 'A' Number AM 663007

Power: Blower Volts 440 Phase 3 Cycle 60 Overload No. E-73

Oil Pumps Volts _____ Phase _____ Cycle _____ Overload No. E-27

Comp. Volts _____ Phase _____ Cycle _____ Overload No. E-51

Oil Heater Volts _____ Phase _____ Cycle _____ Overload No. _____

Combustion

Control: Mfr. HONEYWELL Type RM7840 S/N 9542M37198

Wiring Diagram No. 860501 WD Rev. _____

TEST RESULTS

LP 2500 BTU/Cu.Ft.

Natural Gas 1020 BTU/Cu.Ft.

Type Oil 6 BTU/Gal. _____

Nozzle Size 200 GAL. 100 DEG.

Operational Checks

	Lo-Fire		Hi-Fire	
	Gas cfh	Oil gph*	Gas cfh	Oil gph*
Firing Rate		41		209.2
Fuel Temp. F		210		180
Oil Pressure Pump		79		64
Oil Pressure Nozzle		18		40
CO2		9.9		11.9
CO				
O2		7.6		5.0
Stack Temp. F **		310		340
Smoke Bacharach No.		1 YELLOW		1 YELLOW
O.F. Draft In. W.C.		.20		1.50
Stack Draft In. W.C.		.04		.44
Gas Ring Pressure In. W.C.				
Gas Manifold Pressure				
Ambient Air Temp.		61		61
Atomizing Air Pressure		22		36
Combustion Control Signal				
	Pilot	<u>5.0</u>	Main Flame	<u>5.0</u>

Low Water Cut-off #1	<input checked="" type="checkbox"/>
Low Water Cut-off #2	<input checked="" type="checkbox"/>
High Water Cut-off	<input type="checkbox"/>
Operating Control	<input checked="" type="checkbox"/>
Limit Control	<input checked="" type="checkbox"/>
Hi-Low Or Mod. Control	<input checked="" type="checkbox"/>
Safety Combustion Control	<input checked="" type="checkbox"/>
Fuel-Air Interlock	<input checked="" type="checkbox"/>
High Pressure Gas Switch	<input type="checkbox"/>
Low Pressure Gas Switch	<input type="checkbox"/>
Low Pressure Oil Switch	<input checked="" type="checkbox"/>
Low Atomizing Press. Switch	<input checked="" type="checkbox"/>
Lo Oil Temp. Interlock	<input checked="" type="checkbox"/>
Hi Oil Temp. Interlock	<input type="checkbox"/>

* Oil GPH is catalog rating

** Typical for fire test only

CHECK LIST:

Blower Clearance	<input checked="" type="checkbox"/>
Sight Tube Alignment	<input checked="" type="checkbox"/>
Mod. Motor Link	<input checked="" type="checkbox"/>
Caution Label	<input checked="" type="checkbox"/>
Compressor Alignment	<input checked="" type="checkbox"/>
Belt Tension	<input checked="" type="checkbox"/>
Fan Vibration	<input checked="" type="checkbox"/>
Warranty Label	<input checked="" type="checkbox"/>

LEAKAGE INSPECTION CHECK LIST:

Combustion Products	<input checked="" type="checkbox"/>
Oil Trim	<input checked="" type="checkbox"/>
Gas Train	<input type="checkbox"/>
Atomizing Air	<input checked="" type="checkbox"/>
Hydrostatic Test:	<input checked="" type="checkbox"/>

Front Smoke Box Is: _____

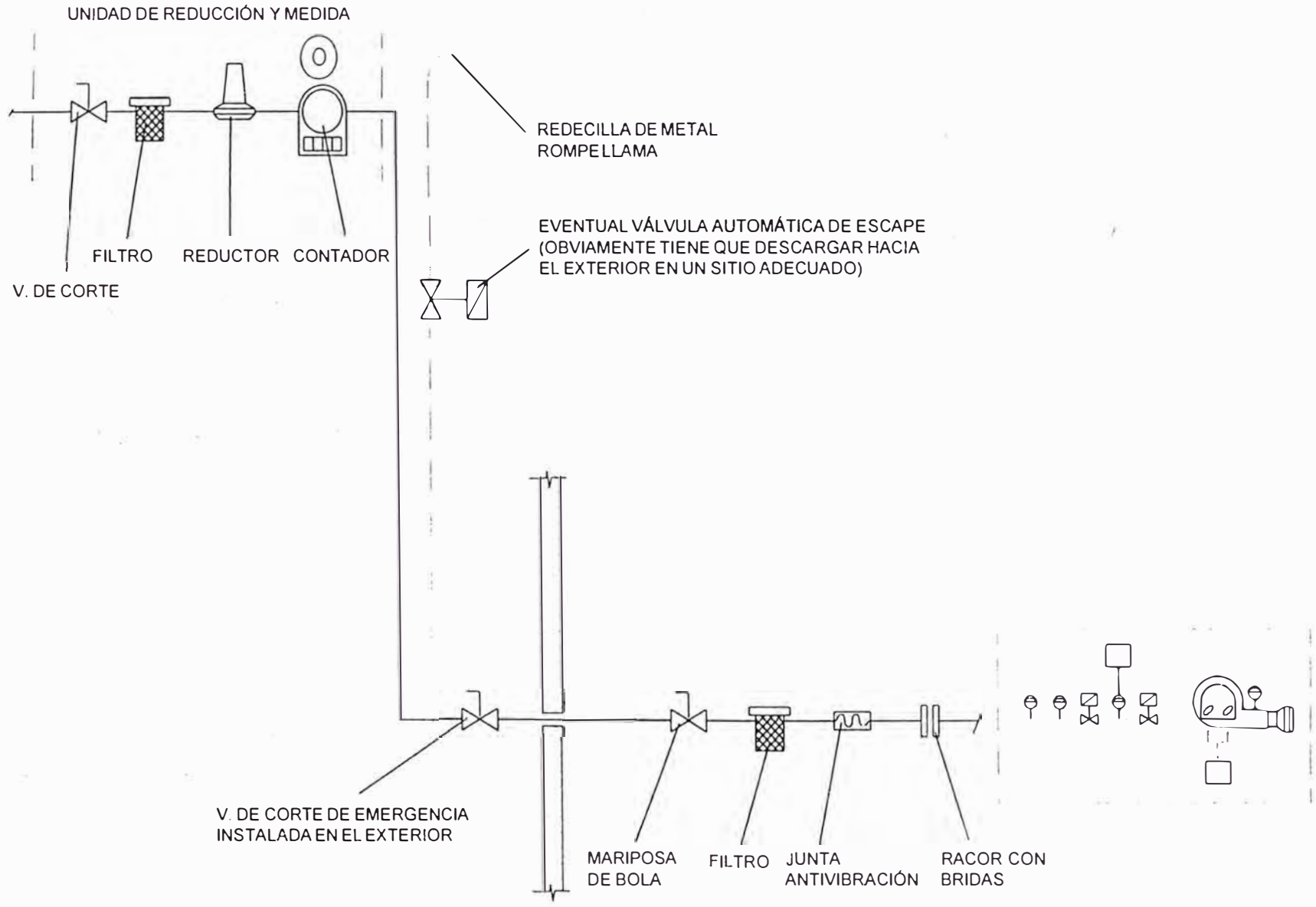
PSI 150

Tested By: VAN DEVILDER

Date 12/4/95

Notes:

ESQUEMA GENERAL PARA UNIR MÁS DE UN QUEMADORA A LA RED DE GAS A MEDIA PRESIÓN (BT 8531/1)



**ESQUEMA GENERAL PARA UNIR MÁS
DE UN QUEMADOR A LA RED DE GAS A MEDIA
PRESIÓN (BT 8530/1)**

