

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y MANUFACTURERA**



**" ESTUDIO DE LA EFICIENCIA ENERGETICA  
EN UNA REFINERIA CON DESTILACION ATMOSFERICA:  
CASO REFINERIA EL MILAGRO "**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO QUIMICO**

**JUANA ELVIRA URBINA QUINTO**

**LIMA - PERU**

**2002**

## **DEDICATORIA**

A mis padres Aurelio y Mary, por lo que me han brindado en toda una vida: su amor, comprensión, su infaltable apoyo y confianza total, en mi desarrollo profesional y humano.

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar agradezco a Dios por orientar mi vida en el camino del bien y por haberme dado fuerza necesaria para vencer adversidades y lograr mi formación profesional.

A la Empresa Petróleos del Perú S.A., Operaciones Oleoducto, por haberme dado la oportunidad de realizar mi Tesis, bajo la modalidad de Beca de Tesis en su departamento técnico .

Mi mas sincero reconocimiento y agradecimiento al Ing. Jaime Santillana, asesor por parte de la UNI ; y a los Ingenieros: Miguel Garcia y Virgilio Briceño, supervisores de Refinería El Milagro.

# INDICE

	Pag.
<b>1. INTRODUCCION.....</b>	<b>8</b>
<b>2. REFINACION DEL PETROLEO.....</b>	<b>10</b>
2.1 Procesos de Refinación.....	10
2.1.1 Procesos físicos de separación.....	10
2.1.2 Procesos de conversión.....	11
2.1.3 Procesos de tratamiento químico.....	15
2.2 Tipos de Refinerías.....	16
2.2.1 Destilación primaria.....	16
2.2.2 Hidroprocesamiento.....	16
2.2.3 Conversión.....	16
2.2.4 Alta conversión.....	16
<b>3. OPTIMIZACION ENERGETICA EN LA REFINACION DEL PETROLEO.....</b>	<b>18</b>
3.1 Contabilidad energética en las Refinerías.....	18
3.2 Origen de los consumos y mermas.....	19
3.3 Optimización energética.....	20
3.3.1 Optimización topológica.....	20
3.3.2 Optimización paramétrica.....	25
3.4 Eficiencia energética en Refinerías con Destilación Primaria.....	25
3.4.1 Eficiencia de la energía térmica.....	26
3.4.2 Eficiencia de la energía eléctrica.....	29
3.4.3 Servicios industriales.....	34

<b>4. DEFINICION DEL PROBLEMA EN UNA REFINERIA CON UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA.....</b>	<b>36</b>
4.1 Problema.....	36
4.2 Metodología de trabajo.....	36
<b>5. REFINERIA A SER EVALUADA: “EL MILAGRO” .....</b>	<b>38</b>
5.1 Datos de la instalación.....	38
5.2 Descripción de la instalación.....	39
5.3 Descripción del proceso productivo.....	42
5.4 Balance de materia.....	48
5.5 Suministro energético primario.....	51
5.5.1 Combustibles.....	51
5.5.2 Electricidad.....	51
5.6 Suministro energético secundario.....	57
<b>6. EVALUACION TECNICA DE LAS INSTALACIONES.....</b>	<b>59</b>
6.1 INSTALACIONES TÉRMICAS.....	59
6.1.1 Características técnicas.....	59
6.1.1.1 Hornos de proceso.....	59
6.1.1.2 Intercambiadores de calor.....	61
6.1.2 Evaluación energética.....	62
6.1.2.1 Hornos de proceso.....	62
6.1.2.2 Intercambiadores de calor.....	71
6.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	79
6.2.1 Máxima demanda y consumo de energía total.....	79

6.2.2	Distribución de consumos de energía y máxima demanda por circuito.....	81
6.2.3	Distribución de potencia y energía por áreas.....	83
6.2.4	Mediciones puntuales.....	85
6.2.5	Evaluación del sistema de iluminación.....	87
6.2.6	Análisis del Estado de Conservación de las Instalaciones Eléctricas.....	90
6.2.7	Calificación tarifaria.....	91
6.3	SERVICIOS DE PLANTA.....	92
6.3.1	Agua industrial.....	92
6.3.2	Servicios generales.....	95
6.3.2.1	Sistemas de tratamiento de efluentes líquidos.....	95
6.3.2.2	Disposición de sólidos.....	99
<b>7.</b>	<b>EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE MEJORAS PROPUESTAS.....</b>	<b>100</b>
7.1	Optimización energética en las instalaciones térmicas.....	100
7.1.1	Hornos de proceso.....	100
7.1.1.1	Cambio de combustible.....	100
7.1.1.2	Optimización de la combustión.....	109
7.2	Optimización energética en las instalaciones eléctricas.....	110
7.2.1	Elección de la opción tarifaria más económica.....	111
7.2.2	Compensación reactiva.....	112
7.2.3	Mejoras en el sistema de iluminación.....	114
7.3	Mejoras en los servicios de planta.....	120
7.3.1	Recuperación del agua utilizada en el enfriamiento de sellos mecánicos de bombas.....	120

<b>8. CRITERIOS DE OPTIMIZACION PARA REFINERIA EVALUADA.....</b>	<b>125</b>
8.1 Procesamiento de crudo pesado – Efecto Carriover.....	125
8.2 Instalación de Torre Preflash en UDP.....	127
8.3 Corte de Nafta y zona de Despojamiento en la Unidad de Destilación Primaria.....	129
<b>9. RESULTADOS FINALES.....</b>	<b>131</b>
9.1 Optimización energética en las instalaciones térmicas.....	131
9.1.1 Hornos de proceso.....	132
9.2 Optimización energética en las instalaciones eléctricas.....	133
9.3 Mejoras en los servicios de planta.....	136
<b>10. CONCLUSIONES.....</b>	<b>137</b>
<b>11. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>140</b>

## **ANEXOS**

# 1. INTRODUCCION

Dentro de una economía globalizada, la competitividad de un país es uno de los parámetros mas importantes que debemos tratar de mejorar. Esta puede realizarse a través de la reducción de costos, entre ellos los costos energéticos, que además de reducir costos de producción tiene la ventaja adicional de prolongar la duración de nuestras reservas energéticas y preservar el ambiente.

Después de la crisis petrolera del 73, cuando el precio del barril aumento de 1.6 dólares a casi 10 dólares, se originó una gran crisis económica a nivel mundial produciendo inflación y recesión en todos los países, pero principalmente en los importadores de petróleo. Esto obligó a los países desarrollados a reflexionar sobre la posibilidad de sustituir el petróleo con otras fuentes de energía, a fin de evitar depender de este vital insumo; para ello desarrollaron entonces programas de conservación y sustitución de energía.

Así conceptos tradicionales como el de "a mayor producción, mayor consumo de energía", el cual indicaba un paralelismo creciente entre producción y consumo energético, se abandonan como consecuencia de otro fenómeno del nuevo orden llamado "divergencia". Es decir que mientras la curva de producción continua su crecimiento acostumbrado, la curva de consumo energético comienza a decrecer apartándose totalmente de la anterior tendencia.

¿Cómo fue posible lograr semejante cambio?. La respuesta es evidente "PRODUCIR CON MAYOR EFICIENCIA".



La crisis energética alcanza a nuestro país, repercutiendo con dureza en el sector productivo, el mismo que ya tenía retraso tecnológico evidenciado por un parque de maquinarias obsoletas en la mayoría de las empresas.

Sin embargo esta dureza no se evidenció en forma drástica en los años 80, debido a la política económica de subsidios que condujo a que los precios de los energéticos no fueran reales; como consecuencia, los diversos esfuerzos de Programas de Ahorro y Conservación de Energía, así como la modernización, no tuvieron la debida acogida por parte del empresariado, ya que la energía era barata.

Recién en la década del 90 se entra con fuerza en los aspectos de Ahorro de Energía; esto debido a la política económica de acercamiento a los precios reales de los energéticos, y ante ello las empresas se encuentran presionadas de iniciar el desarrollo de la Gestión Energética en sus instalaciones.

Un instrumento importante en esta labor de Gestión, es la Auditoria Energética, mediante la cual se hace un balance de energía en aquellos equipos de mayor consumo y se identifican oportunidades de ahorro.

Una forma de efectuar la Administración de la Energía es mediante la implementación de un Programa de Ahorro y Uso Eficiente de la Energía, que reflejaran menores costos de producción. Esto es posible de efectuar mediante el establecimiento de mecanismos que controlen los consumos y encargar la administración del programa a organizaciones independientes o mediante COMITE DE ENERGIA propios en las industrias.

## 2. REFINACION DEL PETROLEO

### 2.1 Procesos de Refinación

Existen diversos procesos de refinación que generan productos de alto valor agregado a partir del petróleo crudo.

Tales procesos pueden clasificarse en:

#### 2.1.1 Procesos físicos de separación

Consiste en fraccionar el petróleo en cortes definidos. La separación se efectúa por destilación, pudiéndose realizar estas a diferentes presiones:

##### 1. Destilación primaria o atmosférica

Se efectúa a presiones ligeramente superiores a la atmosférica.

Estas unidades poseen columnas de fraccionamiento en las que se obtienen gasolina primaria, nafta, kerosene, diesel, gasóleo y crudo reducido. Las columnas cuentan con equipo de contacto líquido/vapor y platos colectores para extraer los cortes intermedios.

La carga ingresa parcialmente vaporizada a la columna de fraccionamiento. El calentamiento se efectúa en 2 etapas:

- A. Intercambio de calor con otras corrientes de proceso (productos, reflujos intermedios y vapores de tope).
- B. Calentamiento de la carga en un horno mediante quema de combustible.

La gasolina primaria se envía a una columna estabilizadora para despojar los compuestos corrosivos ( $H_2S$  y mercaptanos ligeros) y agua, separándose GLP como producto de tope.

El control del punto de inflamación de los destilados se realiza en agotadores inyectando vapor de agua sobrecalentado, vaporizándose los compuestos ligeros al reducirse la presión parcial de los hidrocarburos.

## 2. Destilación al vacío

La destilación al vacío permite vaporizar los componentes a una temperatura menor que la requerida por la destilación primaria, por lo que se utiliza para obtener los productos pesados, es decir de alta temperatura de vaporización, como lubricantes y asfaltos y también para obtener la carga o alimentación al proceso de craqueo catalítico.

Una tendencia reciente en la destilación al vacío para preparación de carga para unidades de craqueo catalítico, es proporcionar una mejor separación entre los gasóleos destilados y el residuo. Una cantidad de cenizas y materiales asfálticos (los cuales causan una alta formación de coque en los procesos de craqueo catalítico) en el gasóleo destilado.

### 2.1.2 Procesos de conversión

Implican reacciones químicas de hidrocarburos, los principales son:

#### 1. Craqueo Catalítico Fluido

Proceso conocido como FCC por las iniciales del termino ingles Fluid Catalytic Cracking.

La reacción de craqueo es la ruptura de moléculas pesadas hacia compuestos de menor peso molecular en presencia de catalizador sólido en lecho fluidizado.

El catalizador es de tipo zeolítico soportado en matriz de sílice/alúmina. Se fabrica en distintas calidades que orientan la selectividad hacia las características deseadas de los productos.

La carga óptima es gasóleo pesado de vacío, pudiendo también alimentarse gasóleo atmosférico, gasóleo liviano de vacío, diesel y gasóleos obtenidos de otros procesos de conversión. Algunas plantas craquean residuos (crudo reducido). Generalmente, la carga es previamente hidrotratada para remover contaminantes (azufre, nitrógeno y metales).

Los productos que se obtienen son:

- A. Gas licuado de petróleo (GLP), mezcla de propano, propileno, butanos y butilenos.
- B. Gasolina de alto octanaje por su naturaleza olefinica.
- C. Aceite cíclico ligero o LCD, se adiciona al Diesel o a residuales
- D. Aceite cíclico pesado o HCD, empleado en formulación de residuales.
- E. Aceite clarificado, empleado como residual o como carga a plantas de negro de humo

## 2. Reformación catalítica

Permite obtener nafta reformada de alto contenido de aromáticos que se emplea como gasolina motor por su elevado octanaje; o en la petroquímica, como carga para unidades de extracción de Benceno – Tolueno – Xileno (BTX).

El proceso de reformación consiste en la conversión de componentes parafínicos y nafténicos a aromáticos mediante reacciones de deshidrogenación, isomerización e hidrocraqueo.

La carga típica es gasolina o nafta primaria, y comprende hidrocarburos desde C<sub>6</sub> hasta C<sub>11</sub>, siendo los componentes nafténicos los que se transforman a aromáticos con más facilidad.

El catalizador es el platino, generalmente se usan catalizadores bimetálicos (Pt/Re) por su mejor actividad, estabilidad y selectividad respecto a los catalizadores de solo platino

### 3. Viscorreducción

También conocido como Visbreaking, consiste en la ruptura de moléculas muy pesadas de residual por acción térmica para reducir su viscosidad.

La reacción se produce en un horno y puede continuar en un recipiente dotados de elementos internos que aumentan el tiempo de residencia para completar el craqueo térmico. La severidad de la operación depende de la temperatura y tiempo de residencia.

La carga puede ser residual de vacío o crudo reducido. Los productos de reacción (gas, nafta, gasóleo y residual) son separados en una columna de fraccionamiento. El rendimiento del gas y gasolina usualmente es bajo (10%). El gasóleo se emplea como depresor de viscosidad.

### 4. Alquilación

Consiste en la combinación de olefinas (propileno, butileno y pentenos) con isobutano, en presencia de ácidos fuertes (HF o H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) como

catalizador. La gasolina obtenida es rica en gasolinas ramificadas de 92- 98 octanos.

#### 5. Coquificación

Convierte residuales pesados en destilados (gas, nafta, gasóleos) y coque. La coquificación se produce por acción de temperaturas elevadas a condiciones más severas que el proceso de viscorreducción. El coque se emplea en la industria metalúrgica de acero y aluminio. Normalmente los destilados son de baja calidad y requieren ulteriores tratamientos. El gasóleo se emplea como carga a unidades de FCC.

#### 6. Isomerización

Convierte las parafinas normales a parafinas ramificadas de mayor octanaje empleando catalizador zeolítico en lecho fijo en presencia de hidrógeno. Los productos son gasolina de 80 – 90 RON y GLP.

#### 7. Oxidación de asfaltos

Consiste en acondicionar asfalto para su uso como impermeabilizante de techos, adhesivo de pisos y otros.

La principal reacción es la deshidrogenación del asfalto mediante inyección del aire a temperatura elevada. Esta reacción incrementa el porcentaje de asfaltenos en el producto y eleva la temperatura de ablandamiento del asfalto.

#### 8. Hidrocraqueo

Consiste en craquear una extensa gama de hidrocarburos (desde naftas hasta residuales de vacío) en presencia de H<sub>2</sub> y de catalizador zeolítico en lecho fijo.

Se alcanzan altos rendimientos de gasolina y gasóleo de buena calidad como carga a unidades FCC. Es posible el craqueo extensivo de la alimentación sin producir formación de coque.

### **2.1.3 Procesos de tratamiento químico**

En ellos se provee el acondicionamiento de combustibles mediante determinadas reacciones químicas.

A diferencia de los procesos de conversión, en los procesos de tratamiento solo se promueve la reacción de compuestos que impiden que el producto cumpla con especificaciones de calidad, eliminándose impurezas o contaminantes. Los principales procesos son:

#### **1. Hidroprocesamiento**

Consiste en usar hidrogeno en presencia de catalizador para eliminar compuestos indeseables de un hidrocarburo.

Una aplicación típica es:

Hidroprocesamiento de nafta, previo a ser empleado como carga a unidades de reformación, isomerización, extracción de aromáticos y de parafinas normales.

#### **2. Oxidación de mercaptanos**

Consiste en la eliminación de mercaptanos presentes en el gas licuado, gasolina o kerosene. Los mercaptanos, compuestos corrosivos, son convertidos en disulfuros; estos últimos a su vez pueden ser extraídos (GLP y gasolina) o permanecer en el hidrocarburo (kerosene) lo que da origen a los procesos de extracción y endulzamiento respectivamente.

### 3. Tratamiento de gases con aminas

Tiene como fin remover el  $H_2S$  y  $CO_2$  presente en corrientes de gas natural de refinería empleando soluciones acuosas de aminas como absorbente. Las aminas más empleadas son la monoetanolamina y dietanolamina.

## 2.2 Tipos de Refinerías

### 2.2.1 Destilación primaria

Rendimiento de productos determinado por la calidad del crudo a procesar.

Poca capacidad de producir gasolina sin plomo

### 2.2.2 Hidroprocesamiento

Comprende destilación primaria + hidrocrqueo

Puede producir algo de gasolina sin plomo

### 2.2.3 Conversión

Comprende destilación primaria + hidrocrqueo + craqueo catalítico

Alta calidad de productos de crudos de baja calidad.

Producción de gasolina sin plomo del 40 % a mas.

Baja producción de aceites combustibles pesados.

Capital intensivo.

### 2.2.4 Alta conversión

Comprende destilación primaria, hidrocrqueo, craqueo catalítico, reformado catalítico, coquificación

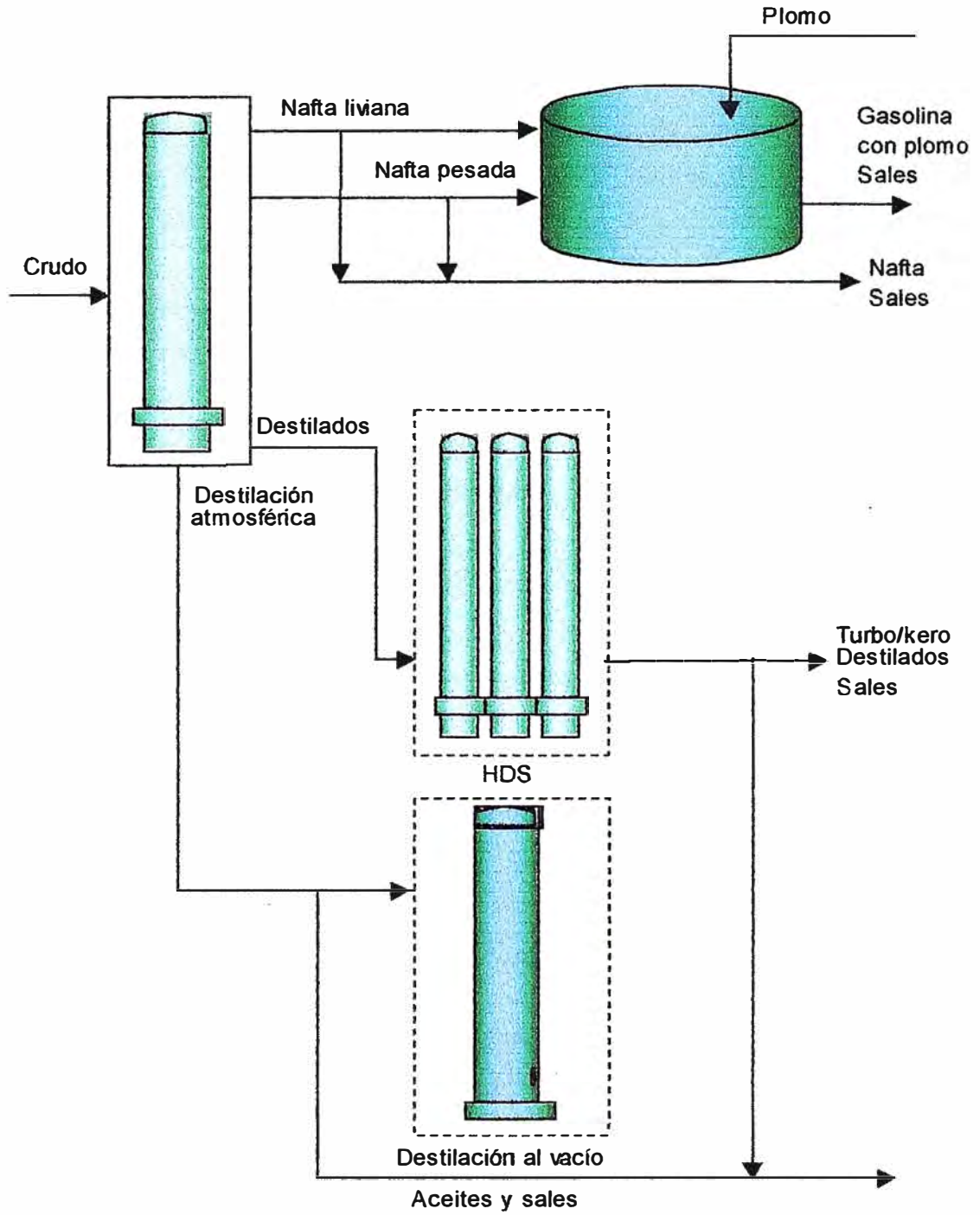
Producción de gasolina sin plomo del 50 % a mas.



Extensiva utilización de hidrógeno.

Empleo de capital intensivo.

Figura N° 2.2.1  
DESTILACION PRIMARIA



### **3. OPTIMIZACION ENERGETICA EN LA REFINACION DEL PETROLEO**

La industria del refinado del petróleo es consumidora intensiva de energía, tanto en forma de combustible directamente aplicado en los numerosos hornos y calderas que la integran, como en forma de energía eléctrica, utilizada esencialmente para accionamiento de motores y en menor medida aunque en cantidades nada despreciables en el alumbrado de las plantas.

La importancia relativa de los costos energéticos dentro del refino de petróleo se puede apreciar al considerar que representa: 40 % de los costos totales.

A las razones puramente económicas para mejorar la eficiencia energética, se han sumado las consideraciones medioambientales, hoy día en primer plano de la preocupación social. La reducción en los consumos energéticos implica automáticamente menor emisión de contaminantes formados durante la combustión, SO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub>, responsables de la lluvia ácida, junto a la reducción del CO<sub>2</sub> emitido, principal acusado de provocar el cambio climático en nuestro planeta a través del "efecto invernadero".

#### **3.1 Contabilidad energética en las Refinerías**

Una peculiaridad de esta actividad reside en que la materia prima y los combustibles son prácticamente indistinguibles, lo que justifica integrar en el mismo concepto dos sumandos que en la mayor parte de las industrias distintas al refino de petróleo acostumbran a estar netamente diferenciados: consumos energéticos en forma de combustibles y mermas o pérdidas indeseadas del producto.

El volumen de consumos y mermas de las refinerías, consideradas en un sentido amplio, está comprendido en un amplio intervalo, típicamente en el

rango de 6 – 15 % del petróleo destilado. El valor concreto de cada refinería particular esta condicionado por diversos factores:

- Tamaño y nivel de actividad.
- Complejidad del proceso de refino.
- Diseño de las unidades.
- Severidad de los tratamientos.
- Gestión energética.

### **3.2 Origen de los consumos y mermas**

En una aproximación preliminar suele admitirse que la entalpía de los productos petrolíferos comerciales varia escasamente a la del petróleo original, por lo que resulta razonablemente preciso despreciar las posibles diferencias en contenido energético entre ambas.

Con esta hipótesis, la energía consumida durante el proceso ha de ser forzosamente disipada en el ambiente, atmósfera principalmente y en menor medida a caudales acuáticos, los parámetros que deben medirse son: el caudal y la temperatura de las principales corrientes de refino que desembocan en estos medios:

- Humos de chimeneas
- Torres de refrigeración
- Funcionamiento de los aerorefrigerantes.
- Régimen de la antorcha
- Efluentes acuosos

Magnitudes que serán complementadas con el balance neto de distintos recursos energéticos (gas combustible, vapor, energía eléctrica, etc.).

Observando con mayor detalle las causas del gasto, las instalaciones consumidores de energía mas relevantes dentro de las unidades de refino pertenecen a cuatro categorías principales:

- Hornos y calderas
- Columnas de destilación
- Equipos de accionamiento (motores y turbinas principalmente)
- Instalaciones generadoras de energía eléctrica.

Pero íntimamente relacionados con estos se hallan otras instalaciones:

- Redes de vapor
- Redes eléctricas de distribución
- Aislamiento térmico
- Intercambiadores de calor
- Líneas de transporte de productos

### **3.3 Optimización energética**

Optimización es el proceso de mejorar una situación existente, equipo o sistema que conforma un proceso. Existen 2 tipos de optimización:

- Topológica: Tiene que ver con la topología o arreglos de los equipos de proceso.
- Paramétrica: Relacionada con variables operativas como temperatura, presión y concentración para un equipo de proceso.

Normalmente primero se efectúa la optimización topológica y luego la paramétrica.

#### **3.3.1 Optimización Topológica**

Las preguntas que un ingeniero de procesos necesita responder cuando considera la topología de un proceso incluyen las siguientes:

1. Pueden eliminarse productos indeseados?
2. Puede eliminarse o re-arreglarse equipo de proceso?

3. Pueden emplearse métodos de separación alternos o pueden emplearse nuevas configuraciones de reactores?
4. Puede ser mejorada la Integración Energética.

1. Eliminación de productos no deseados

Debe buscarse conceptualmente reactantes con 100% conversión y 100% selectividad a productos.

Se producen productos no deseados (baja rentabilidad).

También pueden producirse corrientes peligrosas. En algunos casos estas producciones son inaceptables. Es de poca aplicación en una refinería con destilación primaria.

2. Eliminación y arreglo de equipos

Con ellos se pueden lograr economías en los procesos. Desarrollo de algoritmos pero ahora se basa en intuición.

## ELIMINACIÓN DEL EQUIPO

Cada equipo es una función válida (no hay equipos redundantes).

Eliminación puede ser el resultado de una serie de cambios paramétricos. La eliminación en si no constituye la optimización.

Esta basada en el empleo de **Heurísticos** como por ejemplo Bombear un liquido antes que un gas (siempre coloque una bomba antes de un vaporizador y nunca un compresor después).

Desde un punto de vista topológico la optimización no es tan evidente. Normalmente se arreglan la zona de separación y se efectúa la integración energética de los equipos de transferencia de calor.

Es de aplicación en refinerías de destilación pero requieren un compromiso de la Dirección para su ejecución.

No existe una manera simple de optimizar secuencias de separación, en realidad se deben hacer optimizaciones paramétricas de cada topología.

### 3. Esquemas de separación alternos y configuraciones para reactores

Al inicio de un diseño se debe evaluar el empleo de tecnologías para separar productos de reactantes no empleados y de efluentes.

También se debe considerar el empleo de esquemas de reactores diferentes.

Operaciones mas empleadas destilación, absorción/stripping y extracción.

Siempre que hayan L / V evaluar destilación. Con volatilidades cercanas a uno evaluar tecnologías alternas.

Tiene aplicación en empresas no refinerías, debido a que desde hace muchos años las refinerías se optimizan continuamente.

### 4. Mejorando la Integración del Calor

La integración de proceso se ha desarrollado como un área relativamente nueva dentro de la metodología para el diseño en ingeniería.

La formalización de la teoría de Integración de Calor y Tecnología Pinch, son atribuidas a B. Linhoff.

## **TECNOLOGIA PINCH - ANALISIS DE PLIEGUE**

En una planta o una refinería química típica, se están calentando y se están refrescando una gran cantidad de secuencias de proceso. Como manera de reducir al mínimo la demanda utilitaria (generalmente vapor y agua que se refresca), se pueden ejecutar secuencias, contra una u otra para alcanzar los mismos requisitos de calefacción objetivos. Es decir, las secuencias de proceso calientes que necesitan ser refrescadas se pueden colocar en un cambiador de calor con las secuencias de proceso frías que necesitan ser calentadas.

En los últimos diez años el análisis de pliegue ha pasado de ser una herramienta dirigida a mejorar la eficiencia energética en el diseño de recuperación de calor, a una metodología de optimización tanto para diseñar procesos nuevos como para modificar procesos existentes.

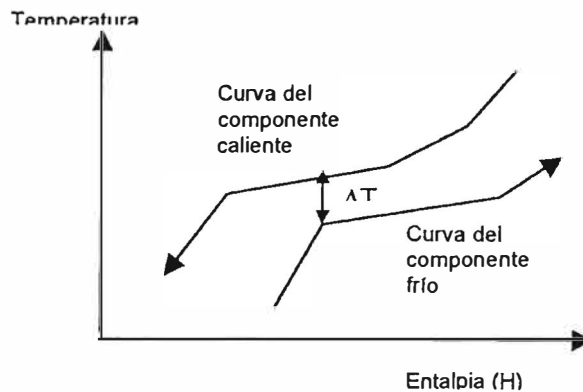
Esta técnica se ha aplicado en refinerías, fundidoras, plantas petroquímicas, papeleras, cerveceras y textiles, entre otras.

## **ENERGIA OBJETIVA, CURVAS DE COMPONENTES Y PROCESO PINCH**

El primer paso para la determinación de la energía objetiva de un proceso, es la construcción de las curvas de componentes. La curva de los componentes representa el calor acumulado inicial y final en el proceso.

Estas consisten de una curva de calentamiento y una curva de enfriamiento (Figura N° 3.3.1). El objetivo es usar estas dos curvas para determinar la cantidad mínima de calor residual o enfriamiento necesario, después del intercambio de calor entre las corrientes del proceso que deben ser utilizados al máximo.

Figura N° 3.3.1  
Curvas de componentes



Una corriente caliente es definida como aquella que requiere de la corriente fría, y la corriente fría como aquella que requiere de la corriente caliente.

Otro rasgo importante que puede observarse en las curvas de componentes es el punto de acercamiento entre ellos. Este punto puede ser hallado por cada una de las dos curvas relativamente horizontales.

El espacio entre las curvas corresponde a la diferencia de temperatura mínima necesaria para la transferencia de calor entre las dos corrientes fría y caliente. El punto donde ocurre la diferencia de temperatura mínima entre las dos curvas de componentes es denominado temperatura Pinch. En este punto, la entalpía hallada, representa directamente la recuperación de calor del proceso, de la corriente caliente para la corriente fría cuando es conocida su entalpía.

En la practica para hallar la energía objetiva se sigue la siguiente regla:

- No hay transferencia de calor por la corriente caliente por encima del Pinch, ni por la corriente fría por debajo del Pinch.
- No usar enfriamiento por encima del Pinch.



- No usar calentamiento por debajo del Pinch.

Esto tiene un gran significado para estructurar la red donde se tiene que buscar aquel consumo mínimo de energía. Cuando se desarrolla una estructura, ese calor no es transferido a través del Pinch y esto es la suficiente garantía de consumo mínimo de energía.

Esto es más posible para obtener un proceso Pinch, y como puede también suceder que no hay proceso Pinch. Si no hay Pinch en el proceso, es necesario un calentamiento o enfriamiento, pero no ambos.

De mayor uso en plantas químicas que en refinerías.

### **3.3.2 Optimización Paramétrica**

Identificamos las variables de decisión más importantes. Lo mejor es evaluar la función objetivo en los límites de las variables.

Otra forma de optimización: analizar el control del proceso.

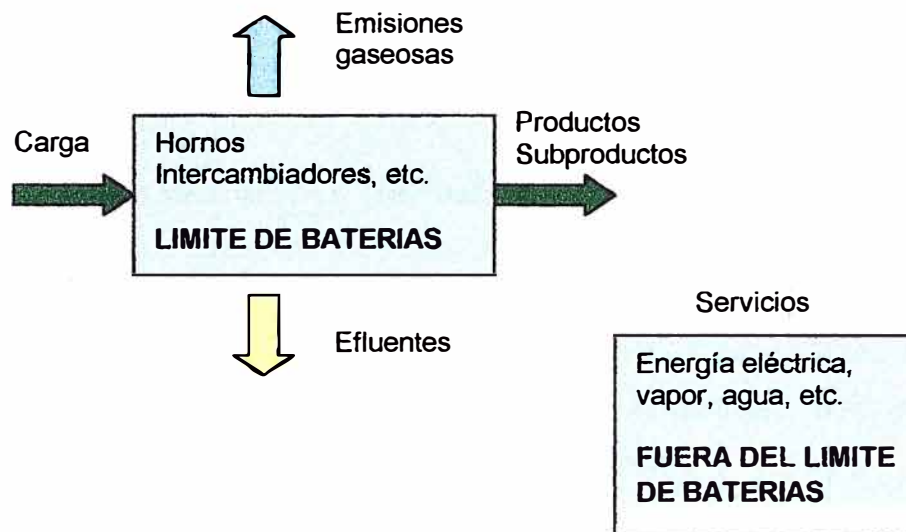
Toda variable a controlarse es una variable de decisión. Un buen sistema de control da cero grados de libertad. La variable controlada es secundaria, el elemento manipulado por el sistema de control es variable de decisión primaria. Suele ser trabajo de los ingenieros de proceso a cargo de la operación diaria. También se empleo en el presente estudio.

## **3.4 Eficiencia energética en Refinerías con Destilación Primaria**

Las acciones en materia de conservación de energía en Refinerías con Unidad de Destilación Primaria están orientados hacia el incremento de eficiencia de los hornos y calderas, considerando que mas del 70% de energía consumida se absorbe en procesos térmicos.

A partir de una fuente primaria de energía, generalmente un combustible químico, se forma la energía térmica a alta temperatura, que es utilizada para lograr un flujo térmico, la destilación atmosférica no sobrepasa los 400 °C.

El flujo de energía es el siguiente:



Por tratarse de una Refinería simple, las medidas de eficiencia energética se realizarán en los principales equipos consumidores de energía tales como: hornos, intercambiadores de calor, equipos de accionamiento (turbinas, motores), instalaciones generadoras de energía eléctrica, sistemas de iluminación.

### 3.4.1 Eficiencia de la energía térmica

El objetivo de un análisis térmico es lograr una utilización racional de la energía, reduciendo el consumo y mejorando la eficiencia energética de los procesos que involucran la combustión o el uso de energía residual.

El uso eficiente y racional de la energía permite el mejor aprovechamiento de los recursos y permite hacer más competitivos los

procesos productivos, incrementando la producción con la misma cantidad de energía.

En el sector industrial, gran parte de la energía primaria consumida se destina al calentamiento de fluidos como agua caliente, vapor o aceite térmico, en calderas cuyos rendimientos energéticos suelen ser bajos.

Los principales parámetros que interesan en un estudio térmico son:

La medición de flujos másicos.

La medición de variables energéticas.

La preocupación es determinar la eficiencia energética térmica con la cual esta operando el equipo estudiado y la medición de los parámetros que nos permitirán determinar dicha eficiencia.

Una vez determinada la eficiencia del equipo se podrá decidir si es necesario actuar sobre el equipo, mejorando su rendimiento energético o si se está trabajando dentro del rango adecuado. Se debe tener siempre en cuenta que una alta eficiencia significa un bajo consumo de combustible y, por lo tanto, un reducido costo de operación y una menor emisión de gases.

#### **a) El balance de energía en el equipo**

El punto de partida para toda medición térmica es el balance energético del equipo a medir, sea este una caldera, un horno, un motor u otro equipo. El balance de energía puede definirse así:

***Energía que ingresa al sistema = Energía que sale del sistema***

La termodinámica nos enseña que para un proceso con flujo (como en los equipos mencionados) y estado estables se tiene:

$$\Sigma Q = \Sigma H_{\text{SALIDA}} - \Sigma H_{\text{ENTRADA}}$$

Lo que se entiende por:” La suma de los calores que atraviesan el sistema es igual a la diferencia entre la suma de las entalpías que salen del sistema y la suma de las entalpías que ingresan al sistema”.

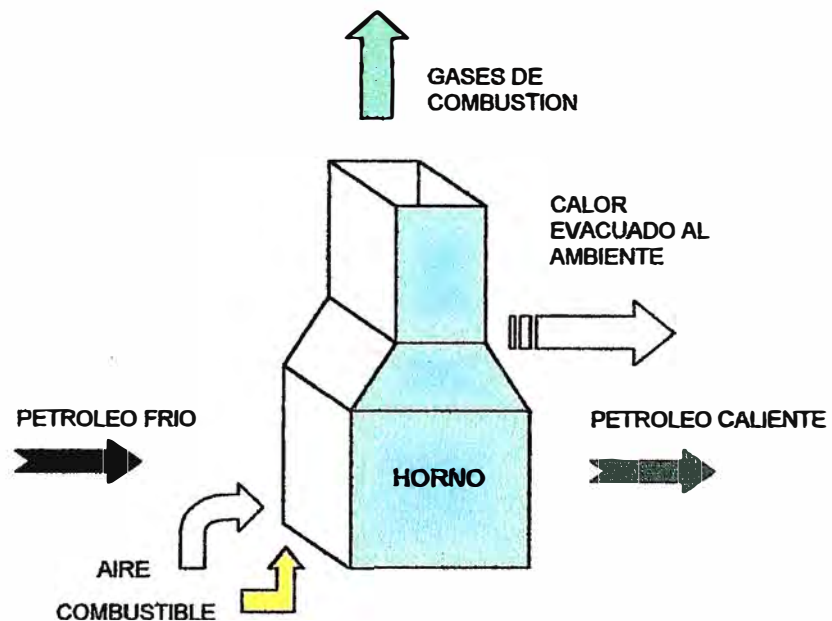
(Figura N° 3.4.1)

Es decir, si se identifica las energías involucradas en la medición que se realizará, se podrá plantear correctamente la ecuación y se podrán identificar cuales son las variables relevantes que se deberán medir.

Para leer los valores de los parámetros que permitirán el análisis numérico en las expresiones anteriores, se debe instalar instrumentos de medición en numero y tipo suficientes que realicen esta labor.

( Ver Anexo N° VI).

Figura N° 3.4.1  
Flujos de energía en un Horno de Refinería



### 3.4.2 Eficiencia de la energía eléctrica

#### CONCEPTOS FUNDAMENTALES

#### CORRIENTE ELECTRICIA

Es el fenómeno por el cual se produce los movimientos de cargas eléctricas en un conductor.

Intensidad de corriente ( $I$ ), es el valor de la cantidad de electricidad (numero de electrones) que pasan por el conductor. La unidad de Intensidad de Corriente es el Amperio que se define como el paso a través de la sección transversal de un conductor, de  $6.2 \times 10^{18}$  electrones en un segundo.

Los tipos de corriente son:

- Corriente continua (DC): Fluye siempre en la misma dirección y con la misma intensidad.
- Corriente alterna (AC): Fluye primero en una dirección y luego en sentido inverso haciendo lo que se conoce como un ciclo de corriente alterna. La velocidad con que se repite un ciclo se denomina frecuencia.

La corriente alterna se puede valorar, midiendo su valor eficaz, es decir por el valor que corresponde al de la corriente continua que realiza el mismo trabajo, y es aproximadamente igual a 0.7 de la amplitud, es decir el valor máximo.

$$I_{\text{eficaz}} = I_{\text{rms}} = \frac{I_{\text{max}}}{\sqrt{2}} = 0.707 I_{\text{max}}$$

Los valores eficaces son los que se emplean en la practica y los que indican generalmente los instrumentos de medición.

## TENSION ELECTRICA

Es la fuerza que impulsa a los electrones en un conductor. A la tensión eléctrica también se le conoce como diferencia de potencial. La unidad de la tensión eléctrica es el VOLTIO, representa entrega de energía de un Joule para producir un flujo de  $6.2 \times 10^{18}$  electrones/segundo entre 2 puntos.

## POTENCIA ACTIVA (P)

Es la potencia útil, capaz de producir calor o trabajo, la que se aprovecha en forma efectiva en un aparato calefactor, en un motor etc.

De manera general en circuitos DC :  $P = V.I$

En corriente alterna las ecuaciones que se aplican son:

Sistema monofásico:  $P = V.I.\cos \varphi$

Sistema trifásico:  $P = \sqrt{3} V.I.\cos \varphi$

Donde  $\varphi$  es el ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

## POTENCIA REACTIVA (Q)

Es la potencia necesaria para establecer el campo magnético en las maquinas eléctricas construidas con elementos inductivos .

Las ecuaciones que se aplican son:

Sistema monofásico:  $Q = V.I.\sen \varphi$

Sistema trifásico:  $Q = \sqrt{3} V.I.\sen \varphi$

## POTENCIA APARENTE (S)

Es la suma fasorial de las potencias activa y reactiva.

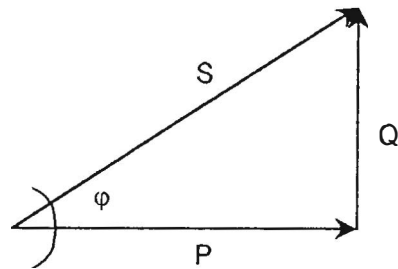
$$S = (P^2 + Q^2)^{1/2}$$

Sistema monofásico:  $S = V.I$

Sistema trifásico:  $S = \sqrt{3} V.I$

## FACTOR DE POTENCIA

Es el nombre dado a la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación, o dicho de otro modo, el coseno del ángulo formado por el desfase de la corriente con respecto al voltaje aplicado.



$$\text{Factor de potencia} = \cos \phi = P/S$$

## DEMANDA ELECTRICA

Es la potencia consumida por la planta en un periodo de tiempo el cual varia de acuerdo a las características específicas de la planta.

La demanda se registra:

- Para conocer el impacto de su costo sobre los costos de producción
- Evaluar la expansión de los sistemas industriales.
- Para efectos de programar producción y sus efectos en la factura.
- Identificar cargas que inciden en la demanda pico.
- Determinar las horas de menor demanda.

Las demandas máximas durante un periodo de tiempo determinado (actualmente es de 15 minutos), las potencias activas y reactivas son factores que se registran y se tienen en cuenta para el cobro mensual. Es importante entonces, que el consumidor de energía estudie la forma de lograr picos bajos y evitar en cuanto sea posible los picos altos de consumo de potencia.

La eficacia con la cual una industria usa su demanda de energía es estimada en términos de factor de carga (relación entre el consumo promedio de potencia y la potencia máxima en un intervalo de tiempo determinado), cuanto más bajo sea el factor de carga, más alto será el costo por servicio eléctrico. El mejoramiento del factor de carga se logra mediante la programación de la carga.

## **EFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE ILUMINACION**

### **a) Objetivos del alumbrado**

Proporcionar una iluminación adecuada para que los trabajos que se realicen puedan efectuarse con la rapidez, seguridad y precisión deseadas.

Contribuir a la creación de un ambiente visual agradable, cómodo y estimulante que permita conseguir unas aceptables condiciones de seguridad, higiene y bienestar en los puntos de trabajo.

Pero, si conseguir estos objetivos constituyen una exigencia básica y primordial, no es menos importante asegurar que su logro se efectúe con una racional y económica utilización de la energía, que exige su implantación y requiere su uso; de ahí que, conseguir alumbrados que la utilicen con la eficacia que permite la tecnología actual sea una exigencia básica, no solo bajo el punto de vista empresarial, sino por el propio interés nacional.



### b) Exigencias ambientales de la iluminación

Dentro de las condiciones ambientales que afectan a la persona están el nivel de ruido, la intensidad de las vibraciones y las características del alumbrado, cada día más importantes como consecuencia de que en sus actividades tienen un peso creciente los aspectos visuales.

En este orden de ideas, el alumbrado de un local o instalación deberá evitar la aparición de cansancio, aburrimiento monotonía, etc. Por otro lado, no causará incomodidades, debido a la aparición de deslumbramiento molesto, emisión molesta de calor por las fuentes de luz y otros aspectos poco positivos.

### c) Tipos de lámparas eléctricas para la industria

Las lámparas eléctricas son fuentes luminosas artificiales.(Anexo N° V).

Las características técnicas son las siguientes:

Tipo	Potencia Luminosa	Flujo	Observación	Vida media de un lote
Lámparas Incandescentes	25, 50, 100, 150, 200, 500 y 1000 W	220, 600, 1250, 2000, 2900, 8300 y 18000 Lúmenes	Se pueden conectar directamente a la red, sin necesidad de ningún accesorio eléctrico.	Aprox. 1000 h.
Lámparas Fluorescentes	32, 40, 80 W	1000, 2000, 5600 Lúmenes	Forma tubular y circular. Existen de color blanco cálido, blanco frío, luz día. El numero y tipo de encendidos influye decisivamente en la vida de los fluorescentes.	Entre 4000 y 20000 h.
Lámparas de Vapor de Mercurio	50, 80, 125, 250, 400, 700, 1000 y 2000 W.	Eficacia luminosa entre 40 y 60 lm/W, según el orden creciente de las potencias.	Para que emita todo el flujo hace falta que transcurran unos 6 seg. A partir de la conexión.	Entre 9000 y 14000 h.

Lámparas de halogenuros metálicos	175, 250, 360, 400 W	Eficacia luminosa entre 68 y más de 100 lm/W.	Son lámparas de mercurio a las que se añaden ciertos halogenuros metálicos.	Entre 15000 y 20000 h.
Lámparas de sodio de baja presión	18, 35, 55, 90, 135, 180 W.	Eficacia luminosa entre 125 y 185 lm/W,	Permiten la regulación de la emisión luminosa conservando un alto rendimiento.	Aprox. 9000 h.
Lámparas de sodio de alta presión	70, 150, 250, 400, 1000 W.	Eficacia luminosa entre 90 y 130 lm/W.	Son las que proporcionan mejores expectativas para el alumbrado industrial. Solamente cuando el color sea una exigencia básica, deberá recurrirse a las lámparas de halogenuros metálicos.	10000 h. Para bajas potencias y mas de 20000 h, para potencias elevadas

#### d) Tipos de lámparas para el comercio y viviendas

Para el alumbrado comercial y residencial, actualmente existen en el mercado nuevos tipos de lámparas que permiten sustituir a las lámparas incandescentes y en algunos casos a las lámparas fluorescentes además por tener un mayor tiempo de vida útil y un menor consumo de energía.

#### MINIFLUORESCENTES COMPACTOS O FOCOS AHORRADORES

Son lámparas sustitutivas de las incandescentes. Constan de un tubo fluorescente que se enrolla para reducir el tamaño incorporado y un casquillo normal, que permite efectuar el cambio sin la menor dificultad

### 3.4.3 Servicios Industriales

Los servicios industriales o servicios de planta, lo constituyen: el agua industrial, elemento utilizado para enfriamiento de equipos, como medio

de transporte de energía térmica cuando se transforma en vapor, también como medio de limpieza. Del mismo modo los grupos electrógenos son útiles como suministradores de electricidad de emergencia en caso de corte de fluido eléctrico de la red principal.

## **4. DEFINICION DEL PROBLEMA EN UNA REFINERIA CON UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA**

### **4.1 Problema**

Ante la necesidad de realizar un “**Estudio de Eficiencia Energética**” en Refinería El Milagro, refinería con Unidad de Destilación primaria, se desarrollo tal estudio a efectos de conocer la manera en la que actualmente se emplea la energía, los principales consumos y preparar un plan de acción para reducir el consumo de energía en el corto y mediano plazo.

Debido a que una Optimización implicaría un arreglo de equipos o alteración del sistema actual de refinería , se opto por determinar las formas y métodos que permiten hacer un mejor uso de la energía, esto se logra con un Estudio de Eficiencia, dentro del cual esta incluida la optimización paramétrica.

Propondremos además criterios de optimización topológica para la refinería en estudio.

### **4.2 Metodología de trabajo**

La metodología empleada, sea para energía térmica o energía eléctrica varia según la instalación (magnitud y complejidad), pero en general, se pueden sintetizar en 09 pasos, estos son:

- 1) Identificación y reconocimiento de la instalación: estado, operatividad, etc.
- 2) Recolección de información: del proceso, consumos, costos, mediciones previas.
- 3) Análisis previo de la información obtenida.
- 4) Toma de decisiones: para un estudio detallado.
- 5) Información complementaria de la planta

- 6) Trabajo de campo: programa de mediciones
- 7) Procesamiento de la información detallada
- 8) Analizar alternativas de mejoras
- 9) Elaboración informe técnico – económico.

La planificación y ejecución del trabajo de campo es la actividad más importante ya que los resultados servirán como base para los balances de materia y energía.

Las mediciones deben ser tan directas como sea posible y para el caso de mediciones manuales frecuentemente conviene realizar una prueba simple preliminar, antes de las mediciones finales. La planta debe operar sin perturbaciones antes de iniciar las actividades de medición.

## **5. REFINERIA A SER EVALUADA: “EL MILAGRO”**

Refinería "El Milagro" inicia sus actividades normales desde octubre de 1995, surge del traslado y operación de la Ex Refinería Marsella. En agosto de 1992, se realizó una evaluación de la Refinería Marsella (ubicada en la localidad de Marsella sobre el Río Tigre) con el propósito de planificar y programar su posible reubicación, en junio de 1994 se efectúa una nueva inspección y se desarrollo un nuevo plan para su desmontaje, traslado e instalación en su actual ubicación (contigua a la Estación N° 7 del Oleoducto Norperuano), en julio de 1995 se inició las pruebas de arranque entrando en operación normal desde octubre de 1995.

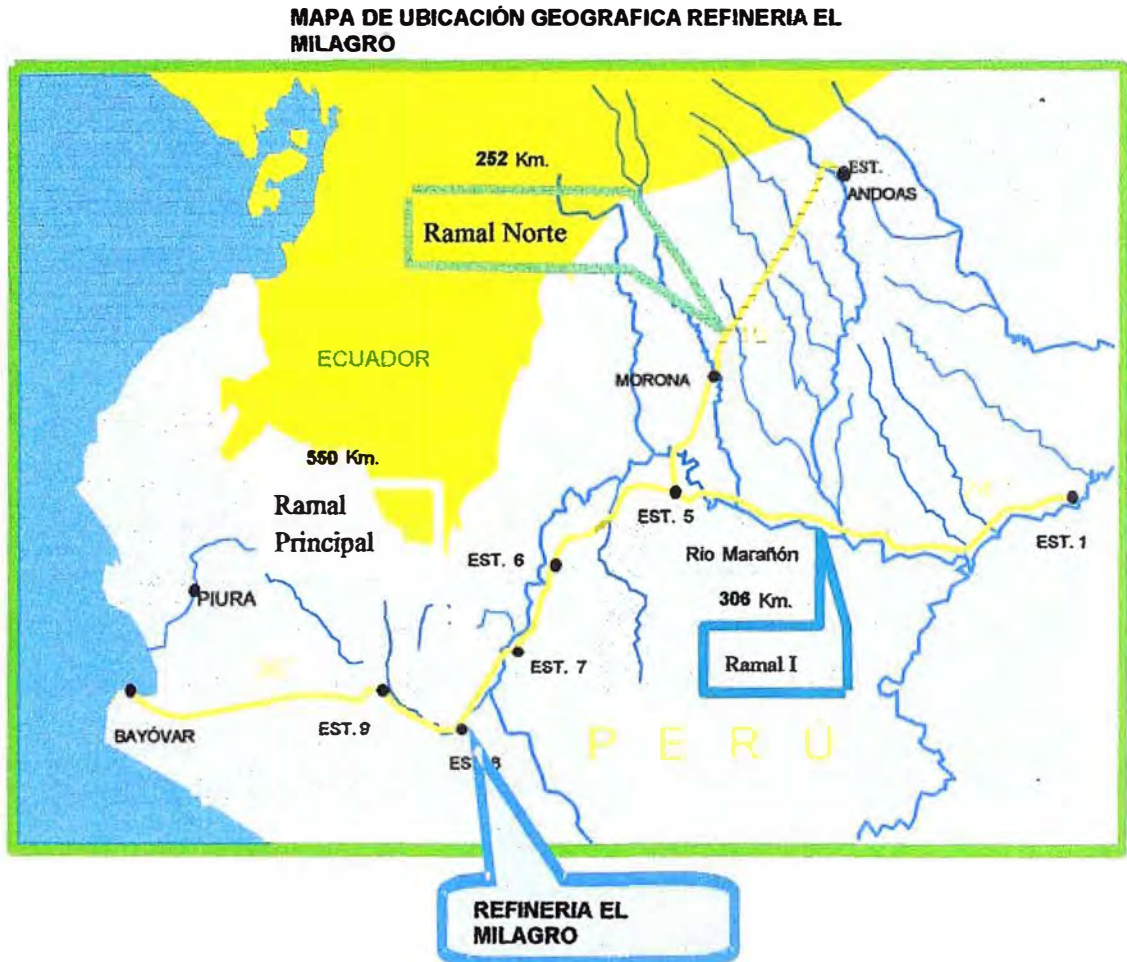
### **5.1 Datos de la Instalación**

Refinería "El Milagro" está ubicada cerca del Km 518.5 del Oleoducto Norperuano a 480 m.s.n.m., en los terrenos que PETROPERU tiene asignados para la Estación N° 7, a 1 Km. del Caserío El Valor. La denominación de "El Milagro" se dá por su ubicación en el distrito El Milagro provincia de Utcubamba del Departamento de Amazonas.

Geográficamente se localiza en la margen derecha del Río Marañon y a 1 Km de este. Se llega avanzando desde el puente Corral Quemado por la carretera hacia Bagua Chica y Bagua Grande, hasta la bifurcación conocida como "El Reposo" y siguiendo 5 km. a la izquierda de este punto.( Ver Figura N° 5.1).

El principal propósito de la Refinería "El Milagro", es el procesamiento de un petróleo crudo de aprox. 33 °API, para la elaboración de productos requeridos por equipos del Oleoducto Norperuano y vender a los clientes consumidores por la zona.

Figura N° 5.1



La capacidad de la Refinería “El Milagro” con el crudo disponible, proveniente del lote N° 8 y captado del Oleoducto Norperuano en Estación N° 7, es de 1700 B/D, pero actualmente trabaja a una capacidad promedio de 1708 B/D.

Debido a la creciente demanda de la zona, se tiene previsto incrementar la carga a 1850 B/D y posteriormente a 2000 B/D.

## 5.2 Descripción de la Instalación

Refinería “El Milagro” cuenta con las siguientes áreas principales:

#### A. Area de procesos

En esta área se procesa el crudo de petróleo en una Unidad de Destilación Primaria (UDP), obteniéndose los productos: Gasolina primaria, Kerosene, Diesel, Residual 6 y Turbo JP-5, comprenden los siguientes equipos principales: hornos de precalentamiento y vaporización del crudo, columna de destilación primaria, electrobombas centrifugas, intercambiadores de calor y aerorefrigerantes.

#### B. Area de almacenamiento de productos

En esta área Refinería cuenta con 12 tanques de almacenamiento de crudo y productos, obtenidos en el proceso de Destilación Primaria, los cuales están distribuidos convenientemente para el trasvase interno durante el procesamiento de crudo, comercialización y/o transferencia.

#### ➤ Area de Despacho de combustibles

Conformada por el puente de despacho de productos, área de acceso, 2 entradas para vehículos de gran tonelaje, patio de maniobras y 2 garitas de control.

#### C. Area de Servicios Auxiliares

En esta área se realiza la generación de vapor y aire comprimido, tratamiento de Turbo Combustible y equipos destinados al tratamiento de agua para servicios y agua para generación de vapor, comprende: zona de caldero, el cual proporciona vapor saturado seco, empleado para mantenimiento y limpieza de equipos de Refinería y para el sistema contraincendios; compresores; ablandador de agua y tanque regenerador de resina cationica; tanque para la preparación de soda cáustica.



#### D. Area de recuperación de productos y tratamiento de efluentes

Constituida por un tanque (Tanque Slop) que recibe y transfiere al tanque de crudo de Estación N° 7, productos de planta fuera de especificación durante emergencias operativas o arranques y paradas de planta y también recepcionar hidrocarburos recuperados en la poza API del sistema de tratamiento de efluentes líquidos.

El sistema de efluentes de Refinería esta conformada por los sistemas de: hidrocarburos, sanitarios y pluvial. Los efluentes líquidos son tratados para eliminar restos de aceite y luego tratados en una poza de oxidación conjuntamente con los desagües sanitarios y el agua proveniente del área de procesos.

Los efluentes gaseosos son mínimos y dentro de los estándares internacionales. Los desechos sólidos se almacenan con seguridad en un relleno sanitario.

#### E. Area de Laboratorio

Ambiente utilizado para la realización de las pruebas de calidad típica y especificación de los combustibles producidos en Refinería. Dentro de los análisis de laboratorio se encuentran los análisis de rutina, análisis especiales y análisis de certificación de combustibles.

#### F. Area de control de proceso

Referido a la sala de control de la Unidad de Destilación Primaria, edificio desde el cual se opera y controla el proceso de Refinería.

Constituida por un panel de control donde se mide, controla y registran las variables operativas, reportadas por los instrumentos de control, así como los mandos de los equipos rotativos y suministro de energía eléctrica.

G. Area de servicios administrativos

Conformada por el edificio principal, donde se encuentran las oficinas de supervisión administrativa, supervisión operativa, facturación, seguridad industrial, Movimientos de Productos y Almacenamiento (MPA), sala de conferencias y servicios higiénicos.

H. Area de Plomo Tetraetilico

Conformada por la Planta de dosificación de Plomo Tetraetilico (TEL) a la gasolina para su preparación comercial.

I. Area de jardines y zonas verdes

J. Area de pistas y veredas

K. Area de casetas de control

L. Area de almacenes.

### **5.3 Descripción del proceso productivo**

A. Recepción de la Materia Prima

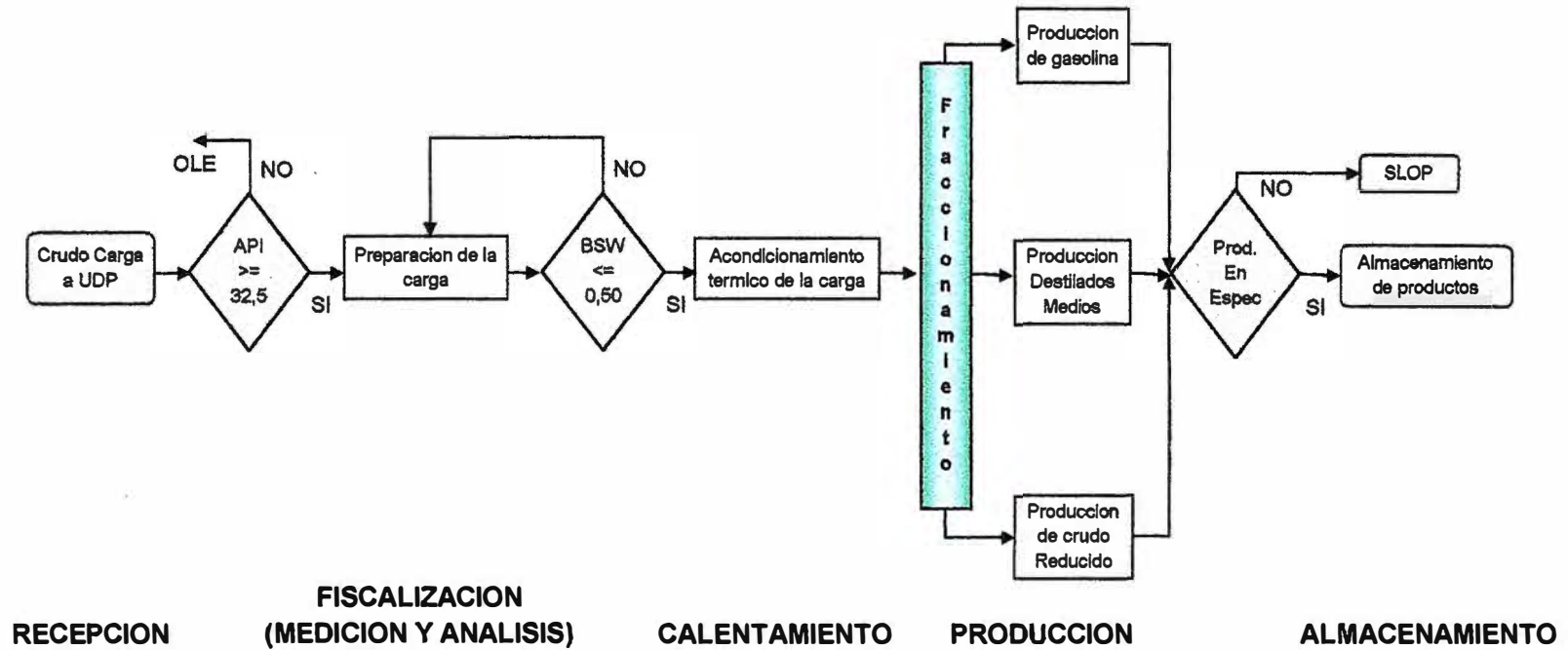
El proceso se inicia con la recepción de crudo proveniente del Oleoducto Norperuano, el cual se realiza por lotes. Refinería recibe el lote cuyo °API este en el rango de 32° - 35 ° API y es almacenada en tanques.

(Ver Figura N° 5.3 - A)

B. Fiscalización de Materia Prima

El crudo ya en los tanques es fiscalizado: nivel del tanque; temperatura de tapa, centro y fondo; muestras de tapa, centro, fondo

Figura N° 5.3 - A  
UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA



y compositiva del producto y corte de agua. Estas muestras son entregadas a laboratorio para su análisis respectivo.

Laboratorio analiza muestras del tanque e informa de las características del crudo que entrará a procesos, el mismo que deberá tener las siguientes características:

API	entre 32° - 35°
BSW	menor o igual a 0.50 sin presencia de agua libre
PTB	menor o igual a 10 Lbs

#### C. Calentamiento del crudo

Desde los tanques de almacenamiento el crudo es bombeado hacia el área de procesos, luego es precalentado en intercambiadores de calor a través de 2 circuitos:

En el circuito 1 pasa el 90 % de crudo carga  
En el circuito 2 pasa el 10 % del crudo carga.

Los intercambiadores de calor utilizan como fluido calefactor los productos calientes que salen de la columna de destilación primaria.

#### CIRCUITO 1

EQUIPO	FLUIDO CARCASA	FLUIDO EN TUBOS
E1	Crudo reducido	Crudo
E2	Crudo reducido	Crudo
E3	Crudo reducido	Crudo
E4	Diesel	Crudo

#### CIRCUITO 2

EQUIPO	FLUIDO CARCASA	FLUIDO EN TUBOS
E504	Reflujo de Diesel	Crudo

El crudo proveniente de los circuitos 1 y 2 se encuentra aproximadamente a una temperatura de 200 °C.

Luego de esta primera fase de calentamiento, se prosigue con el calentamiento en hornos tubulares a fuego directo:

Horno H2 se calienta de 197 °C a 256 °C

Horno H1 se calienta de 256 °C a 352 °C.

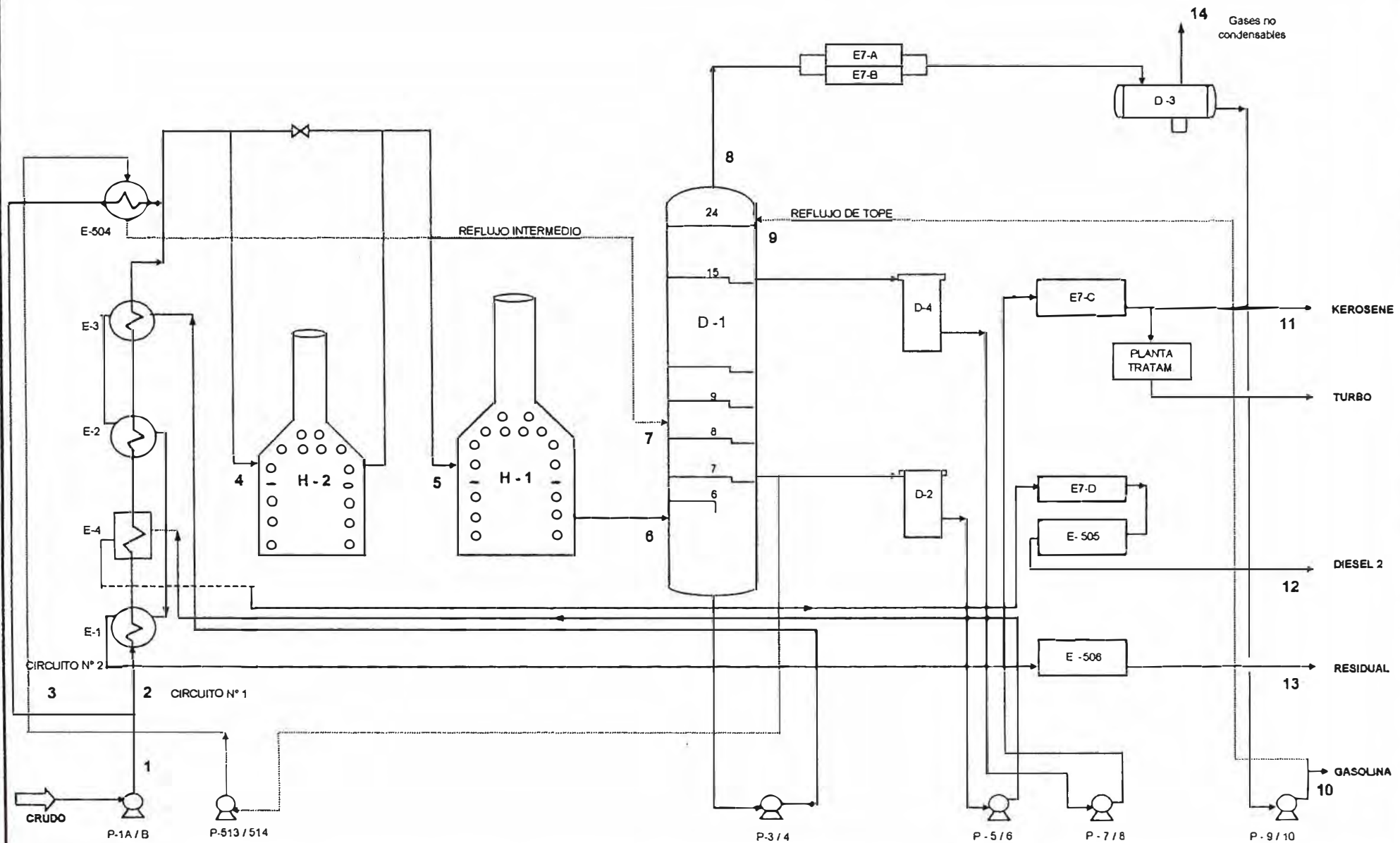
#### D. Unidad de Destilación Primaria

El crudo ingresa a la torre atmosférica D1 a una temperatura de 352 °C, donde se produce la separación de los componentes del crudo en el interior de la columna de destilación primaria. El crudo comienza a separarse en distintas fracciones de combustibles, los más ligeros se vaporizan en la parte superior de la columna y conforme va descendiendo en la columna se tienen los combustibles derivados mas pesados.(Ver Figura N° 5.3-D)

A diferentes alturas de la columna se tienen cortes o separaciones e las fracciones de los productos. Los cortes laterales de tope y de fondo son analizados en el laboratorio para determinar si cumplen con las especificaciones ASTM, de no ser así estos son derivados al tanque Slop o a la poza API, de allí estos son enviados a los tanques de crudo carga 7D2 o 7D3.

La gasolina sale por el tope de la columna en forma de gas a una temperatura de 116 °C, junto con los gases no condensables, los mismos que son condensados en los aerorefrigerantes E7A/B. Posteriormente este se acumula en el D3 (aquí se produce la interface agua-gasolina y gases no condensables que van al Flear), a una temperatura de 46 °C. De aquí es bombeada mediante las bombas P9 - P10; una parte de la gasolina retorna como reflujó al tope de la columna a una temperatura de 46 °C, el volumen restante se envía al tanque de productos 32T11. El inhibidor de corrosión es inyectado mediante la bomba

Figura N° 6.3 - D  
 DIAGRAMA DE PROCESO



P11 a la línea de salida de vapores de tope de la fraccionadora y a la línea de salida de gasolina a tanques.

El kerosene se extrae del plato N° 15 de la fraccionadora para ingresar al agotador D4, los vapores livianos del agotador de kerosene se elevan a través de los platos del D4 y son retornados a la fraccionadora. El kerosene que no recircula en el agotador se envía a tanques previo enfriamiento E7C/D para obtener una temperatura de almacenaje de 35 °C aproximadamente.

El diesel se extrae del plato N° 7 de la fraccionadora dividiéndose en 2 circuitos: reflujo de diesel y agotamiento.

- El reflujo de diesel se extrae del plato N° 7 y es bombeado hacia el intercambiador E504 para intercambio térmico con el crudo carga en el circuito 2, retornando a la columna sobre el plato N° 8.
- El otro circuito de diesel va al despojador D2, de aquí va a intercambiar calor con el crudo carga en el intercambiador E4, posteriormente es enfriado en los aerorefrigerantes E505 saliendo de estos a una temperatura de 32 °C para su almacenamiento.

El crudo reducido (Residual 6) sale del fondo de la fraccionadora para intercambiar calor con el rehedidor del agotador de kerosene E5 y con los precalentadores de crudo E3, E2 y E1 para luego ser enfriado en los aerorefrigerantes E506, para su posterior almacenamiento a una temperatura de 75 °C aproximadamente.

Adicionalmente se produce Turbo JP-5, combustible para aviones pero solo es a pedido por no haber demanda en la zona.

#### E. Almacenamiento

Los diferentes productos obtenidos durante todo el proceso son almacenados en tanques para su posterior venta y/o transferencia.

#### 5.4 Balance de materia

Los balances de materia y energía ayudan a cuantificar la calidad de la conservación de energía. Previo a todo balance es necesario limitar el sistema es decir definir los límites para los que atraviesa materia y energía. El sistema en este caso es la planta de procesos.

#### BALANCE DE MATERIA - REFINERIA EL MILAGRO

PUNTOS	DESCRIPCION	VOLUMEN BPD	MASA Kg/h
1	CRUDO CARGA TOTAL	1708	9829.63
2	CIRCUITO Nº 1 (90% de carga total)	1537	8845.51
3	CIRCUITO Nº 2 (10% de carga total)	171	984.11
4	ENTRADA CRUDO A HORNO H2	1708	9829.63
5	ENTRADA CRUDO A HORNO H1	1708	9829.63
6	ENTRADA CRUDO A FRACCIONADORA	1708	9829.63
7	REFLUJO CIRCULANTE DE DIESEL A FRACCIONADORA	231	1314.14
8	GASES DE TOPE	361	1241.77
9	GASOLINA A REFLUJO DE TOPE	221	1037.96
10	GASOLINA PRIMARIA A TANQUE	140	657.53
11	KEROSENE A TANQUE	306	1599.11
12	DIESEL A TANQUE	400	2275.56
13	RESIDUAL A TANQUE	860	5290.68
14	PERDIDAS	2	6.75

#### RESULTADOS

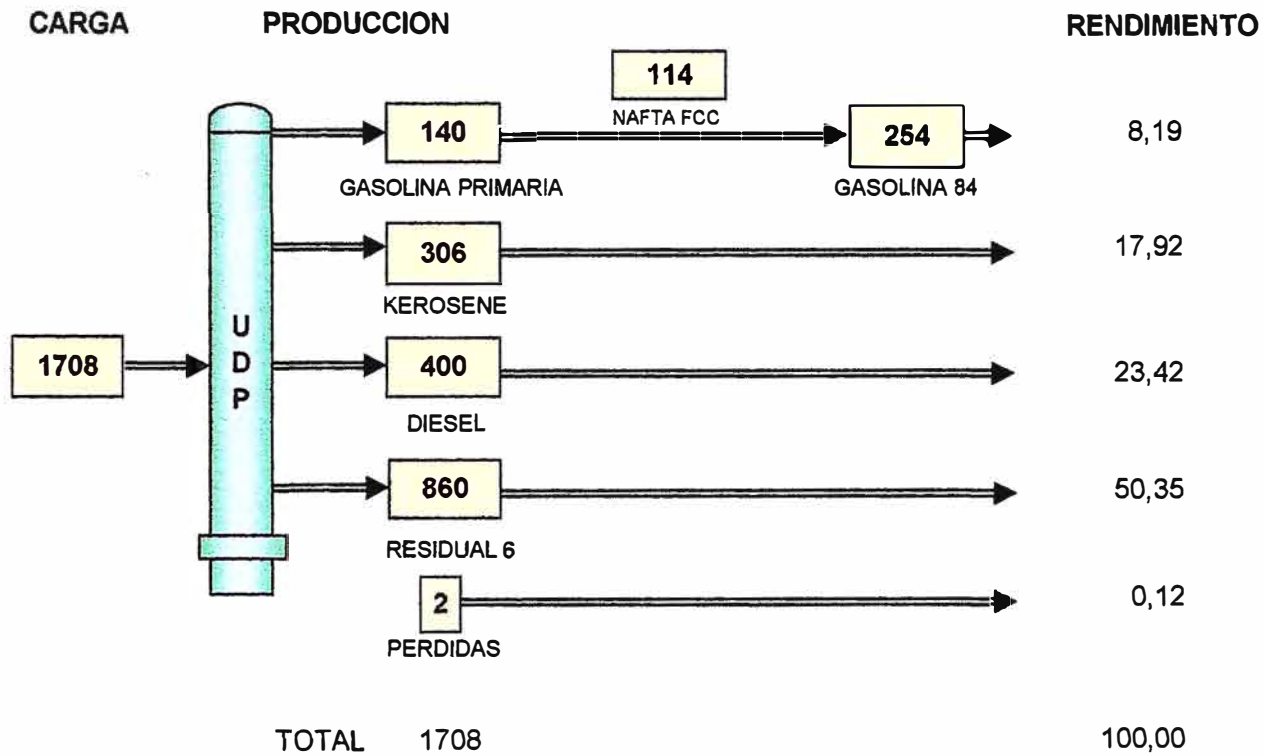
ENTRADAS		
CRUDO CARGA TOTAL	1708	9829.63
<b>TOTAL</b>	<b>1708</b>	<b>9829.63</b>
SALIDAS		
GASOLINA PRIMARIA A TANQUE	140	657.53
KEROSENE A TANQUE	306	1599.11
DIESEL A TANQUE	400	2275.56
RESIDUAL A TANQUE	860	5290.68
PERDIDAS	2	6.75
<b>TOTAL</b>	<b>1708</b>	<b>9829.63</b>

En la Figura Nº 5.4 se muestra la producción – rendimiento de la Planta de procesos.

En el Cuadro Nº 5.4 se presenta los datos de producción de la Planta de procesos.



**Figura N° 5.4**  
**PRODUCCION - RENDIMIENTO (BPD)**



**Cuadro N° 5.4**  
**CARGA - PRODUCCION REFINERIA EL MILAGRO**

	2000												Prom B/mes	Prom B/D
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC		
CARGA (B/mes)	51988	45318	43743	39210	40208	42466	49150	53250	51274	53073	37778	46940	46199.8	1540.0
°API	32.7	31.6	31.6	31.9	32.7	33.7	33.3	33.7	33.7	34.5	34.5	33.8	33.1	33.1

PRODUCTOS (B/mes)														
GASOLINA PRIMARIA	2005	1376	2638	2401	2462	3640	2413	2957	2752	3029	3289	2804	2647.2	88.2
KEROSENE	9213	6392	7407	6110	8069	7979	7978	10640	10909	12099	7450	8450	8558.0	285.3
DIESEL	14455	12531	11299	10325	9852	11155	12172	11987	10320	11257	8438	10125	11159.7	372.0
RESIDUAL	26217	24891	22316	18959	19755	19583	25275	27655	27279	26650	17564	24925	23422.4	780.7
TURBO JP5				1317			1227				-	622	263.8	8.8
PERDIDAS	98	128	83	98	70	109	85	11	14	38	37	14	65.4	2.2
TOTAL	51988	45318	43743	39210	40208	42466	49150	53250	51274	53073	37778	46940	46199.8	1540.0

	2001												Prom B/mes	Prom B/D
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC		
CARGA (B/mes)	52754	46053	49759	48672	52755	49533	52308	53365	52019	53257	52623		51190.7	1706.4
°API	33.5	33.2	32.8	32.2	31.9	32	32.5	31	32.5	32.8	32.7		32.5	32.5

PRODUCTOS (B/mes)														
GASOLINA PRIMARIA	4167	1068	1959	3529	3370	2788	3736	4285	4045	4410	4512		3442.6	114.8
KEROSENE	10188	10155	10054	10786	9698	6736	8105	8387	8238	9102	10572		9274.6	309.2
DIESEL	11216	9490	11218	9387	10940	12174	13390	13299	13186	12407	11497		11654.9	388.5
RESIDUAL	25913	25282	26482	24940	27942	27400	26386	26324	26050	26048	25142		26173.5	872.5
TURBO JP5	1193	-	-	-	781	394	509	976	396	1216	752		565.2	18.8
PERDIDAS	77	58	46	30	24	41	182	94	104	74	148		79.8	2.7
TOTAL	52754	46053	49759	48672	52755	49533	52308	53365	52019	53257	52623	0	51190.7	1706.4

*Nota : No se reporto produccion de diciembre por razones de termino de beca*

## **5.5 Suministro energético primario**

El proceso productivo descrito anteriormente utiliza fundamentalmente el calor para el calentamiento. El calor se obtiene de la combustión directa del combustible líquido.

Pero además se requiere del uso de electricidad para equipos y máquinas estáticas, para mantener la circulación permanente del petróleo durante el proceso productivo. La electricidad se utiliza además para generar servicios auxiliares tales como: aire comprimido, suministro de agua e iluminación.

### **5.5.1 Combustibles**

El combustible líquido utilizado en el proceso productivo de la planta es el Diesel 2, este se emplea en:

- Caldero para generar vapor saturado seco de 100 psi.
- Hornos tubulares para generar gases calientes los cuales a su vez se utiliza para precalentar el crudo que va a la torre de destilación.
- En grupos electrógenos que abastece de energía eléctrica requerida por la planta

### **5.5.2 Electricidad**

#### **A. Suministro de la Energía Eléctrica**

El suministro de energía eléctrica en la planta se realiza a través de Estación N° 7, para ello se cuenta con un grupo electrógeno. Este grupo estuvo operando hasta la quincena de noviembre, fecha es que llegó la interconexión eléctrica a Estación N° 7.

Grupo Electrónico N° 1

Grupo principal de 1100 Kw denominado 7MG2. El accionamiento se efectúa mediante motores de combustión interna.

Este grupo electrógeno abastece en forma total las cargas conectadas a la Subestación de Distribución ubicada en la misma Refinería. La capacidad del grupo electrógeno es suficiente para cubrir los requerimientos de potencia por parte de la planta de procesos.

### **B. Suministro de emergencia**

Para el caso de interrupciones del suministro energético y mantenimiento del generador principal, se cuenta con un turbo generador denominado 7P1.

Este turbo generador abastece en forma total las cargas que requiere la planta de procesos.

Cabe indicar que al mes operan los 2 generadores, la desventaja del Turbo generador 7P1 es que consume más combustible que el grupo electrógeno 7MG2, pero entra en funcionamiento cuando se hace mantenimiento al grupo electrógeno 7MG2.

### **C. Suministro y facturación de la energía eléctrica actual.**

El suministro de energía eléctrica reciente en la planta (noviembre del 2001) se realiza a través de la red de distribución de energía eléctrica de ELECTRONORTE, en el nivel de Media Tensión (consumo menor a 1000 Kw).

El tipo de tarifa será MT4P (presente en punta), en esta opción tarifaria se facturan los siguientes conceptos:

- Cargo fijo mensual
- Cargo por energía activa

- Cargo por potencia por máxima demanda leída
- Cargo por energía reactiva que exceda del 30 % de la energía activa.

Cabe indicar que la facturación será total y llegara a Estación N° 7, Refinería El Milagro consume el 48 % del consumo total.

Las horas punta son desde las 18:00 a las 23:00 horas y las restantes son consideradas como fuera de punta.

#### **D. Distribución de la energía eléctrica**

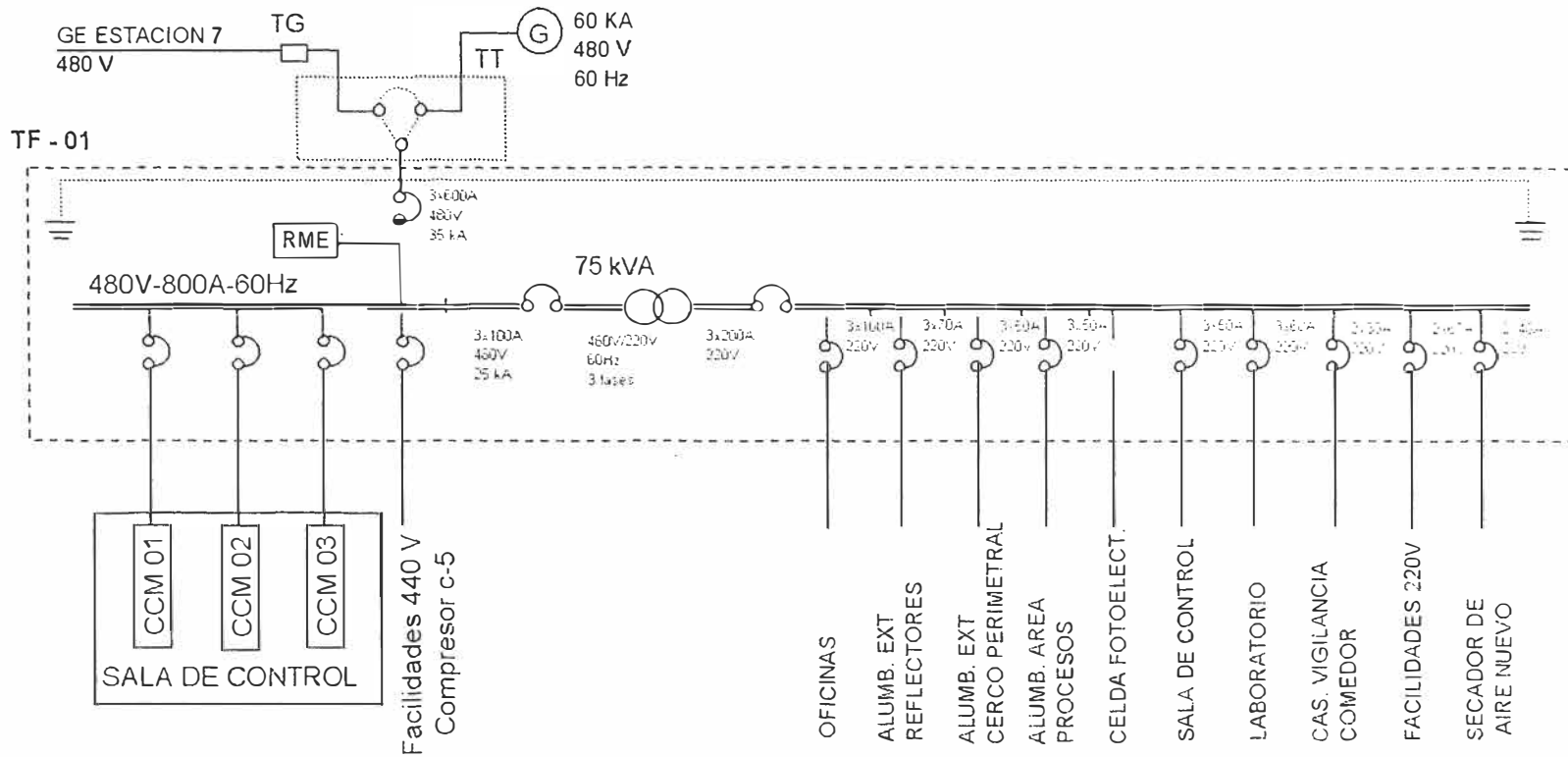
La distribución de la energía eléctrica hacia las instalaciones de la planta se realiza a través de una Sub Estación de distribución ubicada en Estación N° 7. (Ver Figura N° 5.5.2 – D).

Esta Sub Estación es denominada CCM (Central de Control de Motores), de esta sale una línea de alimentación subterránea de 480 V que pasa por un interruptor magnético regulable para llegar al tablero de control ubicado en refinería, aquí se registra sus medidas eléctricas en un panel digital (RME), luego llega a la barra de distribución.

Del tablero principal salen 4 cargas de 480 V, protegidas por los siguientes interruptores:

- Interruptor N° 1 225 A  
CCM -1
- Interruptor N° 2 200 A  
CCM -2
- Interruptor N° 3 500 A  
CCM -3
- Interruptor N° 4 350 A  
Compresor C-5

Figura N° 5.5.2- D  
**ESQUEMA ELECTRICO - REFINERIA EL MILAGRO**



TABLEROS: TT, TF-01, CCM 01, CCM 02, CCM 03

RME : REGISTRADOR DE MEDIDAS ELECTRICAS  
 TT : TABLERO DE CONTROL DE GRUPO ELECTROGENO DE EMERGENCIA 60 Kw, 480v, 60 Hz, 3 fases.

La distribución en 220 V, se realiza a partir de un transformador de 480/220 V, de 75 KVA, 3 fases y 60 Hz de frecuencia, desde donde se alimenta a las siguientes cargas:

- Oficinas
- Alumbrado exterior y reflectores
- Alumbrado exterior cerco perimetral
- Alumbrado área de procesos
- Celda Fotoeléctrica
- Sala de control
- Laboratorio

Las cargas conectadas al CCM -1 son las siguientes:

- Bomba 32P3C (Gasolina 84)
- Bomba 32P4D (Kerosene)
- Bomba 32P5C (Diesel)
- Ventilador E7A/E7B (motor aerorefrigerante)
- Bomba P3/P4 (crudo reducido)
- Bomba P5/P6 (producto diesel)
- Bomba P7/P8 (producto kerosene)
- Bomba P9/P10 (producto gasolina)
- Bomba 27P1A/27P1B/27P1C (aceite combustible a hornos)

Dentro de este CCM -1 se tiene un transformador de 480/220V, 15 KVA, que alimenta a las siguientes cargas:

- Plazuela con pilas
- Iluminación de jardines
- Bomba 11P11/11P12 (inyector de químicos)

Las cargas conectadas al CCM -2 son las siguientes:

- Bomba 32P2A/32P2B (gasolina recirculación)
- Bomba 32P3A/32P3B (gasolina a planta de ventas)
- Bomba 32P4A/32P4B (kerosene a planta de ventas)
- Bomba 32P5A/32P5B (diesel a planta de ventas)
- Bomba 32P6A/32P6B (turbo a planta de ventas)
- Bomba 45P1A/45P1B (recuperado de HC a tanque slop)
- Bomba 28P1 (Blown Down)
- Bomba 16P1A/16P1B (Soda a UDP)
- Bomba 16P2A/16P2B (Poza de neutralización)
- Sirena
- Enfriador de aire
- Protección catódica

Las cargas conectadas al CCM -3 son las siguientes:

- Bomba P1A/P1B (crudo carga a UDP)
- Bomba 32P1A/32P1B/32P1C (crudo reducido a OLE)
- Bomba 32P4C (kerosene a planta de ventas)
- Bomba 45P2A/45P2B (slops a tanques de crudo)
- Bomba 28P2 (sumidero)
- Bomba 46P1A/46P1B (distribución agua de servicios)
- Bomba 47P1A/47P1B (distribución agua tratada)
- Aerorefrigerantes E505/E506
- Bomba P513/P514 (Reflujo circulante de Diesel)
- Compresor 26C6
- Bomba 32P2A (Recirculación de gasolina)

#### **E. Consumo histórico de energía eléctrica**

De acuerdo al análisis de los consumos del año 2001 en la planta se tiene un consumo anual de



## Energía activa

Total anual 1'085,794.92 Kwh

Total mensual 90,482.91 Kwh

En el Gráfico N° 5.5.2 - E se muestra la evolución de los consumos de energía activa mensual del año 2,000 – 2,001.

La producción de la refinería en el año 2,000-2,001 tuvo una tendencia oscilante por lo que el consumo de energía también lo manifiesta. En el mes de noviembre 2,000, hubo parada de planta programada para su mantenimiento, su duración fue de una semana. Otros meses en que se produce bajo consumo de energía, es cuando se acondiciona la planta para producir Turbo JP-5 (se baja carga) o cuando hay bajo stock de crudo.

Durante el año 2,000-2,001 se observa consumos de energía eléctrica desde 70,380 kwh en el mes de noviembre 2,000, hasta un máximo de 94,210 kwh en el mes de agosto 2,001. Los consumos unitarios de energía eléctrica varían entre los 1.64 a los 2.17 kwh/barril. De acuerdo a mediciones efectuadas la planta tiene un factor de potencia promedio de 0.84 inductivo.

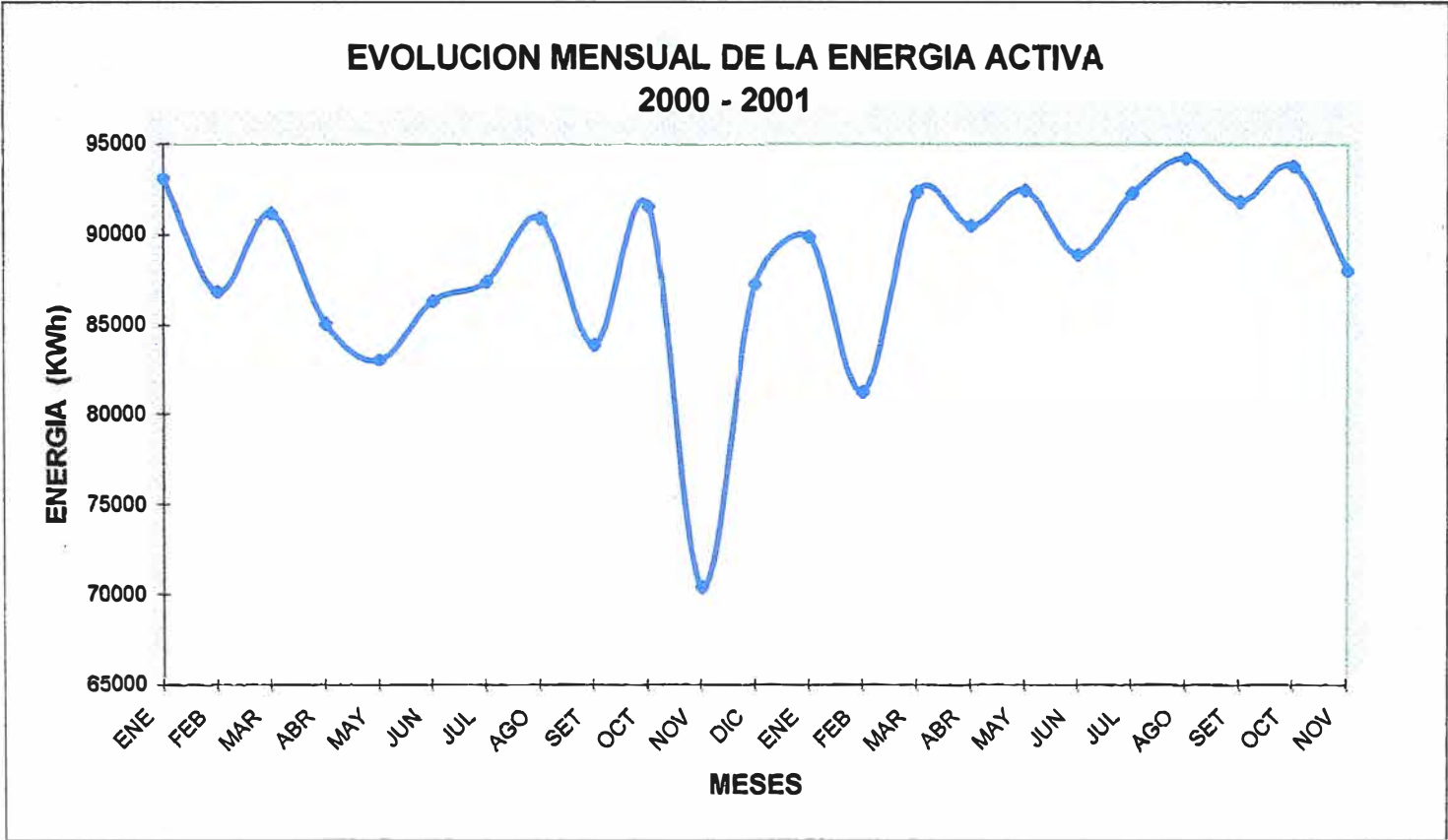
Los consumos mensuales de energía eléctrica de la planta para el año 2,000-2,001 se muestran en el Cuadro N° III-1 del Anexo III.

## 5.6 Suministro Energético Secundario

El suministro energético secundario lo proporciona fundamentalmente el vapor generado en la caldera, vapor saturado seco empleado para mantenimiento y limpieza de equipos de Refinería y para el sistema de contraincendios.

Este caldero es encendido ocasionalmente y solo por una hora al día.

Grafico N° 5.5.2 - E



## **6. EVALUACION TECNICA DE LAS INSTALACIONES**

### **6.1 INSTALACIONES TÉRMICAS**

El proceso de destilación del petróleo requiere principalmente del uso del calor en la etapas de precalentamiento del crudo antes de ingresar a la torre fraccionadora.

#### **6.1.1 Características técnicas**

##### **6.1.1.1 Hornos de proceso**

De acuerdo al proceso productivo descrito en el Capitulo 5, antes que el petróleo ingrese a la etapa de destilación, se somete a un precalentamiento en los hornos H2 y H1.

El proceso de combustión que se realiza en los hornos es producto de un equilibrio entre varios factores: calidad y cantidad de crudo, cantidad de aire suministrado, tipo de combustible utilizado, diseño de hornos y quemadores, instrumentación, etc.

La energía suministrada a los hornos se cuantifica por el consumo de  $D_2$  en los quemadores que posee cada uno de ellos. El consumo del combustible depende de la cantidad de crudo y las condiciones a la que ingresa, durante las mediciones los hornos estuvieron trabajando normalmente.

#### **A. Horno H2**

El horno H2 de precalentamiento es del tipo tubular horizontal con capacidad de calentamiento de 1700 B/D de crudo, es del tipo de fuego

directo con 1 quemador horizontal y la transmisión de calor principal es en la zona radiante o cámara de combustión. Se logra un calentamiento del crudo de 191 °C hasta 256 °C.

Cuadro N° 6.1.1.1-A  
Características Técnicas del Horno H2

Equipo	Horno tubular
Diseño y fabricación	Marsco Engineering Corporation
Potencia nominal	3'200,000 BTU/H
Capacidad	1,700 B/D
Presión de diseño	150 PSIG
Tubería	Horizontal Acero al carbono ASTM A53A Material SA - 53 – B N° de tubos: 40 de superficie desnuda 4"Φ
Quemadores	Marca JHON ZINC Modelo 14 DVA N° de quemadores 1 Serie 144178
Hogar	Ancho 8' 1" Altura 10' Profundidad 10' 1"

## B. Horno H1

El horno H1 de vaporización parcial es del tipo tubular horizontal con capacidad de calentamiento de 1700 B/D de crudo, es del tipo de fuego directo con 2 quemadores (de alta y baja presión) horizontales opuestos y la transmisión de calor principal es en la zona radiante. De este modo se logra la parcial vaporización del crudo de 256 °C hasta 352 °C.

Cuadro N° 6.1.1.1 -B  
Características Técnicas del Horno H1

Equipo	Horno tubular
Diseño y fabricación	Marsco Engineering Corporation
Potencia nominal	4'580,000 BTU/H
Capacidad	1,700 B/D
Presión de diseño	150 PSIG
Tubería	Horizontal Acero al carbono ASTM A53A Material SA - 53 - B N° de tubos: 60 de superficie desnuda 3"Φ
Quemadores	Marca JHON ZINC Modelo 14 DVA N° de quemadores 2
Hogar	Ancho 8' 1" Altura 10' Profundidad 10' 1"

### 6.1.1.2 Intercambiadores de calor

El análisis que se hace al tren de intercambio calórico es para determinar la efectividad con que viene operando individualmente cada intercambiador de calor.

Cuadro N° 6.1.1.2  
Características técnicas de los intercambiadores de calor

	11E1	11E2	11E3	11E4	11E504
Servicio	Crudo / R6	Crudo / R6	Crudo / R6	Crudo / D2	Crudo / Reflujo D2
Tipo	Casco y tubos horizontal	Casco y tubos horizontal	Casco y tubos horizontal	Doble tubo horizontal	Doble tubo horizontal
Area intercambio	333 pie <sup>2</sup>	333 pie <sup>2</sup>	333 pie <sup>2</sup>	100 pie <sup>2</sup>	800 pie <sup>2</sup>
Casco:					
Longitud	23' 3 1/2"	240"	240"	20' 7"	24'
Diámetro	16"	16"	16"	3 1/2"	16"
Tubos:					
Cantidad	53	53	53	1	109
Forma	doblado en U	doblado en U	doblado en U	doblado en U	doblado en U
Longitud	106"	106"	106"	20'	21' 4 3/4"
Diámetro	3/4"	3/4"	3/4"	1 1/2"	3/4"

## 6.1.2 Evaluación energética

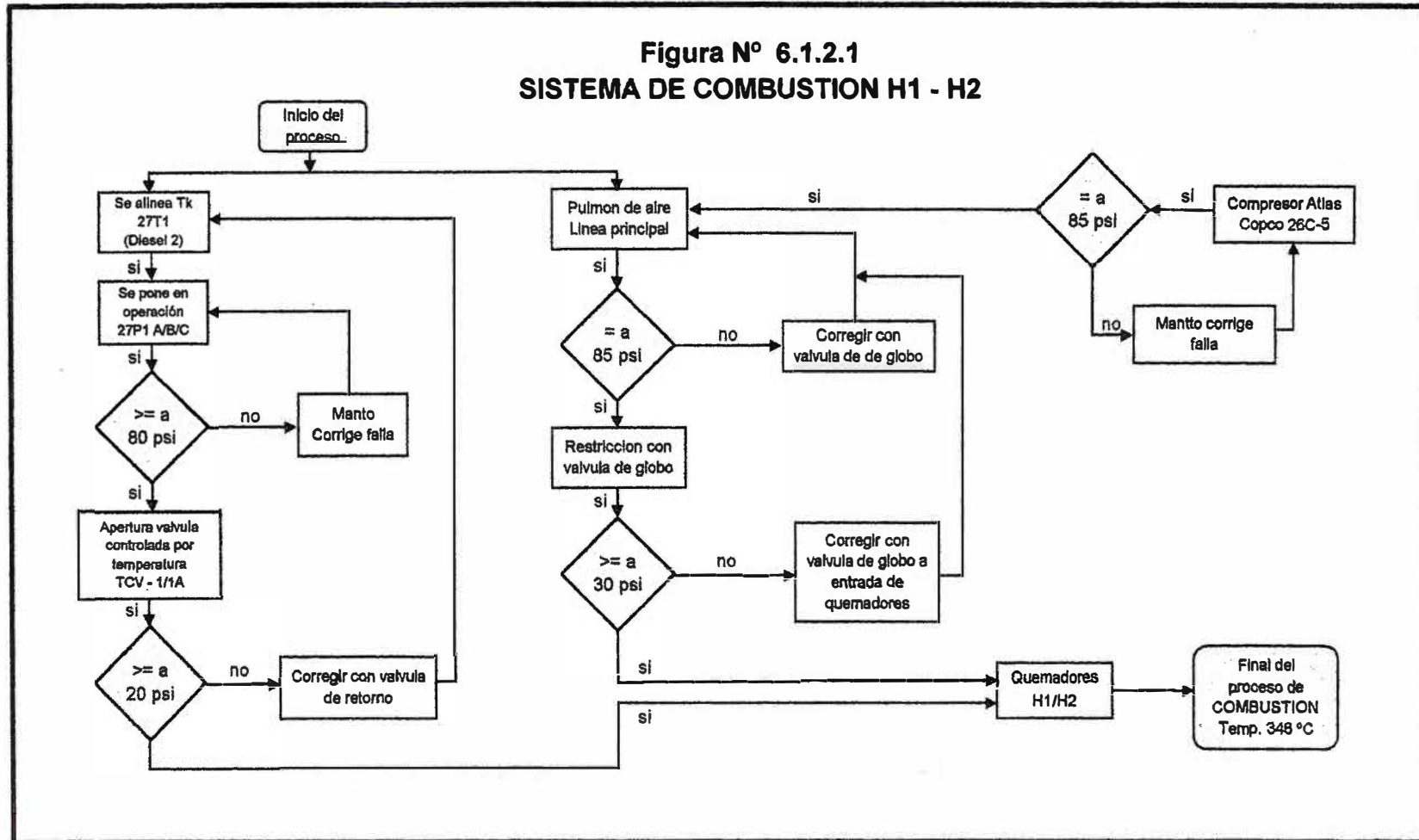
### 6.1.2.1 Hornos de proceso

#### A. Horno H2

Durante la evaluación, el horno se encontraba funcionando dentro de un proceso productivo de 1,711 B/D de crudo, a continuación se describe las principales observaciones derivadas de una inspección general de las mismas:

- El aspecto físico exterior demuestra una buena conservación (recibe mantenimiento anual).
- La operación del horno se realiza en forma sostenida y se trata en todo momento sea uniforme, sin modulaciones ni baja de carga.
- El combustible utilizado es  $D_2$ , las bombas proveen la presión necesaria y el quemador está permitiendo una operación adecuada.
- Se está trabajando a una capacidad promedio menor a la nominal.
- El suministro de aire para la combustión se toma a temperatura ambiente de 34.6 °C (Ver Figura N° 6.1.2.1)
- La presión de ingreso de combustible es de 26 psi y la presión de ingreso de aire es de 38 psi.
- El proceso de combustión y la mezcla aire combustible se realiza en forma visual y a través de la temperatura de salida del horno, se trabaja con un tiro de 25% abierto.
- Utiliza 2" de espesor de Manta Kaowool 1400 como aislamiento en las paredes radiantes laterales y frontales.
- La base del horno es 5" de concreto y 2½ ladrillo refractario Repsa K-23.
- Mensualmente se le hace medición de gases de combustión.

Figura N° 6.1.2.1  
SISTEMA DE COMBUSTION H1 - H2



## BALANCE ENERGÉTICO DEL HORNO

Con la finalidad de evaluar las condiciones energéticas de operación del horno H2, se realiza el balance de masa y energía, para determinar la eficiencia y perdidas producidas. Las mediciones y datos de base en el horno son:

- Análisis de gases de combustión en la chimenea.
- Exceso de aire en la combustión
- Eficiencia en la combustión
- Temperatura de gases de combustión
- Temperatura de crudo entrada/salida
- Flujos de crudo y combustible
- Temperatura ambiente
- Temperatura superficial.

Cuadro N° 6.1.2.1- A1  
Mediciones y Datos de base en el Horno H2 (22 AGO 2001)

Indice de exceso de aire	1.25
% Humedad relativa	55%
Análisis de gases	
CO <sub>2</sub>	12.2
O <sub>2</sub>	4.2
CO	20.0
NO	83.9
Indice de Bacharach	3 EB
Temperatura de gases de chimenea	375.2 °C
Temperatura ambiente	34.6 °C
Temperatura de ingreso de crudo	191 °C
Temperatura de salida de crudo	256 °C
Temperatura de ingreso de aire	34.6 °C
Temperatura combustible a quemador	34.6 °C
Temperatura superficial (e=0.95)	58 °C
Area superficial	34 m <sup>2</sup>
Flujo de crudo entrada	1,711 B/D
Flujo de crudo salida	1,711 B/D
Consumo de combustible D <sub>2</sub>	9.37 B/D
Eficiencia de combustión.	83.9 %



Para elaborar el balance de energía se considera al horno como un sistema al cual ingresan y salen flujos de masa/energía. El cálculo puede observarse en el Anexo I. (Ver Cuadro N° I-2, Anexo I)

De este modo se obtiene del horno H2 , los balances de materia y energía, el cual se resumen en los siguientes cuadros.

Cuadro N° 6.1.2.1 - A2  
Balance de Materia – Horno H2

ENTRADAS	Kg/h	SALIDAS	Kg/h
Combustible	52	Gas seco	927
Aire seco	934	Humedad del gas	77
Humedad del aire	18	Crudo de salida	9,621
Crudo de entrada	9,621		
<b>TOTAL</b>	<b>10,625</b>	<b>TOTAL</b>	<b>10,625</b>

Cuadro N° 6.1.2.1 - A3  
Balance de Energía – Horno H2

CALORES DE ENTRADA	Kcal/h	%
Combustible	1'014,040	51.36
Aire seco	2,152	0.11
Humedad del aire	78	0.004
Crudo de entrada	958,088	48.53
<b>TOTAL</b>	<b>1'974,358</b>	<b>100.00</b>

CALORES DE SALIDA	Kcal/h	%
Gas seco	80,834	4.09
Humedad del gas	46,943	2.38
Inquemados gaseosos	42	0.002
Inquemados sólidos	15,207	0.77
Crudo de salida	1'286,734	65.17
Perdidas por radiación y convección	78,562	3.98
Calor residual	466,036	23.60
<b>TOTAL</b>	<b>1'974,358</b>	<b>100.00</b>
$\text{Eficiencia} = \frac{\text{calor ganado por el crudo} \times 100}{\text{calor suministrado}} = \frac{1'286,734 \times 100}{1'974,358}$		
Eficiencia = 65.17 %		

Del Cuadro Nº 6.1.2.1- A1 de mediciones, se puede observar:

- El horno H2 tiene buena combustión, los porcentajes de O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> en los gases se encuentran en 4.2 y 12.2 % respectivamente, esto hace que el exceso de aire sea de 25% , lo que se encuentra debajo del rango recomendado de 30-40% , el %CO esta dentro del valor recomendado de <400 ppm.
- La opacidad de 3 EB indica la mínima presencia de hollín en los humos (inquemados sólidos)
- La temperatura de gases de chimenea es de 375.2 °C.
- Debido al % de exceso de aire, que se encuentra por debajo del valor recomendado para hornos, pero con el valor de opacidad, podríamos decir que la combustión tiende a ser completa, la presencia de CO en los gases de combustión crea riesgo de explosión al llegar a atmósferas súbitamente oxidantes.

- El % de carga del horno en el momento de la evaluación, de acuerdo a los datos de diseño fue de 101%.

Del Cuadro N° 6.1.2.1- A3 del balance de energía, se puede observar:

- La eficiencia del horno H2 es de 65.17 % .
- La pérdida en los gases de combustión es del orden de 7.24 %
- La pérdida por radiación y convección es del orden de 3.98 %, dentro del rango recomendado (2-4% del calor suministrado), esto se manifiesta por la temperatura superficial de 58 °C en las paredes laterales de la zona radiante.
- Se observa además un 23.6 % de calor residual, esto se puede explicar por la elevada carga térmica del hogar, es decir , la relación entre la potencia calorífica y el volumen de carga, ya que existe poco tiempo de permanencia.

## **B. Horno H1**

Durante la evaluación el horno H1 operaba con 1,711 B/D de crudo, aquí algunas observaciones de la inspección:

- El aspecto físico exterior demuestra una buena conservación (recibe mantenimiento anual).
- La operación del horno se realiza en forma sostenida, sin modulaciones ni baja de carga.
- Se usa el D<sub>2</sub> como combustible en ambos quemadores.
- Se está trabajando a una capacidad promedio menor a la nominal.
- El suministro de aire para la combustión se toma a temperatura ambiente de 32.3 °C
- Las presiones de ingreso de aire y combustible son las siguientes:  
Quemador 1: Presión de aire 70 psi, presión de combustible 44 psi.  
Quemador 2: Presión de aire 47 psi, presión de combustible 27 psi.

- El proceso de combustión y la mezcla aire combustible se realiza en forma visual y a través de la temperatura de salida del horno, se trabaja con un tiro de 25% abierto.
- Utiliza 2" de espesor de Manta Kaowool 1400 como aislamiento en las paredes radiantes laterales y frontales.
- La base del horno es 5" de concreto y 2½ ladrillo refractario Repsa K-23.
- Mensualmente se le hace medición de gases de combustión.

## BALANCE ENERGÉTICO DEL HORNO

Cuadro N° 6.1.2.1 - B1  
Mediciones y Datos de base en el Horno H1

Indice de exceso de aire	1.29
% Humedad relativa	55%
Análisis de gases	
CO <sub>2</sub>	11.9
O <sub>2</sub>	4.7
CO	21.0
NO	77.0
Indice de Bacharach	4 EB
Temperatura de gases de chimenea	516.6 °C
Temperatura ambiente	34.6 °C
Temperatura de ingreso de crudo	256 °C
Temperatura de salida de crudo	352 °C
Temperatura de ingreso de aire	34.6 °C
Temperatura combustible a quemador	34.6 °C
Temperatura superficial (e=0.95)	63 °C
Area superficial	44 m <sup>2</sup>
Flujo de crudo entrada	1,711 B/D
Flujo de crudo salida	1,711 B/D
Consumo de combustible D <sub>2</sub>	23.63 B/D
Eficiencia de combustión.	76.4 %

Con los datos y mediciones se presentan el resumen de balances de materia y energía ( Ver Cuadro N° I-3 del ANEXO I ) en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 6.1.2.1 – B2  
Balance de Materia – Horno H1

ENTRADAS	Kg/h	SALIDAS	Kg/h
Combustible	132	Gas seco	2,427
Aire seco	2,445	Humedad del gas	197
Humedad del aire	47	Crudo de salida	9,621
Crudo de entrada	9,621		
<b>TOTAL</b>	<b>12,245</b>	<b>TOTAL</b>	<b>12,245</b>

Cuadro N° 6.1.2.1 – B3  
Balance de Energía – Horno H1

CALORES DE ENTRADA	Kcal/h	%
Combustible	2'574,101	65.52
Aire seco	5,633	0.14
Humedad del aire	203	0.01
Crudo de entrada	1'348,959	34.33
<b>TOTAL</b>	<b>3'928,896</b>	<b>100.00</b>
CALORES DE SALIDA	Kcal/h	%
Gas seco	301,858	7.68
Humedad del gas	133,303	3.39
Inquemados gaseosos	115	0.003
Inquemados sólidos	51,469	1.31
Crudo de salida	1'909,566	48.60
Perdidas por radiación y convección	289,564	7.37
Calor residual	1'243,021	31.64
<b>TOTAL</b>	<b>3'928,896</b>	<b>100.00</b>

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{calor ganado por el crudo} \times 100}{\text{calor suministrado}} = \frac{1'909,566 \times 100}{3'928,896}$$

$$\text{Eficiencia} = 48.6 \%$$

Del Cuadro N° 6.1.2.1 – B1 de mediciones, se puede observar:

- Los porcentajes de O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> presente en los gases, se encuentran en 4.7 y 11.9 % respectivamente, esto hace que el exceso de aire sea de 29% , lo que se encuentra en el rango recomendado de 30-40% , el %CO está dentro del valor recomendado de < 400 ppm.
- La opacidad de 4 EB indica mala combustión, este es el límite de hollín, la presencia de inquemados sólidos en los gases de combustión indica que se está produciendo una combustión imperfecta, no existe condiciones adecuadas de mezcla, puntos fríos en la cámara de combustión, entradas de aire, etc. Estas condiciones producen depósitos de hollín, disminución de la eficiencia de combustión (76.4 % menor que 83.9% del horno H2).
- La temperatura de gases de chimenea es de 516.6 °C, se considera que todavía tienen un potencial de aprovechamiento de calor residual.
- El % de exceso de aire, pese a que se encuentra dentro del valor recomendado para hornos arroja un valor de opacidad de 4 EB, es decir hay presencia de hollín, se manifiesta por la elevada temperatura de gases de chimenea.
- El % de carga del horno en el momento de la evaluación, de acuerdo a los datos de diseño fue de 101%.

Del Cuadro N° 6.1.2.1 – B3 del Balance de energía, se puede observar:

- La eficiencia del horno H1 es de 48.6 % .

- La pérdida en los gases de combustión es del orden de 12.38 %, la estructura del horno permite una rápida salida de gases, lo que origina una alta temperatura en los gases.
- La pérdida por radiación y convección es del orden de 7.37 %, superior al rango recomendado (2-4% del calor suministrado), esto se manifiesta por la temperatura superficial de 63 °C en las paredes laterales de la zona radiante.
- Se observa además un 31.64 % de calor residual . Esto se puede explicar de la siguiente manera: al no disponer el horno H1 de una mayor área de transferencia (debido a la sobrecarga) interna de calor de la zona radiante a los tubos conductores del crudo que será calentado, el salto térmico (diferencia entre temperaturas de entrada y salida del crudo) disminuye conforme se incrementa la carga, por lo tanto del calor no aprovechado, una parte se va con los gases y otra parte es absorbida por la misma estructura del horno, incrementando en ambos casos su temperatura respectiva.

De tal modo que a mayor incremento de carga menor calentamiento de crudo.

### 6.1.2.2 Intercambiadores de calor

#### A. Efectividad de intercambiadores

Este análisis se basa en determinar la efectividad con que el equipo transfiere una cantidad de calor determinada.

Definimos la efectividad del Intercambiador de calor como:

$$\text{Efectividad} = e = \frac{\text{transferencia de calor real}}{\text{máxima transferencia de calor posible}}$$

- La transferencia de calor real se puede hallar calculando ya sea la energía perdida por el fluido caliente o la energía absorbida por el fluido frío.
- La máxima transferencia de calor posible para el intercambiador sería si uno de los fluidos sufriera un cambio de temperatura igual a la diferencia máxima de temperatura presente en el intercambiador, la cual es la diferencia entre las temperaturas de entrada de fluidos caliente y frío. El fluido que podría sufrir esta diferencia máxima de temperatura será el que tenga el valor de Masa x Calor específico mínimo.

Para el cálculo del calor real se considera:

Coeficiente total de transferencia de calor constante

Flujo másico del fluido que circula es constante.

El calor específico es constante sobre toda la trayectoria.

No hay cambio de fases en el sistema.

Ver cálculos Anexo I.

Así se obtiene los resultados contenidos en el Cuadro N° 6.1.2.2 - A

## **B. Integración Energética – Tecnología Pinch**

El uso racional de energía implica el mayor aprovechamiento posible de la energía en el transcurso de su degradación. En el caso del calor esto sugiere intercambiar calor solamente al nivel de temperatura necesario y con la mínima diferencia de temperatura posible.

En plantas químicas en las que una multitud de flujos tienen que ser calentados o enfriados, la integración térmica es perfeccionada y consiste en una combinación inteligente de todos los flujos mediante intercambiadores de calor.



**Cuadro N° 6.1.2.2 - A**  
**EFFECTIVIDAD DE INTERCAMBIADORES DE CALOR**

<b>11E.1 crudo/R6</b>	<b>11E.2 crudo/R6</b>	<b>11E.3 crudo/R6</b>	<b>11E.4 crudo/D2</b>	<b>11E.604 crudo/Reflujo de D2</b>
mcrudo = 8687 Kg/h	mcrudo = 8687 Kg/h	mcrudo = 8687 Kg/h	mcrudo = 8687 Kg/h	mcrudo = 748 Kg/h
mresidual = 4984 Kg/h	mresidual = 4984 Kg/h	mresidual = 4984 Kg/h	mresidual = 2087 Kg/h	mresidual = 1280 Kg/h
t1 = 34 °C	t1 = 85 °C	t1 = 129 °C	t1 = 65 °C	t1 = 30 °C
t2 = 65 °C	t2 = 129 °C	t2 = 159 °C	t2 = 85 °C	t2 = 215 °C
T1 = 180 °C	T1 = 261 °C	T1 = 316 °C	T1 = 278 °C	T1 = 246 °C
T2 = 110 °C	T2 = 180 °C	T2 = 261 °C	T2 = 192 °C	T2 = 118 °C
Qp = 153507.2 Kcal/h	Qp = 177629.7 Kcal/h	Qp = 120313.0 Kcal/h	Qp = 80766.9 Kcal/h	Qp = 73728 Kcal/h
Qg = 123876.6 kcal/h	Qg = 175824.8 kcal/h	Qg = 119880.6 kcal/h	Qg = 79920.4 kcal/h	Qg = 63654.8 kcal/h
Qmax = 252190.4 Kcal/h	Qmax = 289470.7 Kcal/h	Qmax = 344294.7 Kcal/h	Qmax = 181255.95 Kcal/h	Qmax = 74321.28 Kcal/h
e = 49 %	e = 61 %	e = 35%	e = 44%	e = 86 %

t = Temperatura de ingreso/salida del crudo

T = Temperatura de ingreso/salida del R6/D2/RD2

La técnica será ilustrada para ver problemas de intercambiadores de calor en redes, la cual es el objetivo principal de la Tecnología Pinch.

### **B1. Utilidad de la energía objetiva de calentamiento y enfriamiento**

Para hallar la energía objetiva, primero se construye la red y luego se hace la prueba.

El calor tomado al inicio es llamado o designado  $Q_h$ , luego el calor útil disipado, liberado o perdido es designado por  $Q_c$ . Por lo tanto un incremento de  $Q_h$  tiene que conducir a un correspondiente incremento de  $Q_c$ .

### **B2. Ingreso de datos**

Todos los datos de las corrientes son preferentemente listadas en una tabla donde se puede ver el suministro y la capacidad de calentamiento o enfriamiento de las corrientes.

Los datos del tren de intercambio calórico, son listados en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.1.2.2 - B2

Corriente del proceso			Temperatura °C		Flujo Kg/h	Capacidad calorífica mCp (Kcal/h°C)	Capacidad calorífica mCp (KW/°C)	Carga de calor KW
N°	FLUIDO	TIPO	TIN	TOUT				
1	Crudo	FRIA	30	215	748	344.08	0.39	72.15
2	Crudo	FRIA	34	65	8687	3996.02	4.64	143.84
3	Crudo	FRIA	65	85	8687	3996.02	4.64	92.80
4	Crudo	FRIA	85	129	8687	3996.02	4.64	204.16
5	Crudo	FRIA	129	159	8687	3996.02	4.64	139.20
6	R6	CALIENTE	316	261	4984	2192.96	2.55	140.25
7	R6	CALIENTE	261	180	4984	2192.96	2.55	206.55
8	R6	CALIENTE	180	110	4984	2192.96	2.55	178.50
9	D2	CALIENTE	278	192	2087	939.15	1.09	93.74
10	RCD	CALIENTE	246	118	1280	576.00	0.67	85.76

### B3. Intervalos de temperatura

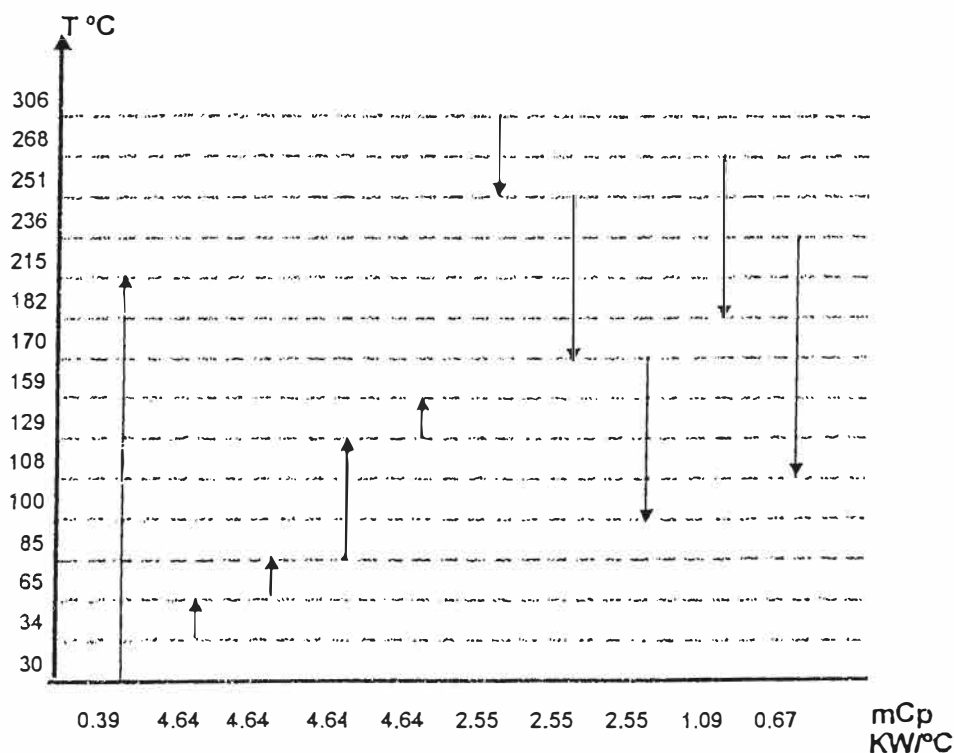
El rango de temperaturas de la recuperación total de calor, es definido por la temperatura de las corrientes caliente y fría del proceso.

En el intervalo final, todo suministro de energía y la temperatura serán listados cada uno, pero primero, la temperatura de la corriente caliente o fría del proceso serán reducidos por la diferencia de temperatura mínima  $\Delta T_{min}$ . que estará aproximadamente entre 5 – 20 °C.

En este caso consideraremos  $\Delta T_{caliente} = 10\text{ °C}$  (Reducción de 10 °C en temperatura de las corrientes calientes)

Las corrientes y los intervalos de temperatura se representan en la Figura N° 6.1.2.2 – B3.

Figura N° 6.1.2.2-B3



#### B4. Balance de calor

El balance de calor para todos los intervalos y el cambio de entalpías pueden ser calculados por:

$$H_i = Q_i - Q_{i+1} = (T_i - T_{i+1}) \times (mC_{p\text{caliente}} - mC_{p\text{frío}})$$

$H_i$  será positivo o negativo, dependiendo de la capacidad calorífica de las corrientes calientes o frías del proceso involucradas en el respectivo intervalo de temperatura. Se usa el signo positivo para las secuencias calientes que ceden calor y negativo para las secuencias frías que absorben calor. (Ver Cuadro N° 6.1.2.2 – B4).

Ejemplo:

$$H_1 = (306 - 268) \times (2.55) = 96.90$$

$$H_5 = (215 - 182) \times (2.55 + 1.09 + 0.67 - 0.39) = 129.36$$

Cuadro N° 6.1.2.2 – B4

N°	Intervalo de temperatura °C	Intervalo de calor ( $H_i$ ) KW	Calor acumulado KW	Requerimiento de calor mínimo adicional KW
1	306 – 268	96.90	96.90	-
2	268 – 251	61.88	158.78	-
3	251 – 236	54.60	213.38	-
4	236 – 215	90.51	303.89	-
5	215 – 182	129.36	433.25	-
6	182 – 170	33.96	467.21	-
7	170 – 159	31.13	498.34	-
8	159 – 129	-54.30	444.04	-
9	129 – 108	-38.01	406.03	-
10	108 – 100	-19.84	386.19	-
11	100 – 85	-75.45	310.74	-
12	85 – 65	-100.60	210.14	-
13	65 – 34	-155.93	54.21	-
14	34 - 30	-1.56	52.65	-

### B5. Calor en cascada

Se considera , además, que el calor puede aprovecharse internamente al fluir en cascada de un intervalo con exceso de calor (Hi positivo) a otro intervalo con necesidad de calor (Hi negativo) a temperatura inferior. Ver Cuadro N° 6.1.2.2 – B4, columna 4.

Los valores negativos destacados en esta columna violan la segunda ley de la termodinámica. Es decir, una cantidad negativa de calor no se puede pasar abajo a un intervalo de una temperatura más baja usando el intervalo más alto de la temperatura. Para rectificar esto, la cantidad mínima de calor utilitario que necesite ser agregado será el número negativo más grande que se presente en esta columna. Así tenemos:

- El fondo o base de la columna 4, denota el requerimiento neto de enfriamiento para todo el proceso.
- No hay valor negativo en la columna 4, por lo tanto no hay requerimiento mínimo de utilidad de calor en el proceso.
- Como no hay valor negativo en la comuna 4, no habrá flujo de calor cero en la columna 5, por lo tanto no hay Temperatura Pinch.

### B6. Curva de componentes

Cuadro N° 6.1.2.2 –B6

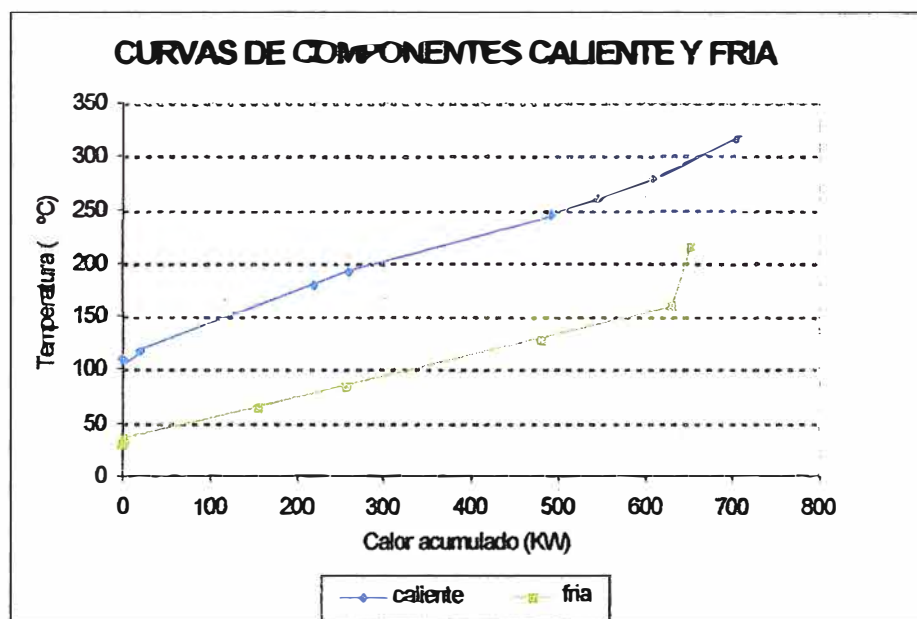
CORRIENTES CALIENTES			
Nº	Intervalo de temperatura °C	Intervalo de calor KW	Calor acumulado KW
1	110	0	0
2	118 – 110	20.40	20.40
3	180 – 118	199.64	220.04
4	192 – 180	38.64	258.68
5	246 – 192	232.74	491.42
6	261 – 246	54.60	546.02
7	278 – 261	61.88	607.90
8	316 - 278	96.90	704.80

CORRIENTES FRIAS			
Nº	Intervalo de temperatura °C	Intervalo de calor KW	Calor acumulado KW
1	30	0	0
2	34 - 30	1.56	1.56
3	65 - 34	155.93	157.49
4	85 - 65	100.60	258.09
5	129 - 85	221.32	479.41
6	159 - 129	150.90	630.31
7	215 - 159	21.84	652.15

El Pinch es el punto mas cercano entre las curvas. La curva de componentes caliente tiene que estar por encima de la curva de componentes fría, que permitirá la diferencia de temperatura mínima.

Por lo tanto de los datos y el gráfico se concluye , que no se puede aplicar la técnica.

Figura N° 6.1.2.2 – B6



## 6.2 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

El análisis de energía eléctrica realizada, tiene por objeto ofrecer la información técnica necesaria que permita evaluar las posibilidades de ejecutar un programa de eficiencia energética en las instalaciones de refinería.

Las fuentes de información utilizadas en el presente análisis fueron principalmente:

- Resultado de la campaña de mediciones efectuadas directamente con instrumentación y personal del Area Mantenimiento de Equipo de Estación (INGEREP - Estación N° 7).
- Datos de energía eléctrica y características técnicas de equipos facilitados por Refinería El Milagro.

Para determinar los consumos actuales de energía eléctrica en las instalaciones , se identifico las áreas y equipos consumidores de energía eléctrica que modulan la demanda de potencia y energía de la planta.

El análisis de energía eléctrica requirió medir y registrar los siguientes parámetros eléctricos: Energía activa (kWh), demanda (KW), factor de potencia ( $\cos \varphi$ ), corriente eléctrica (Amperios) y tensión eléctrica (Voltios); utilizando para ello un Registrador de Parámetros Eléctricos (WESTINGHOUSE IQ DATA PLUS II) instalado en el tablero principal de la planta.

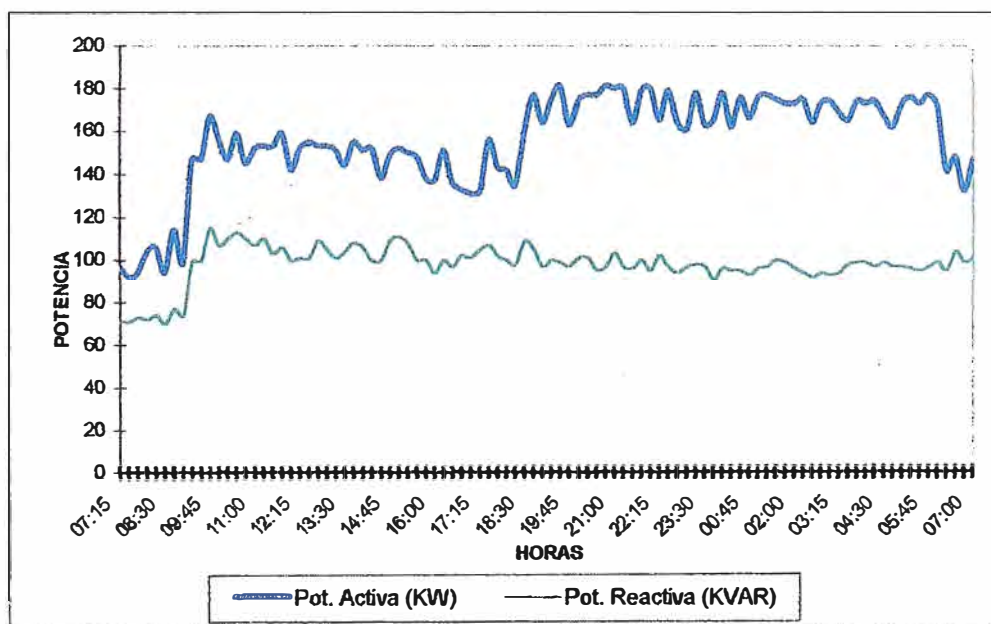
### 6.2.1 Máxima demanda y consumo de energía total

Las mediciones realizadas permitieron obtener los siguientes resultados:

**Cuadro N° 6.2.1**  
**Demanda Promedio y Energía Eléctrica**

PARÁMETRO	MARTES 28 AGO 2001	SABADO 01 SET 2001
- Demanda promedio		
Demanda prom. en hora punta (kW)	138.4	169.5
Demanda prom. en hora fuera de punta (kW)	124.7	151.5
Demanda prom. en operación (kW)	127.7	155.4
- Máxima demanda		
Máxima demanda en hora punta (kW)	152	181
Máxima demanda en hora fuera de punta (kW)	160	178
- Consumo de Energía activa		
Energía activa en hora punta (kWh)	700	860
Energía activa en hora fuera de punta (kWh)	2,340	2,727
Energía activa total día (KWh)	3,040	3,587
- Consumo de Energía reactiva (KVARh)	1,891	2,351
- Factor de potencia		
Factor de potencia promedio operativo	0.84	0.84
OBSERVACIONES	Día típico Carga 1745 B/D, 30.1 °API	Se inyecta Residual N° 6 a Oleoducto. Carga 1772 B/D, 32.5 °API

**Gráfico N° 6.2.1**  
**Diagrama de carga total de Refinería el Milagro**  
**sábado 01/09/01**





En este diagrama se nota claramente, que la máxima demanda ocurre en el periodo de las 17:00 a 21:00 horas, esto se debe a la superposición de cargas, tales como encendido de iluminación en: área de procesos, cerco perimetral, reflectores.

El factor de potencia 0.84 inductivo, nos indica que la planta consume energía reactiva de la red de alimentación.

### 6.2.2 Distribución de consumos de energía y máxima demanda por circuito

En el Cuadro N° 6.2.2 se observa la distribución de la potencia y energía de los distintos circuitos presentes en Refinería (día típico de máximo consumo).

Cuadro N° 6.2.2

CIRCUITO /CARGA	POTENCIA (KW)	%	ENERGIA (KWh)	%
Central de Control de Motores 1 CCM1	36.46	21.43	875.04	24.39
Central de Control de Motores 2 CCM2	11.04	6.49	88.32	2.46
Central de Control de Motores 3 CCM3	87.57	51.48	2,101.68	58.59
Oficinas	4.72	2.77	113.28	3.16
Alumbrado Exterior Reflectores	10.68	6.28	128.16	3.57
Alumbrado Exterior Cerco Perimetral	5.44	3.20	65.28	1.82
Alumbrado Area de Procesos	6.99	4.11	83.88	2.34
Sala de control	4.26	2.50	102.24	2.85
Laboratorio	2.95	1.73	29.50	0.82
TOTAL	170.11	100.00	3,587.38	100.00

*Observación: Las mediciones fueron realizadas el día sábado 01/09/01 durante la inyección de Residual N° 6 a Oleoducto.*

Gráfico N° 6.2.2 - A

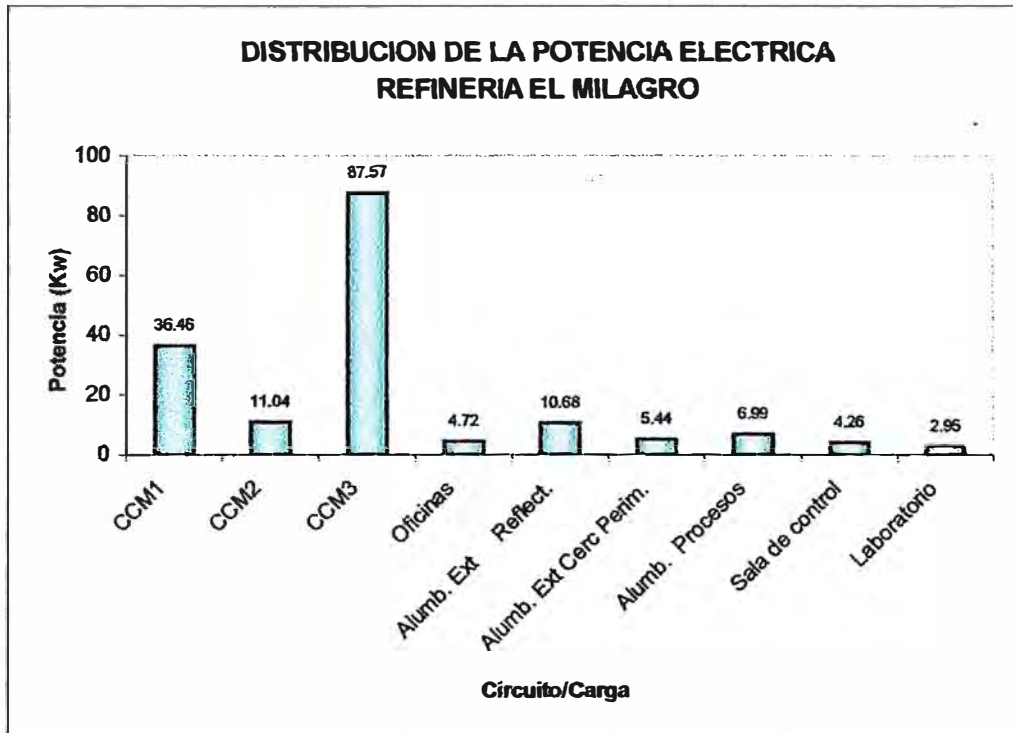
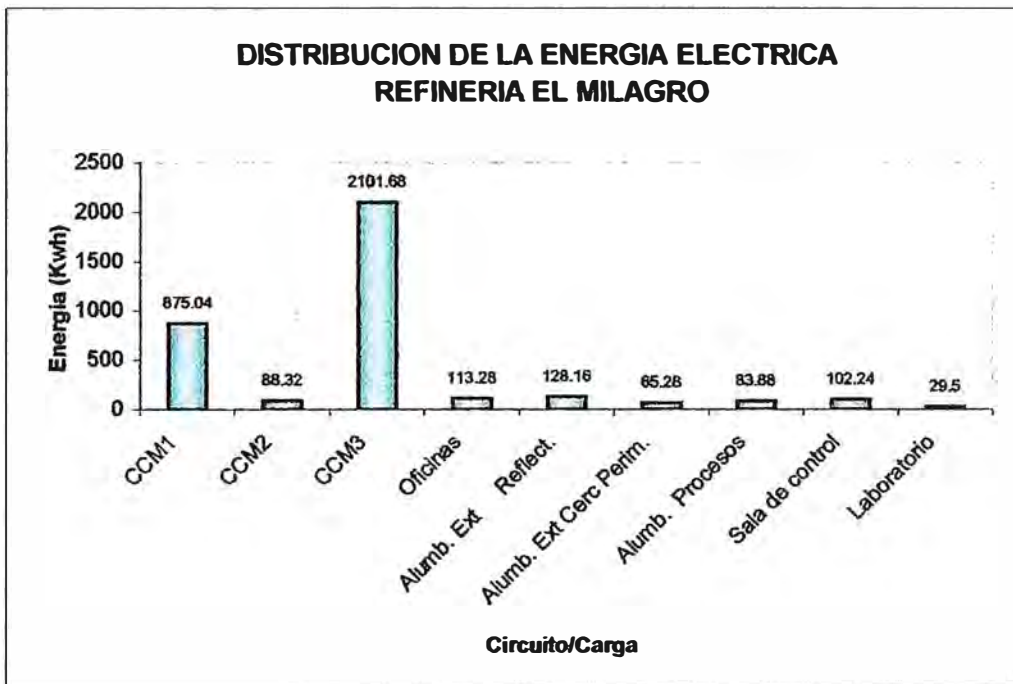


Gráfico N° 6.2.2 – B



En los Gráficos anteriores se observa que el circuito de mayor consumo de potencia eléctrica, es la Central de Control de Motores 3 con 87.57 KW y la Central de Control de Motores 1 con 36.46 KW, estos alimentan a la mayoría de los motores de planta de procesos; en orden descendente se encuentran Central de Control de Motores 2 con 11.04 KW, este alimenta a los motores del Area de Movimiento de Productos y Almacenamiento (MPA) ; otra carga es el correspondiente a alumbrado exterior de reflectores con 10.68 Kw.

### 6.2.3 Distribución de potencia y energía por áreas

Las principales áreas que tiene la planta son:

- Area de Procesos
- Area de Movimiento de Productos y Almacenamiento (MPA)
- Area de Laboratorio
- Area de servicios administrativos (Oficinas)
- Area de Control de Procesos (Sala de Control)
- Otros

Cuadro N° 6.2.3 – A  
Consumo de Potencia y Energía

AREA	Potencia %	Energía %
Procesos	77.03	85.32
Movimientos de Productos y Almacenamiento	6.49	2.46
Laboratorio	1.73	0.82
Servicios Administrativos	2.77	3.16
Control de Procesos	2.51	2.85
Otros	9.47	5.39
TOTAL	100.00	100.00

Gráfico N° 6.2.3 – A

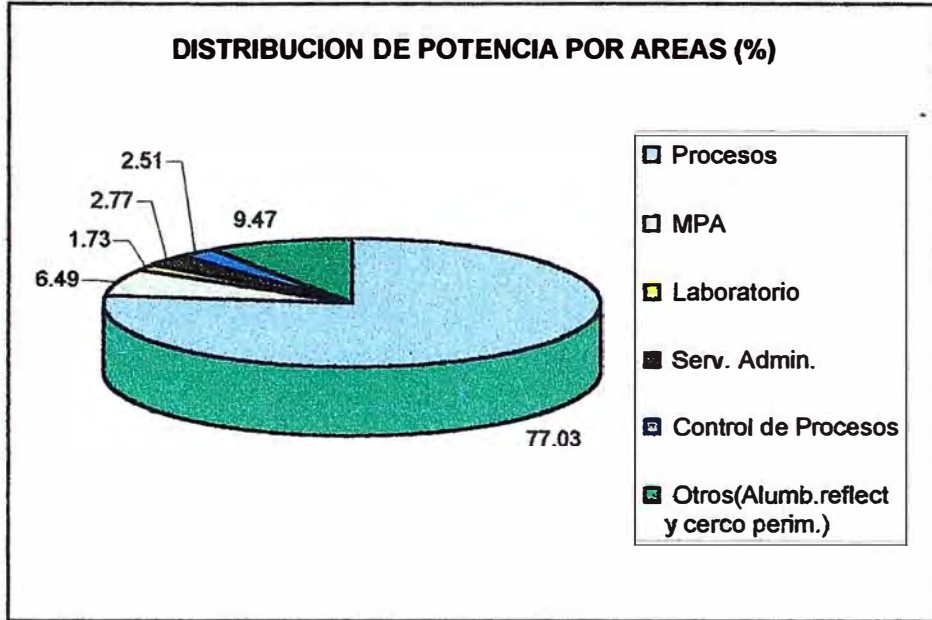
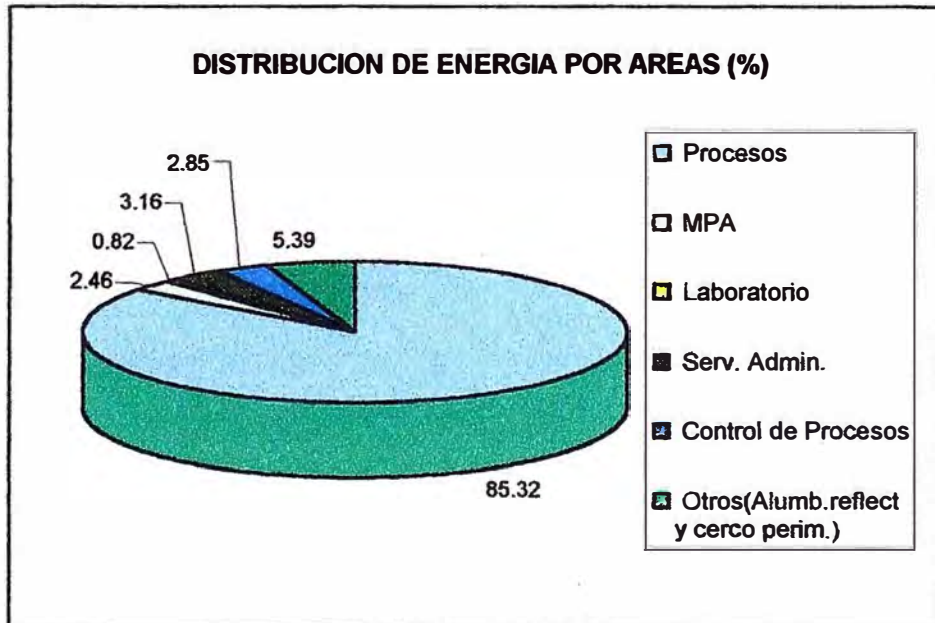


Gráfico N° 6.2.3 – B



La distribución de potencia y energía para 2 áreas principales son:

Cuadro N° 6.2.3 - A  
Area de Procesos

CIRCUITO /CARGA	Potencia %	Energía %
Central de Control de Motores 1 CCM1	21.44	24.39
Central de Control de Motores 3 CCM3	51.48	58.59
Alumbrado Area de Procesos	4.11	2.34
TOTAL	77.03	85.32

Cuadro N° 6.2.3 - B  
Area de Movimiento de Productos y Almacenamiento

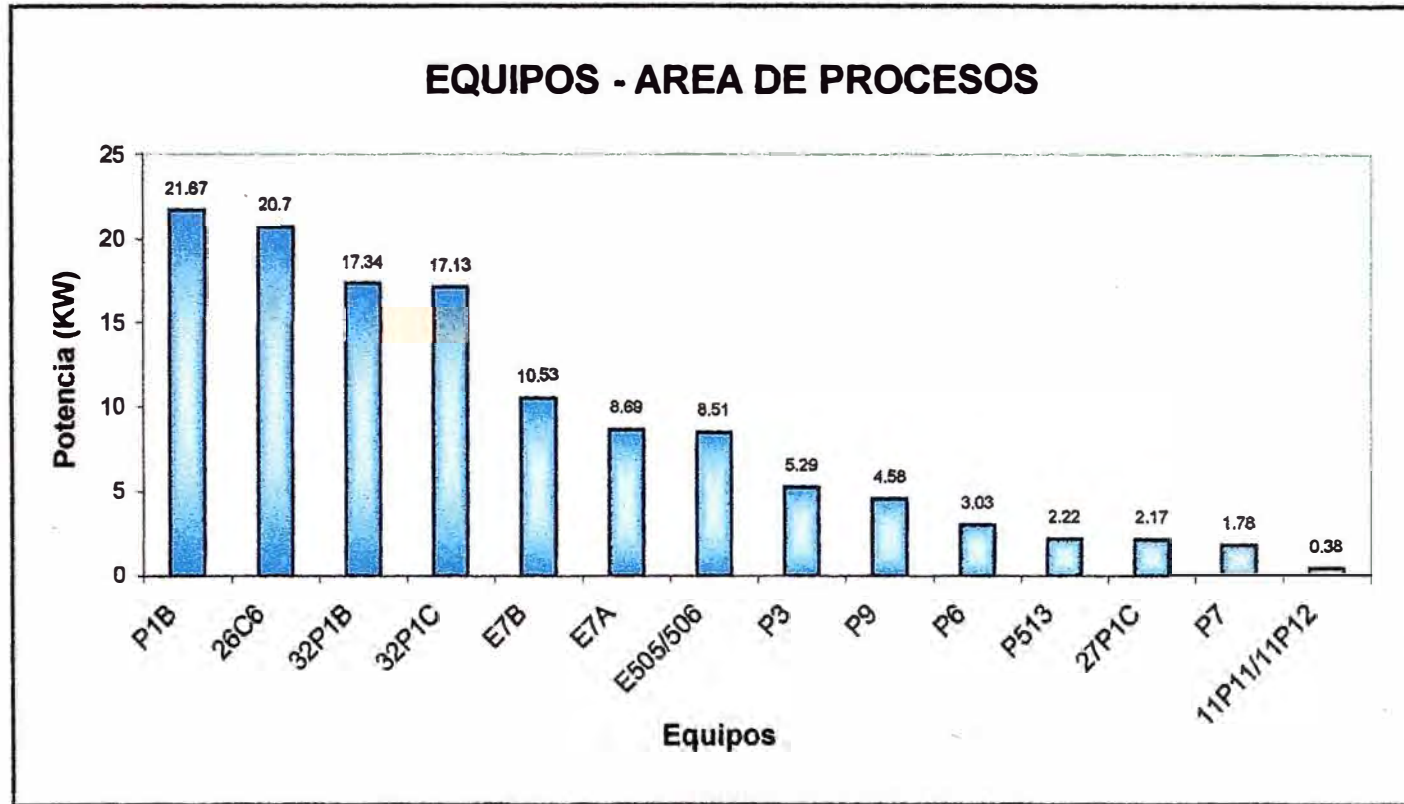
CIRCUITO /CARGA	Potencia %	Energía %
Central de Control de Motores 2 CCM2	6.49	2.46
TOTAL	6.49	2.46

#### 6.2.4 Mediciones puntuales

En forma complementaria a los registros se han realizado mediciones puntuales a aquellos equipos identificados como de mayor consumo eléctrico, estos pertenecen al AREA DE PROCESOS.

(Ver Gráfico N° 6.2.4).

Grafico N° 6.2.4



Cuadro N° 6.2.4  
Consumo de Potencia – Area de Procesos

EQUIPO		V <sub>med</sub> (voltios)	I <sub>med</sub> (amperios)	Cos ø	P <sub>med</sub> (KW)	P <sub>nom</sub> (KW)	Factor de uso (%)
C M 1	E7B	454.3	15.9	0.84	10.53	14.41	73.07
	E7A	454.3	13.6	0.81	8.69	12.91	67.31
	P3	454.6	8.1	0.83	5.29	7.31	72.37
	P9	454.6	6.9	0.84	4.58	8.61	53.19
	P6	454.0	4.7	0.82	3.03	4.59	66.01
	27P1C	454.3	3.4	0.82	2.17	4.37	49.66
	P7	454.0	2.7	0.84	1.78	3.29	54.10
	11P11/11P12	194.0	2.4	0.82	0.38	0.87	43.68
TOTAL					36.46		
EQUIPO		V <sub>med</sub> (voltios)	I <sub>med</sub> (amperios)	Cos ø	P <sub>med</sub> (KW)	P <sub>nom</sub> (KW)	Factor de uso (%)
C M 3	P1B	454.0	33.6	0.82	21.67	40.47	53.55
	26C6	454.0	32.1	0.82	20.70	23.09	89.65
	32P1B	454.0	27.6	0.80	17.34	22.94	75.59
	32P1C	454.0	26.9	0.81	17.13	22.94	74.67
	E505/506	454.0	13.2	0.82	8.51	13.34	63.79
	P513	454.0	3.4	0.83	2.22	4.66	47.64
TOTAL					87.57		

NOTA : 32P1B Y 32P1C ,operan solo cuando se realiza inyección de Residual N° 6 a Oleoducto.

FACTOR DE USO = (Pmedida /Pnominal)\*100

### 6.2.5 Evaluación del sistema de iluminación

El alumbrado de Refinería El Milagro, se realiza en nivel de tensión trifásico de 220 voltios. Las áreas iluminadas son:

#### Oficinas

Esta área comprende las oficinas: de supervisión, de seguridad, de facturación, del Area MPA y la sala de conferencias; la iluminación se realiza con fluorescentes de 40 W, distribuidos en equipos con 2 lámparas fluorescentes cada uno.

### ***Sala de Control***

La iluminación se efectúa con lámparas de Mercurio de 156 W (conformada por 4 tubitos fluorescentes de 39 W cada uno y balasto electrónico), para que transmita todo el flujo es necesario que transcurra 6 seg. a partir de la conexión. Estas lámparas se encuentran protegidas con luminarias a prueba de explosión. Se pudo observar que estas lámparas están encendidas todo el día.

### ***Laboratorio***

Al igual que en los ambientes de oficina tiene instalado lámparas fluorescentes de 40 W dispuestas en equipos con 2 lámparas cada uno, además de 1 fluorescentes circular de 32 W. Todas están con carcasa para protegerlas de polvo y humedad. Se pudo observar que las lámparas están encendidas todo el día.

### ***Casetas de Vigilancia***

La iluminación se realiza con fluorescentes circulares de 32 W, con carcasa para protegerla de polvo y humedad.

### ***Sala de Caldero***

Aquí la iluminación es con lámparas incandescentes de 100 W, protegidas con luminarias antiexplosivas.

### ***Taller de Mantenimiento***

La iluminación es con lámparas de Luz Mixta de 160 W, protegidas con luminarias antiexplosivas.



### ***Almacén***

La iluminación se realiza con fluorescentes de 40 W distribuidas en equipos de 2 fluorescentes cada uno.

### ***Area de Plomo Tetraetilico***

La iluminación se realiza con fluorescentes circulares de 32 W.

### ***Planta de Procesos***

En la planta de procesos la iluminación se realiza con lámparas de vapor de sodio de 250 W y lámparas de luz mixta de 160 W, todas estas lámparas están protegidas con luminarias antiexplosivas. Funcionan 12 horas al día.

### ***Planta de Ventas y Despacho***

La iluminación se realiza con lámparas de vapor de sodio de 250 W protegidas con luminarias antiexplosivas.

### ***Area de MPA***

En el techo de algunos tanques de almacenamiento (3 tanques), la iluminación es con lámparas de vapor de sodio - alta presión de 250 W, protegidas con luminarias antiexplosivas. Además se ilumina el área de los tanques de almacenamiento con 10 postes de concreto armado de 12 m con cruceta y reflector de lámpara de sodio alta presión 400 W.

Cada poste contiene 4 lámparas y están ubicados alrededor de los 12 tanques de almacenamiento.

### ***Iluminación Perimétrica***

La iluminación se realiza a través de postes (9 metros) de concreto armado con pastorales simples y luminaria con lámparas de vapor de sodio alta presión de 250 W .La función que cumple es iluminar la explanada exterior de refinería y las vías de acceso exterior.

En control del sistema, es manual y también con fotocélula, que encienden y apagan reflectores de acuerdo a la luminosidad del día.

### **6.2.6 Análisis del Estado de Conservación de las Instalaciones Eléctricas**

Las instalaciones eléctricas de la planta se encuentran en general en buen estado de conservación.

Es conveniente realizar una revisión periódica y exhaustiva de los dispositivos de mando y de control, a fin de detectar sobrecargas, desbalances de carga, fugas a tierra, nivel de aislamiento, variación de tensión, altas temperaturas, deficiencias en el control de equipos u otras fallas, que puedan afectar la vida útil de los equipos consumidores de energía eléctrica e incrementos de pérdidas de energía eléctrica.

De la inspección a las Instalaciones Eléctricas, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Las subestaciones de distribución no presentan mucha acumulación de polvo, existe un aceptable nivel de enfriamiento.
- Se pudo observar que la mayoría de los motores poseen un sistema de arranque directo, a excepción de los compresores cuya forma de arranque es estrella triángulo; es decir solo poseen un sistema de protección mínima, esto hace que al arrancar los

motores, se incrementa la corriente nominal a un valor de 5 a 7 veces la corriente nominal.

- El instrumento de medición eléctrica del tablero general esta calibrado.
- También se observa lámparas y luminarias con fluorescentes cubiertas de polvo y desgastadas, lo que origina una disminución en el nivel de iluminación de la planta, por lo cual se requiere programar limpiezas periódicas.
- La mayoría de motores instalados en la planta de procesos son de eficiencia STANDARD (Factor de uso < 89.5 %), a excepción de los compresores que son de calidad PREMIUM o de alto rendimiento (Factor de uso > 89.5 %).

### 6.2.7 Calificación tarifaria

Mediante la calificación tarifaria se determina si la planta es un cliente presente en punta o fuera de punta, esta información sirve para fijar los costos de potencia en la facturación correspondiente.

La calificación tarifaria se realiza de acuerdo a lo siguiente:

#### a) Cliente Presente en Punta

Es aquel cliente que cumple con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Calificación Tarifaria} = \frac{\text{Energía Activa HP mes}}{150 \times \text{MDmes}} \geq 0.5$$

Donde HP      Hora Punta (18:00 a 23:00 horas)  
MDmes        Máxima Demanda del mes (KW)

b) Cliente Presente en Fuera de Punta

Es aquel cliente para el cual la relación anterior  $< 0.5$

De los registros de parámetros eléctricos en Estación N° 7, para los meses Enero – Setiembre del 2001, tal y como se puede observar en el Cuadro N° II - 1 del Anexo II, se determinó que Estación N° 7 es un cliente presente en punta, pues su factor de calificación tarifaría esta en un valor promedio de 0.78.

### **6.3 SERVICIOS DE PLANTA**

De los servicios en planta se consideró al agua industrial como un elemento utilizado para el enfriamiento de equipos, producción de vapor para limpieza, etc.

#### **6.3.1 Agua industrial**

El agua industrial se obtiene del Río Marañón de la quebrada denominada “La Papaya”, el sistema de agua se abastece mediante la operación simultanea Pozo N° 2 y del sistema Degremont, cuyo decantador permanece tratando el agua (Sulfato de alúmina como coagulante), la cual es almacenada en la cisterna (ex pozo N° 1). El agua tratada es transportada mediante una bomba de trasiego, la cual solo se energiza en los periodos en que el pozo N° 2 se recupera. Esta forma de operar se aplica en el caso en que el rendimiento del pozo N° 2 sea menor que los requerimientos de la Estación N° 7. Parte de esta agua llega al tanque 46 T1 de Refinería El Milagro.

El tanque 46T1 contiene agua denominada de servicios pues se distribuye a las oficinas de venta, salas de control, laboratorio, sistema contraincendio .

El agua contenida en el tanque 46T1, es agua dura con 600 – 1200 ppm de dureza, esta agua es bombeada hacia el ablandador (21C1) de resina cationica ciclo sodio, donde se obtiene agua blanda, se almacena en el tanque 47T1 o en el tanque 21T1 para su uso en :

- El enfriamiento de sello mecánico de las bombas
- El lavado de aerorefrigerantes.
- La preparación de químicos que entran a proceso.
- El caldero: para generar vapor seco utilizado en mantenimiento y limpieza de equipos.

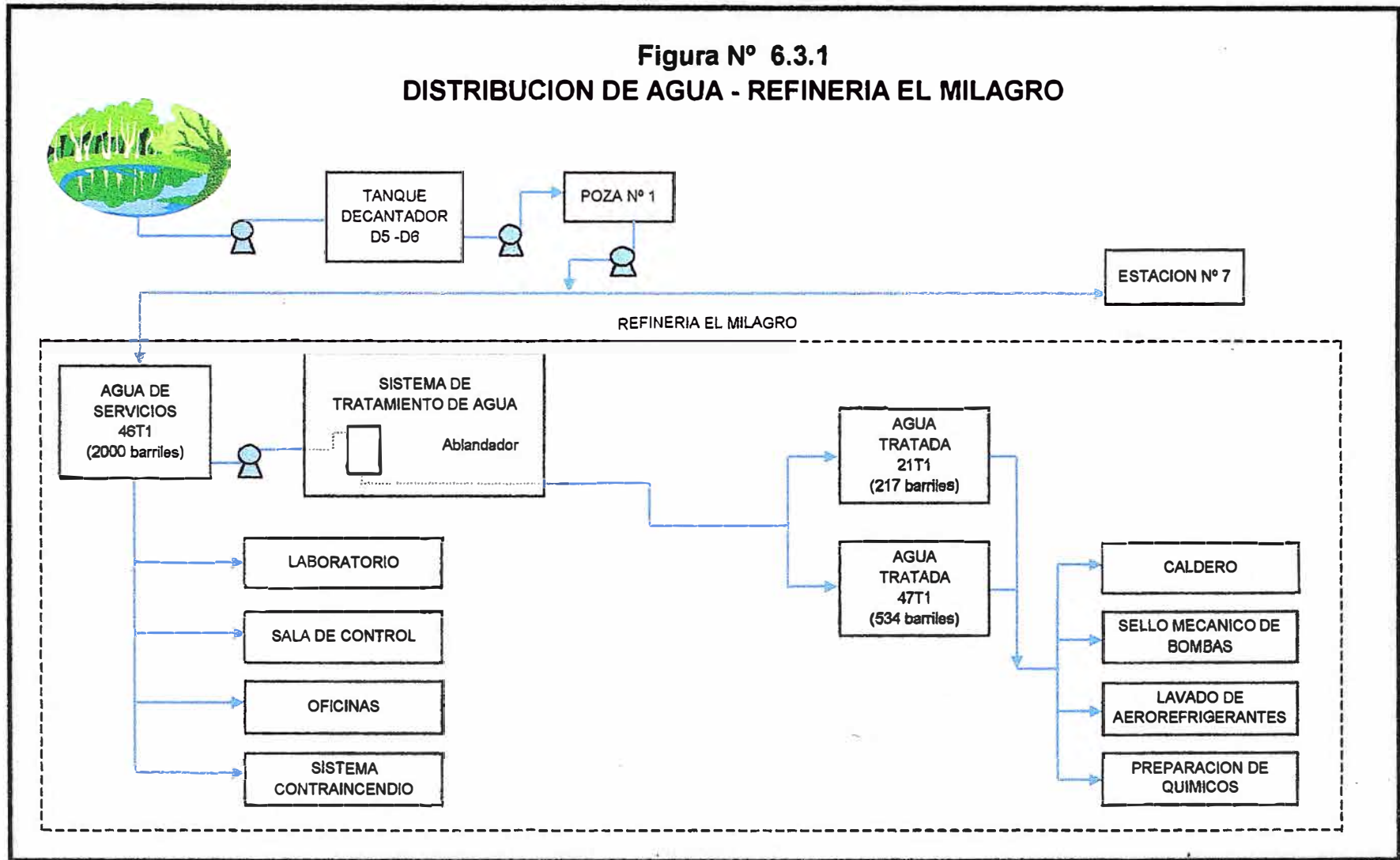
La distribución de agua se presenta en la Figura N° 6.3.1.

Para realizar la evaluación del consumo de agua, se han efectuado mediciones de nivel en los tanques de agua de servicios y agua tratada con el propósito de conocer los consumos internos.

Cuadro N° 6.3.1  
Consumo de Agua Total

DESCRIPCION	Volumen m <sup>3</sup> /h	Porcentaje %
Agua de servicios (2000 barriles) Sala de control Oficinas de venta Laboratorio Sistema contraincendio	0.59	47.97
Agua tratada (534 barriles)	0.64	52.03
Sello mecánico de bombas	0.57	46.34
Caldero Lavado de aerorefrigerantes Preparación de químicos		
TOTAL	1.23	100.00

**Figura N° 6.3.1**  
**DISTRIBUCION DE AGUA - REFINERIA EL MILAGRO**



Del Cuadro N° 6.3.1, se puede observar lo siguiente:

- El mayor consumo de agua (52.03 %) es en la zona de producción, de 0.64 m<sup>3</sup>/h se gasta 0.57 m<sup>3</sup>/h en enfriamiento de sellos mecánicos de bombas, representando el 89.31 % del consumo de agua tratada o blanda y el 46.34 % del consumo de agua total.
- El porcentaje de agua utilizada para el enfriamiento de sellos mecánico se deriva a la poza API, considerándose una pérdida de agua blanda, puesto que puede nuevamente desviarse este caudal (tiene una temperatura aprox. de 41 °C y pH de 8.42) hacia el tanque de agua tratada, evitando así gastos en tratamiento de agua además de disminuir el consumo total de agua.

## **6.3.2 Servicios generales**

### **6.3.2.1 Sistemas de tratamiento de efluentes líquidos**

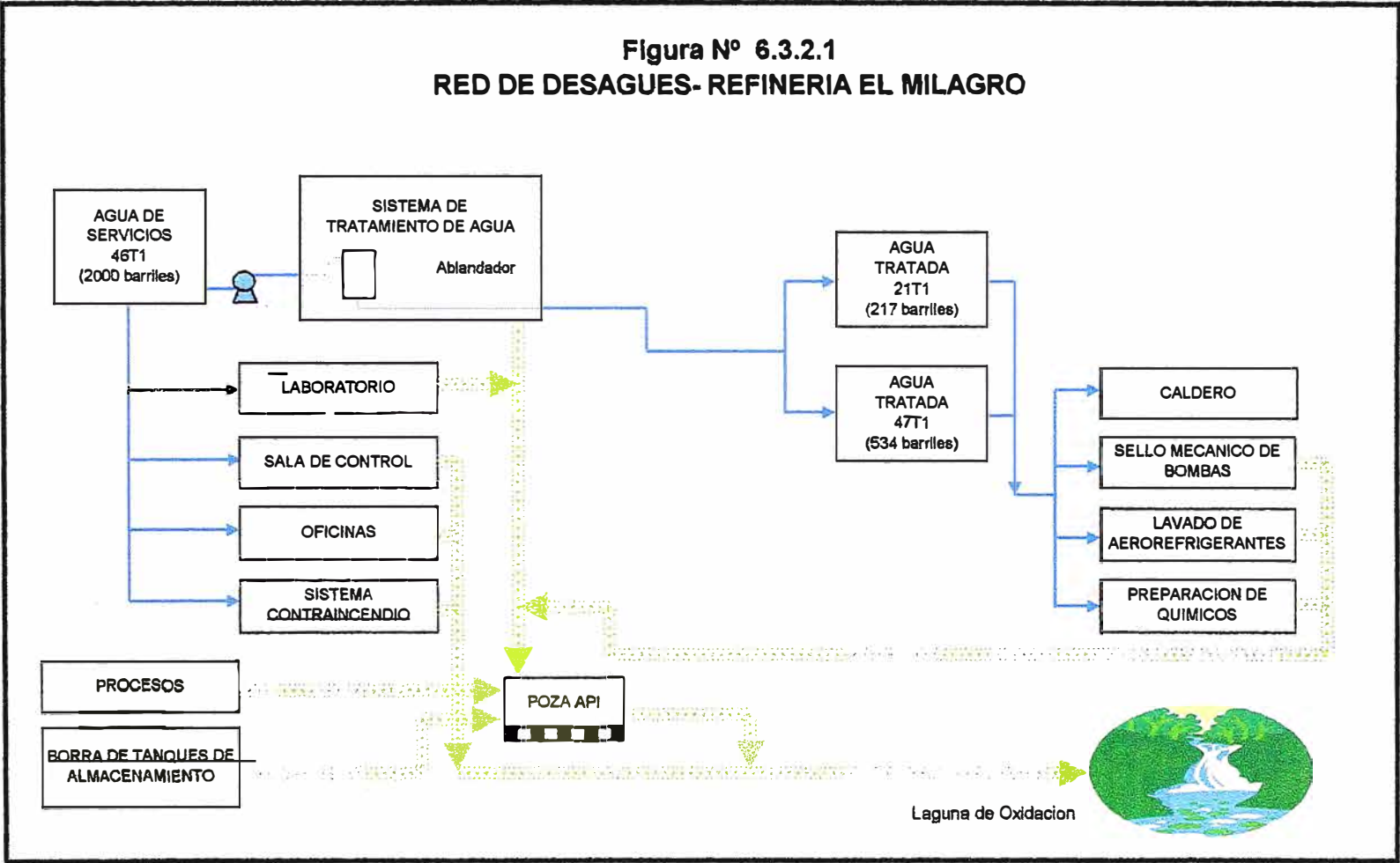
El tratamiento del efluente acuoso aceitoso se realiza mediante un separador de Aceite tipo API a donde llega:

- El drenaje acuoso aceitoso procedente de la planta (agua que enfría sellos mecánicos de bombas, lavado de equipos, etc.), laboratorio y drenaje de tanques de productos y de crudo, así como también drenaje acuoso aceitoso proveniente de Estación N° 7.

Los desagües sanitarios y desagües pluviales son conducidos hacia la poza de estabilización o laguna de oxidación, donde son monitoreados para verificar si se encuentran dentro de rangos permisibles.

(Ver Figura N° 6.3.2.1 )

**Figura N° 6.3.2.1**  
**RED DE DESAGUES- REFINERIA EL MILAGRO**





Cuadro N° 6.3.2.1 – A1  
Efluente de Refinería - Poza API

PARAMETRO	EFLUENTE DE REFINERIA – POZA API	Limite Legal Instantáneo (1)	UNIDADES
Caudal	1.1		m <sup>3</sup> /h
Temperatura	33		° C
Ph	7.01	> 5.5 y < 9	
Conductividad Eléctrica	4.32		ms/cm
STD	580		mg/l
Cloruros	1495.99		mg/l
Aceites y Grasas	10.73	50	mg/l
Fenoles	0.249		mg/l
Sulfuros	0.01		mg/l
Plomo	0.008	0.4	mg/l
Cadmio	0.01038		mg/l
Bario	0.180	5	mg/l
Mercurio	0.00006		mg/l
Cromo	0.228		mg/l

(1) Los límites legales aplicados son los fijados por la RD 030 MEM DGAA

Se considera la salida de la poza API como el efluente de refinería y se esta aplicando la regulación establecida en la RD 030 MEM DGAA. De acuerdo a ello vemos que para los parámetros regulados, todos se hallan por debajo de los límites legales.

Cuadro N° 6.3.2.1 – A2  
Aguas Servidas – Entrada Poza Oxidación

PARAMETRO	AGUAS SERVIDAS ENTRADA POZA DE OXIDACION	Limite Legal Instantáneo (1)	UNIDADES
Caudal	1.1		m <sup>3</sup> /h
Temperatura	30	35	° C
PH	9.21	> 5 y < 8.5	
Conductividad Eléctrica	0.94		ms/cm
STD	3180		mg/l
DBO	128.25	1000	mg/l
Oxigeno disuelto	7.1		mg/l
Coliformes totales	2.5x10 <sup>2</sup>		NMP/100cc
Fósforos	5.88		mg/l
Nitrógeno amoniacal	0.85		mg/l

(1) Los límites legales aplicados son los del DS 28/60 ASPL 29-11-60 SEDAPAL

Cuadro N° 6.3.2.1 – A3  
Cuerpo Receptor – Salida Poza Oxidación

PARAMETRO	CUERPO RECEPTOR SALIDA POZA DE OXIDACION	Limite Legal Instantáneo (1)	UNIDADES
Caudal	-		m <sup>3</sup> /h
Temperatura	30		° C
PH	9.79	> 5 y < 9	
Conductividad Eléctrica	0.74		ms/cm
STD	535		mg/l
Cloruros	190.48		mg/l
Oxigeno disuelto	5.3	3	mg/l
Coliformes totales	3.1x10 <sup>2</sup>	5x10 <sup>3</sup>	NMP/100cc
Aceites y Grasas	15.91	0.5	mg/l
Plomo	0.013	0.1	mg/l
Cadmio	0.00315	0.05	mg/l
Bario	0.139	-	mg/l
Mercurio	0.0008	0.01	mg/l
Cromo	0.108	1	mg/l

(1) Los limites legales aplicados son los fijados por la Ley de Aguas DL 17752 según se presenta en la pagina Web del MEM – DGAA. Se considera de clase III

### Comentario

- Se esta considerando el ingreso a la poza de oxidación como el efluente de aguas servidas y por analogía se esta aplicando la regulación establecida en el DS 28/60 ASPL 29-11-60 SEDAPAL para los desagües industriales en la red de alcantarillado. De acuerdo a ello vemos que para los parámetros regulados todos se hallan por debajo de los limites legales a excepción del pH.

Se esta considerando la salida de la poza de oxidación como el cuerpo receptor y se esta aplicando la regulación establecida por la Ley de Aguas DL 17752. De acuerdo a ello vemos que los parámetros regulados se hallan por debajo de los limites legales a excepción del pH, oxigeno disuelto y aceites y grasas.

### **Evaluación de los resultados**

- La concentración de coliformes totales a la salida de la poza de oxidación aumenta de 250 a 310 NMP/100cc con respecto a la entrada. La remoción de la carga bacteriana por medio de la poza de oxidación no se esta llevando a cabo.
- En este mes nuevamente se ha repetido la tendencia de un elevado valor de pH tanto a la entrada como a la salida de la poza de oxidación. Ello nos esta indicando que existe una corriente de agua con elevado pH que ingresa a la poza de oxidación.

### **Sugerencia**

- Se sugiere realizar una evaluación de los limites de drenaje que llevan hacia la poza de oxidación pues los valores de pH registrados indican que existe un problema en los efluentes de aguas servidas o en su defecto que no todos los drenajes de refinería están pasando por la poza API. Una vez identificada la naturaleza de las aguas se debe plantear una acción correctiva a fin de poder neutralizar dichas aguas o en su defecto llevarlas a un pH aceptable para que la poza de oxidación pueda trabajar sin problemas.

#### **6.3.2.2 Disposición de sólidos**

El tratamiento de fangos del separador de aceite, borra de tanques de crudo y productos, material sólido contaminado con aceite son depositados en un relleno sanitario.

## 7. EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE MEJORAS PROPUESTAS

Después de realizada la evaluación de las instalaciones y los equipos consumidores de energía, durante un día normal de trabajo a la capacidad de 1,711 B/D, se analizan las posibilidades reales de reducción de consumo de energía, sin perder de vista las condiciones de trabajo a las que se encuentran actualmente.

### 7.1 Optimización energética en las instalaciones térmicas

#### 7.1.1 Hornos de proceso

##### 7.1.1.1 Cambio de combustible

##### A. Diesel 2 por Residual 6

Actualmente ambos hornos consumen Diesel 2 y se propone el cambio a Residual 6 para reducir costos.

Evidentemente que al utilizar un petróleo de mayor viscosidad se debe adecuar ambos hornos para un cambio de combustible:

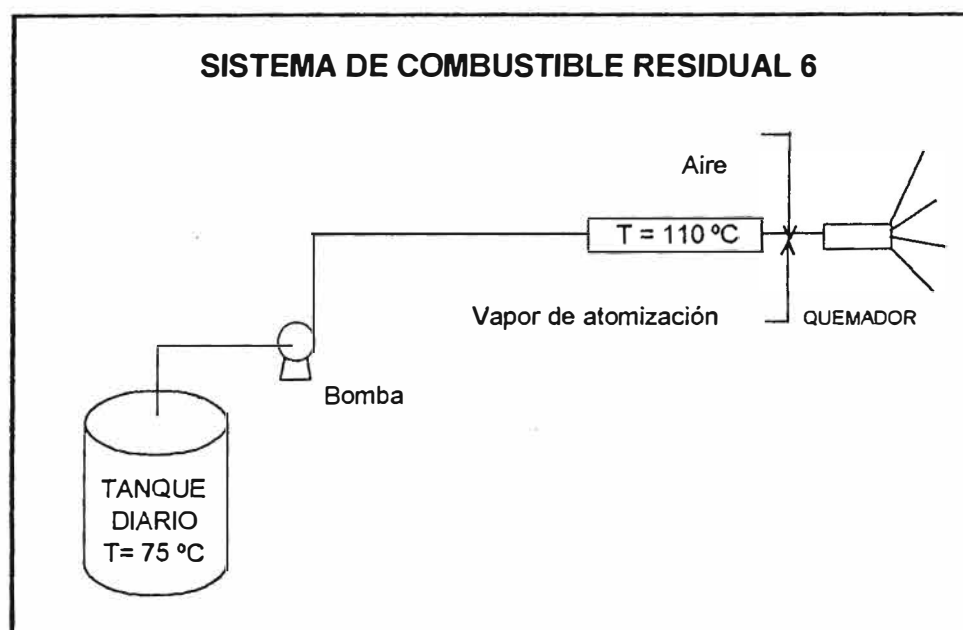
- Cambiar quemadores
- Instalar sistema de decoquificado
- Instalar sistema de deshollinado

Los sistemas de deshollinado y decoquificado se deben a que al utilizar un combustible que posee en su composición, además de hidrocarburos líquidos, fracciones muy pesadas e impurezas en estado sólido (metales y cenizas), que juegan un papel muy importante en cuanto a eficiencia de combustión, contaminación y mantenimiento de equipos,

El residual 6 contenido en los tanques de almacenamiento, debe llegar al sistema del quemador en las condiciones de flujo, presión y temperatura que establecen las condiciones de diseño y características operativas del propio quemador. Para cumplir tal objetivo , el residual 6 debe pasar por 3 etapas:

- a) El residual 6 fluye del tanque al sistema de bombeo, normalmente por gravedad. Para ello la temperatura del combustible debe ser superior a su punto de fluidez ( Aprox.45 °C).
- b) El residual 6 es bombeado hacia las instalaciones del quemador, regulando el flujo y la presión a los valores fijados para el sistema.
- c) El residual 6 que llega a la etapa final a una temperatura similar a la de bombeo, deberá ser calentado a la temperatura de atomización dentro del rango de viscosidad de operación del quemador, lo recomendado para residual 6 es de 110- 120 °C.

Figura N° 7.1.1.1- A



El análisis costo/beneficio, considerando precio del combustible igual a 39.92 US\$/barril de Diesel 2 y 28.02 US\$/barril de Residual 6, es el siguiente:

**A1. Análisis de costo / beneficio del cambio de combustible**

Consumo diario 32 B/D de Diesel Nº 2	40320	glns/mes
	S/.	US\$
Precio promedio del US. Dólar	3.5000	
Precioxgln de Petróleo Diesel Nº 2	3.3267	0.9505
Precioxgln de Petróleo Residual Nº 6	2.3348	0.6671

**OPERACION ACTUAL**

Consumiendo 40320 glns/mes de Diesel Nº 2      134,132.54    38,324.16

**OPERACION PROPUESTA**

Consumir 37800 glns/mes de Residual Nº 6      88,255.44    25,216.38

**Ahorro mínimo mes asegurado                      13,107.78**  
**Ahorro mínimo año asegurado                      157,293.36**

La inversión aproximada (basada en cotizaciones) es la siguiente

Cuadro Nº 7.1.1.1  
INVERSION ESTIMADA  
(INCLUYE CAMBIO DE TUBOS HORNO H2)

RUBRO	US \$
1. MANO DE OBRA	24,755
2. HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	15,416
3. MATERIALES Y REPUESTOS	66,782
4. CAMBIO DE COMBUSTIBLE	
INGENIERIA DE DETALLE	10,000
2 SISTEMA DE DECOQUIFICADO	31,186
2 SISTEMA DE DESHOLLINADO	20,000
3 QUEMADORES JHON ZINK	59,000
1 TANQUE DIARIO	10,000
5. TOTAL GASTOS	237,139
6. GASTOS GENERALES + UTILIDADES	47,427
<b>7. COSTO TOTAL(SIN IGIV)</b>	<b>284,566</b>

## **A2. Análisis de posibilidad de sustitución en la practica industrial**

- a) Densidad : 33 a 15.2 °API (0.86 a 0.96 de gravedad específica)
- b) Punto de inflamación : 56 a 105 °C

Desde el punto de vista de seguridad de manipuleo, resulta mayor en el caso de residuales, aunque tampoco es peligroso el uso del Diesel 2.

En cuanto a combustión de ambos si se presenta un aspecto problemático, cuando se trata de iniciar la operación de equipos que se encuentran fríos, dado que para que se autosostenga la llama deberá existir una atmósfera con temperatura superior al punto de inflamación del combustible, lo cual resulta difícil en el caso de residuales.

- c) Viscosidad : 4.86 a 615 cst a 100 °F

Esta característica marca la diferencia más notable desde el punto de vista operativo entre ambos. El Diesel 2 puede ser bombeado y atomizado a temperatura ambiente. El Residual 6 deberá ser calentado a unos 40-45 °C para ser bombeado y aproximadamente a 110 °C para su correcta atomización.

- d) Contenido de cenizas: 0.01 a 0.07%

La presencia de cenizas en los residuales puede representar aspectos problemáticos, el contenido de vanadio y sodio en forma simultanea representa un factor determinante de corrosión por cenizas fundidas.

- e) Contenido de azufre: De 0.4 a 1.2 %

Siendo el azufre uno de los principales contaminantes de los combustibles, su presencia en los residuales en proporción es tres

veces mayores que los de Diesel, exige especial atención para evitar sus inconvenientes.

f) Poder calorífico: De 140,000 a 151,000 BTU/Gal

El Residual 6 tienen 7% más kilocalorías por galón, lo cual podría compensar las necesidades de calentamiento y las mayores exigencias operativas y de mantenimiento.

g) Contenido de agua y sedimentos: de 0.0 a 0.1%

Aunque la proporción de agua y sedimentos en los residuales en condiciones normales resulta casi insignificante, en la práctica se presentan casos en los cuales la presencia de agua alcanza proporciones considerables, debido a sus circunstancias derivadas de su manipuleo y despacho, o en su defecto, falta de control y purgas en los tanques de almacenamiento. Los sedimentos pueden ocasionar la abrasión de piezas metálicas de bombas, boquillas de quemadores, válvulas, codos, etc.

h) Contenido de metales

Entre los constituyentes tenemos: Silicio, Aluminio, Hierro, Sodio, Vanadio, Níquel, etc. Siendo el Vanadio el componente de mayor importancia cuantitativa (74 % de concentración en el combustible).

Se conoce que el Vanadio está frecuentemente asociado con los asfaltenos en forma de complejos estables solubles en el combustible, durante la combustión es muy probable que el Vanadio se asocie con el coque de origen asfáltico formado, dando lugar a cenizas con bajo punto de fusión. Asociado con el Sodio y Azufre, forman compuestos de bajo punto de fusión, dando lugar a la corrosión por cenizas fundidas al adherirse a superficies metálicas y refractarios, actuando como transportador de oxígeno. El control de la relación molar Na/V resulta



indicativo de la probabilidad de que se presente este tipo de corrosión, para condiciones de temperatura usuales en la práctica.

Aunque el Vanadio constituye un efectivo catalizador de reacciones de oxidación, influye negativamente al favorecer la reacción de formación del SO<sub>3</sub>.

#### COMENTARIO

La sustitución de Diesel 2 por Residual 6 se justifica por razones de carácter económico, determinadas por una diferencia de precios y la posibilidad de alcanzar similares rendimientos con ambos.

Debe tomarse en cuenta que los residuales son los combustibles que bajo condiciones normales de factibilidad técnica y conveniencia económica, deben ser utilizados en la industria.

#### **B. Diesel 2 por Diesel 4**

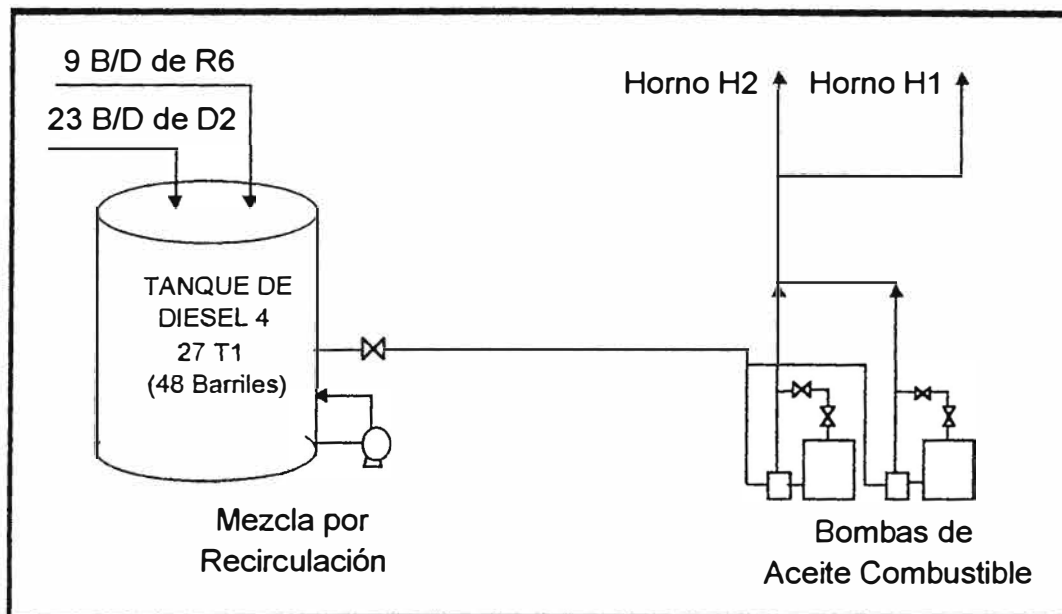
Su empleo se proyecta a sustituir al Diesel 2 en usos industriales, al presentar características similares, en razón de conformarse con una proporción de Diesel 2 que varía entre 70 % y 80 %, siendo el resto Residual 6.

Para la sustitución se debe tener en cuenta lo siguiente:

La mezcla de Diesel 2 y Residual 6 (70 y 30% respectivamente, 23 barriles de Diesel 2 y 9 barriles de Residual 6, para este caso), para obtener el combustible Diesel 4, deberá ser homogénea y uniforme.

A continuación se ofrece una alternativa para obtener la mezcla deseada.

Figura N° 7.1.1.1 – B  
SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL 4



El análisis Costo/ Beneficio para esta sustitución es la siguiente:

**B1. Análisis de costo / beneficio del cambio de combustibles**

Consumo diario 32 B/D de Diesel N° 2	40,320	glns/mes
	S/.	US\$
Precio promedio del US. Dólar	3.5000	
Precioxgln de Petróleo Diesel N° 2	3.3367	0.9505
Precioxgln de Petróleo Residual N° 6	2.3348	0.6671

**OPERACION ACTUAL**

Consumiendo 40,320 glns/mes de Diesel N° 2    134,132.54    38,324.16

**OPERACION PROPUESTA**

Consumir 39,060 glns/mes de Diesel N° 4    33,805.65

D2:0.7 (39,060) = 27,342 glnsx0.9505    25,988.57

R6:0.3 (39,060) = 11,718 glnsx0.6671    7,817.08

**Ahorro mínimo mes asegurado    4,518.51**

**Ahorro mínimo año asegurado    54,222.12**

Los materiales para esta sustitución son los siguiente:

Bomba de recirculación

Tuberías y válvulas para el sistema de recirculación

Mano de obra

En la planta se cuenta con bombas, en lo referente a tuberías y válvulas, también se dispone de este material, este requerimiento fue coordinado con el supervisor de planta.

La inversión es mínima, reduciéndose a trabajos que lo puede realizar el área de mantenimiento.

## **B2. Análisis de posibilidad de sustitución en la practica industrial**

En función de las características que presentan ambos combustibles (Ver Cuadro N° I-7, Anexo I ) se puede efectuar el siguiente análisis de los problemas que podrían presentarse con la sustitución:

a) Densidad : 33 a 25 °API (0.86 a 0.90 de gravedad especifica)

b) Punto de inflamación : 56 a 77 °C

Mayor seguridad en el manipuleo sin riesgo de incendios o explosiones.

c) Viscosidad : 4.86 a 19.5 cst a 100 °F

Cuando la temperatura ambiental se mantenga por encima de los 15 °C, no representa problemas de viscosidad.

El Diesel 4 puede ser bombeado y atomizado a temperatura ambiente.

d) Contenido de cenizas: 0.01 a 0.03%

Se incorpora ligeramente, ocasionando que se presenten algunos problemas de ensuciamiento de filtros y líneas.

e) Contenido de azufre: De 0.4 a 0.5 %

El nivel de dificultad que podrían representar es similar para ambos combustibles. En casos aislados podría constituir el agravamiento de un problema ya existente.

f) Poder calorífico: De 140,000 a 144,650 BTU/Gal

Se incrementa ligeramente expresado en función del volumen, resulta justificada tal consideración por el hecho de que los combustibles líquidos se comercializan en volumen.

g) Contenido de agua y sedimentos: de 0.0 a 0.02%

Aunque el incremento es muy pequeño, su sola presencia requiere atención en la medida que se utilice quemadores con orificios muy pequeños.

#### COMENTARIO

Desde el punto de vista económico, el precio del Diesel 4 es normalmente un 10 % menor que el correspondiente al Diesel 2. Considerando que las características de empleo de ambos son muy similares, la ventaja económica de sustituir el Diesel 2 por Diesel 4 está claramente establecida: mayor poder calorífico por menos precio. En términos prácticos, esta ventaja se explica por el hecho de que al usar Diesel 2 se está utilizando un combustible con características de calidad (Índice de Cetano) que no resulta necesarios para usos industriales.

### 7.1.1.2 Optimización de la combustión

#### A. Horno H2

De los análisis de emisiones y resultados (Cuadro N° I-4, Anexo I), podemos observar que el Horno H2 obtiene mayor eficiencia térmica cuando trabaja con la menor carga de las demás analizadas, esto es de 1,551 B/D.

De las mediciones realizadas, el Horno H2 alcanza su punto óptimo de trabajo cuando el exceso de aire es del 34 % (26- Feb), con este valor la eficiencia llega a un máximo de 67.51 %.

Las condiciones operativas que lograron tal eficiencia fueron de:

Presión de combustible al quemador : 24 Psi.

Presión de aire al quemador : 34 Psi.

#### Ahorro de combustible por regulación de parámetros de combustión

Consumo actual de combustible = 9.37 B/D = 16.39 gal/h

Eficiencia actual del horno = 65.17 %

Eficiencia mejorada del horno = 67.51 %

Ahorro energético =  $16.39 \times (1 - 65.17 / 67.51) = 0.57$  gal/h = 4,993 gal/año

Ahorro económico = 4,993 gal/año  $\times 0.9505$  US\$/gal

**Ahorro económico = 4,746 US\$/año**

#### B. Horno H1

En el caso del Horno H1, la máxima eficiencia 52.54 %, se logra con 23 % de exceso de aire (29-May), para una carga de 1,710 B/D ; para el caso reportado (22-Ago) se obtuvo 48.62 % de eficiencia térmica, para una carga de 1,711 B/D y el exceso de aire fue de 29 %.

Ver Cuadro N° I-5 del Anexo I.

Las condiciones operativas que lograron tal eficiencia son

Presión de combustible al quemador Sur : 25 Psi.

Presión de aire al quemador Sur : 41 Psi.

Presión de combustible al quemador Norte : 40 Psi.

Presión de aire al quemador Norte : 70 Psi.

#### Ahorro de combustible por regulación de parámetros de combustión

Consumo actual de combustible = 23.63 B/D = 41.35 gal/h

Eficiencia actual del horno = 48.62 %

Eficiencia mejorada del horno = 52.54 %

Ahorro energético =  $41.35 \times (1 - 48.62 / 52.54) = 3.1 \text{ gal/h} = 27,156 \text{ gal/año}$

Ahorro económico =  $27,156 \text{ gal/año} \times 0.9505 \text{ US\$/gal}$

**Ahorro económico = 25,812 US\$/año**

La inversión es cero, pues los análisis de gases son parte del control mensual que se le hace a ambos hornos, y el ajuste de los parámetros de combustión lo realizaría el operador de campo.

## **7.2 Optimización energética en las instalaciones eléctricas**

El análisis energético realizado en las instalaciones de la planta, ha permitido identificar mejoras conducentes a la reducción de los costos mensuales y consumos de energía eléctrica. La evaluación económica, se hará tomando en cuenta los precios de energía eléctrica vigentes a la fecha de la ejecución del estudio.

### 7.2.1 Elección de la opción tarifaria más económica

La mejora esta orientada a obtener una adecuada opción tarifaria para el suministro eléctrico de la Planta que le representen menores costos y mejores condiciones de servicio eléctrico. El análisis se hará a Estación N° 7.

Se realizo el análisis comparativo de costos de energía eléctrica teniendo en cuenta las opciones tarifarias en Media Tensión del mercado regulado que fija la Comisión de Tarifas Eléctricas CTE.

Los criterios considerados para el análisis son:

- Los parámetros eléctricos tales como máxima demanda en hora punta y fuera de punta, consumo de energía activa en hora punta y fuera de punta, se han obtenido de un registrador de parámetros eléctricos.
- Se consideraron todos los cargos de cada una de las opciones tarifarias en media tensión, definidas por la **Comisión de Tarifas Eléctricas**.
- Los precios unitarios para las diferentes opciones tarifarias en media tensión, se han tomado del pliego tarifario de ELECTRONORTE- Sistema Bagua -Jaén (Vigente desde 4 de Octubre del 2001.Cuadro N° II –3 del Anexo II).
- Los beneficios económicos calculados resultan de la comparación con la opción tarifaria actual tomada como referencia.

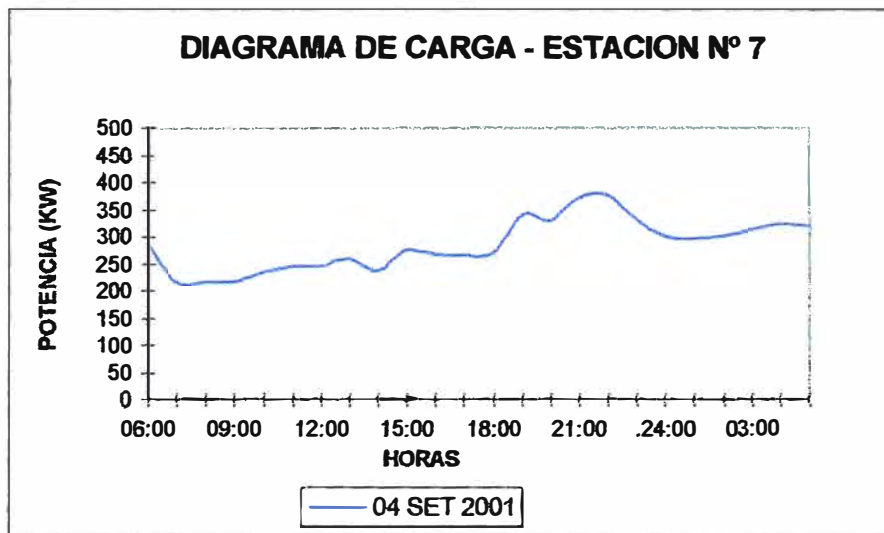
El resumen del análisis tarifario en Media Tensión, se muestra en el Cuadro N° II - 2 del Anexo II.

Del análisis se concluye que para las actuales condiciones de operación de Refinería El Milagro, no hay mucho que hacer con respecto a tarifas, debido a que los precios unitarios en las tarifas MT3P y MT4P son iguales, la tarifa MT4P elegida es la más conveniente.

Para este tipo de tarifa MT4P, los costos de potencia para clientes calificados como “presente en punta” (Caso de Estación N° 7), cuesta 1.6 veces el costo de la potencia para clientes calificados como “presentes fuera de punta”.

El Diagrama de Carga típico de Estación N° 7 (Ver Cuadro N° II –5 del ANEXO II) es la siguiente, se puede ver claramente, su presencia en hora punta:

Figura N° 7.2.1



### 7.2.2 Compensación reactiva

El análisis de compensación reactiva se aplicará también a Estación N° 7, ya que es aquí donde se manifestará el pago por energía reactiva.

Para poder calcular el consumo de energía reactiva de Estación N° 7 se ha seleccionado un mes representativo (mes de setiembre), para la toma de registros eléctricos (Ver Cuadro N° II -4 del Anexo II).

Se identificó que el porcentaje de energía reactiva promedio consumida en el mes analizado es del 69.31%



Así para valores promedio del Cuadro N° II – 1 del Anexo II, tenemos: energía activa total registrada fue de 186,763 KWh/mes y la energía reactiva registrada fue de 129,445 KVARh/mes.

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, la energía reactiva que se factura al cliente:

$$ER \text{ facturada} = ER \text{ consumida} - 0.3 (\text{Energía Activa})$$

Por lo tanto utilizando dicha formula se tiene:

$$ER \text{ facturada} = 129,445 - 0.3 (186,763) = 73,416 \text{ KVARh/mes}$$

La potencia reactiva promedio facturada es

$$Q_{\text{promedio}} = ER \text{ facturada} / (30 \times 24)$$
$$Q_{\text{promedio}} = 73,416 / (30 \times 24) = 101.96 \text{ KVAR}$$

Esta potencia reactiva promedio es la facturada en las actuales condiciones de operación de Estación N° 7.

Considerando los consumos actuales y las cargas proyectadas se recomienda instalar un banco de condensadores de 200 KVAR y deberá ser del tipo automático con 10 módulos de 20 KVAR, 460 V, 60 Hz.

Considerando únicamente como ahorro la energía reactiva facturada promedio mensual actual de 73,416 KVARh/mes, el ahorro económico mensual a un costo por KVAR de 0.012 US\$ será de:

$$\text{Ahorro económico mensual} = 898 \text{ US\$/mes}$$

$$\text{Ahorro económico anual} = 898 \times 12 = 10,776 \text{ US\$/año}$$

El costo promedio del condensador por KVAR varia entre 25 – 30 US\$, se estima una **inversión del orden de 6,000 US\$, el periodo de recuperación será de 7 meses.**

A medida que se vaya incrementando la cantidad de motores en refinería y en Estación N° 7, para poder incrementar la producción, se deberá tener en cuenta que los motores más grandes (mayores a 20 HP) tengan compensación localizada, mientras que para los motores pequeños (menores a 20 HP) el banco automático de 200 KVAR recomendado asegura la adecuada compensación.

Además con la instalación de este banco de condensadores, mejoraremos el factor de potencia:

- Demanda máxima promedio histórico ( $P_m = 488 \text{ KW}$ )
- Factor de potencia promedio histórico ( $\text{Cos } \phi_1 = 0.85$ )
- Factor de potencia mejorado ( $\text{Cos } \phi_2$ )

$$Q = P_m \times (\text{tg } \phi_1 - \text{tg } \phi_2)$$

$$200 = 488 \times (0.6459 - \text{tg } \phi_2)$$

$$\text{tg } \phi_2 = 0.4372$$

$$\text{Cos } \phi_2 = 0.97$$

En el Anexo V, titulado FUNDAMENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA, se dan algunos alcances teóricos para la compensación de energía reactiva.

### **7.2.3 Mejoras en el sistema de iluminación.**

La potencia instalada en iluminación es mostrada en el Cuadro N° III-7 del Anexo III.

El total de potencia instalada en iluminación es de 39.29 KW.

- La potencia instalada en iluminación interior de la planta es de 32.29 KW.
- La potencia instalada en iluminación exterior es de 7.00 KW.

Los tipos de lámpara utilizadas en la planta son de mercurio, de luz mixta, incandescentes, fluorescentes y vapor de sodio. (Ver Anexo V.)

Cuadro N° 7.2.3  
Potencia Instalada por tipo de Lámpara

TIPO DE LAMPARA	POTENCIA KW	%
MERCURIO	1.57	3.99
MIXTA	4.80	12.22
SODIO	29.28	74.52
INCANDESCENTE	1.50	3.82
FLUORESCENTE	2.14	5.45
TOTAL	39.29	100.00

La potencia instalada de las lámparas de vapor de sodio (250 W Y 400 W) utilizadas para la iluminación perimétrica e iluminación del área de tanques (MPA), son las que alcanzan el mayor porcentaje 74.52 %; las lámparas mixtas que en su mayoría se encuentran en el área de procesos representa el 12.22 %; las lámparas fluorescentes representan el 5.45 %; las lámparas de mercurio ubicadas en sala de control representan el 3.99 %; finalmente las incandescentes el 3.82 %

Siendo la iluminación una de las cargas importantes en el consumo de energía (representa en nuestro caso el 13.59 % de la demanda total de la planta), se debe realizar el uso eficiente en el sistema de alumbrado.

**a. Reemplazo de lámparas de 160 W mixtas por lámparas de 35 W de Halogenuro Metálico.**

La alternativa de sustitución considera que asumiendo que la eficiencia de la luminaria actual se mantiene (3,100 lumen), por el incremento de flujo que instalamos podemos reducir una luminaria utilizando las lámparas de Halogenuro Metálico de tubo de descarga de cerámica (última generación) de 35 W (con balasto 43 W), su eficiencia luminosa es de 3300 lumen., el costo de cada lámpara es de 45 US\$ y del balasto electrónico es de 35 US\$.

La cantidad de lámparas de 160 W, presentes en refinería son de 27 unidades, pero con el cambio se reducirá a 26 unidades.

El ahorro sería de 3.04 KW; considerando 12 horas de operación diarias y 30 días al mes, se tiene el siguiente ahorro:

$$\begin{aligned}\text{Ahorro energético} &= 3.04 \text{ KW} \times 360 \text{ h/mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 13,132.80 \text{ KWh/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro económico} &= 13,132.80 \text{ KWh/año} \times 0.054 \text{ US\$/KWh} \\ &= 709.17 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro por demanda} &= 3.04 \text{ KW} \times 6.560 \text{ US\$/Kw-mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 239.31 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

<b>Ahorro económico total</b>	<b>= 948.48 US\$/año</b>
<b>Inversión</b>	<b>= 2080.00 US\$</b>
<b>Retorno de Inversión</b>	<b>= 26 meses.</b>

**b. Reemplazo de lámparas de 40 W por lámparas de 36 W**

Reemplazar los fluorescentes rectos estándar de 40 Watts modelo T12 (que se caracteriza por tener un aspecto grueso), una vez que se queman por los fluorescentes rectos de 36 Watts modelo T8 (de apariencia delgada).

Estas lámparas se encuentran en el mercado peruano en diferentes marcas y pueden reemplazar sin ningún problema a los de 40 Watts, pese a consumir 4 Watts menos, iluminan y duran igual, es decir SON MAS EFICIENTES, además tienen la misma longitud y se pueden instalar en el mismo socket, sin necesidad de ningún aditamento o modificación (aunque se recomienda cambiar simultáneamente tanto el fluorescente como su arrancador).

Esta situación no será costosa, ya que ambos fluorescentes cuestan igual.

La cantidad de lámparas de 40 Watts, presentes en refinería son de 36, distribuidas en diferentes áreas de la planta, las cuales se muestran en el Cuadro N° III-7 del Anexo III.

El ahorro sería de 0.15 KW, considerando 12 horas de operación diarias y 30 días al mes, se tiene el siguiente ahorro:

$$\begin{aligned}\text{Ahorro energético} &= 0.15\text{KW} \times 360 \text{ h/mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 648 \text{ KWh/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro económico} &= 648 \text{ KWh/año} \times 0.054 \text{ US\$/KWh} \\ &= 35 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro por demanda} &= 0.15 \text{ KW} \times 6.560 \text{ US\$/KW-mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 11.81 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

**Ahorro económico total = 47 US\$/año**

Se considera sin inversión puesto que esta actividad se puede realizar gradualmente , a medida que se van quemando los fluorescentes de 40 W, como una actividad de mantenimiento.

**c. Reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas ahorradoras**

Las lámparas ahorradoras constan de un tubo fluorescente que se enrolla para reducir el tamaño incorporado y un casquillo normal (E27), que permite efectuar el cambio sin la menor dificultad.

Las ventajas esenciales son:

- Clara como una lámpara incandescente de 50, 75 y 100 W.
- Luz cálida y agradable como la lámpara incandescente.
- Reproducción cromática excelente.
- Usan casquillo nominal E27 igual que las lámparas incandescentes normales.
- Este tipo de lámparas ofrecen un alto rendimiento, bajo costo y consumo, hasta 5 veces menos energía que una lámpara incandescente normal y además dando mejor luz.
- La duración promedio de este tipo de lámparas, según los fabricantes, es de 4 años. Estas lámparas tienen una vida útil aproximada de 8,000 horas (las incandescentes es de 1,000 horas)

Para nuestro caso el reemplazo sería por un foco ahorrador de 23 W, tiene el mismo flujo luminoso (1500 lumen) que un foco incandescente de 100 W

El precio unitario de cada foco ahorrador es de 10.00 US\$.

La cantidad de lámparas de 100 W, presentes en refinería son de 15 unidades.

El ahorro sería de 1.155 KW, considerando 12 horas de operación diarias y 30 días al mes, se tiene el siguiente ahorro:

$$\begin{aligned}\text{Ahorro energético} &= 1.155 \text{ KW} \times 360 \text{ h/mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 4,989.60 \text{ KWh/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro económico} &= 4,989.6 \text{ KWh/año} \times 0.054 \text{ US\$/KWh} \\ &= 269.44 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro por demanda} &= 1.155 \text{ KW} \times 6.560 \text{ US\$/KW-mes} \times 12 \text{ meses/año} \\ &= 90.92 \text{ US\$/año}\end{aligned}$$

<b>Ahorro económico total</b>	<b>= 360.36 US\$/año</b>
<b>Inversión</b>	<b>= 150.00 US\$</b>
<b>Retorno de Inversión</b>	<b>= 5 meses.</b>

#### **d. Control operativo de lámparas aprovechamiento de la luz natural**

Como recomendación, esta mejora consiste en aprovechar al máximo la luz natural en algunos ambientes que tengan influencia de la misma, para así reducir las horas de funcionamiento de las lámparas existentes en dichas áreas. Se deberá indicar al personal mantener las cortinas o persianas abiertas para aprovechar mejor la luz natural durante el día.

Igualmente, se recomienda efectuar el control del encendido y apagado de las lámparas de acuerdo a las necesidades de uso de los ambientes, por ejemplo establecer el apagado de lámparas en hora de refrigerio.

Además, de las mejoras antes mencionadas es necesario tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Para los ambientes de uso temporal (baños, depósitos, archivadores) se instalarán avisos junto a los interruptores con una inscripción de color negro: “ **ENCENDER DE SER NECESARIO, APAGAR AL TERMINAR - GRACIAS**” o “**APAGUE AL SALIR GRACIAS**”.
- Se deberá mantener limpias las ventanas, tragaluces y abiertas las persianas a fin de aprovechar mejor la luz del día y evitar el encendido de las lámparas durante el día.

### **7.3 Mejoras en los servicios de planta**

#### **7.3.1 Recuperación del agua utilizada en el enfriamiento de sellos mecánicos de bombas**

El porcentaje de agua utilizada para el enfriamiento de sellos es del 89.31 % del consumo total de agua blanda y el 46.34 % del consumo total de agua utilizada en Refinería, este caudal de 0.57 m<sup>3</sup>/h se deriva a la poza API, siendo sus características :

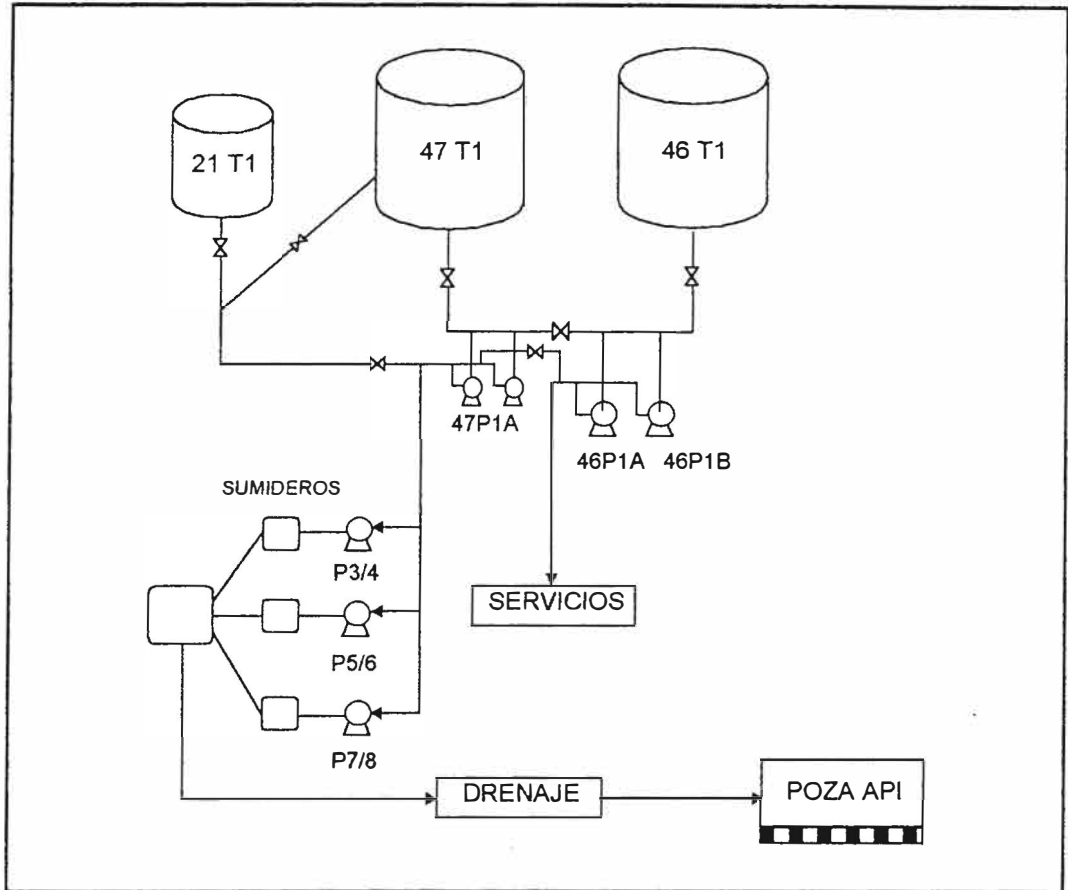
Temperatura : 42 °C

PH : 8.42

El sistema de enfriamiento de sellos mecánicos actual es el siguiente:



Figura N° 7.3.1 - A  
Sistema actual de enfriamiento de Sellos Mecánicos de Bombas



### ANÁLISIS DE COSTO DEL M3 DE AGUA

Bombas	Cost adq. US\$	Cost. Mant. Anual US\$	Potencia HP	Duración años	Caudal m <sup>3</sup> /h	Horas estim. día oper.
Horizontales	4500	1500	7.5	2	6	12
Verticales	10000	1000	15.0	5	10	12
Grindex	2000	700	7.5	2	6	12

Aditivos químicos	Costo US\$	Dosificación	Capacidad	Concentración
Sulfato de alúmina	50	46.87 mg/lit	50 Kg	100 %
Resina Catiónica	1000	1.18x10 <sup>5</sup> lt resina /lt agua	10 Pie <sup>3</sup>	90 %
Sal de roca	847	1092 mg/lit	5000 Kg	100 %

Caudales promedio	Diario	Horas netas de operación	
Pozo	55 m <sup>3</sup>	12	Sist. Trab. 24 horas
Decantador Degremont	128 m <sup>3</sup>	12	Sist. Trab. 24 horas

Costo horario:

Bomba horizontal

$$\frac{(\text{Cost. Adq.} + (\text{Duración} \times \text{Cost. Mant. Anual}))}{(\text{días año} \times \text{horas netas} \times \text{duración})} \quad \mathbf{0.86 \text{ US\$/h}}$$

Bomba vertical

$$\frac{(\text{Cost. Adq.} + (\text{Duración} \times \text{Cost. Mant. Anual}))}{(\text{días año} \times \text{horas netas} \times \text{duración})} \quad \mathbf{0.68 \text{ US\$/h}}$$

Bomba Grindex

$$\frac{(\text{Cost. Adq.} + (\text{Duración} \times \text{Cost. Mant. Anual}))}{(\text{días año} \times \text{horas netas} \times \text{duración})} \quad \mathbf{0.39 \text{ US\$/h}}$$

Costo de tratamiento químico

Decantador Sulfato de alúmina

$$\frac{(\text{Cost. Adq.})}{(\text{Cont} \times \text{conc} \times /\text{ppm}) \times 1000} \quad \mathbf{0.046 \text{ US\$/M3}}$$

Resina catiónica (0.636 m<sup>3</sup>/H)

$$\frac{(\text{Cost. Adq.})}{(\text{Cont} \times \text{conc} \times \text{dosificación}) \times 1000} \quad \mathbf{0.042 \text{ US\$/M3}}$$

Sal de roca

$$\frac{(\text{Cost. Adq.})}{(\text{Cont} \times \text{conc} \times /\text{ppm}) \times 1000} \quad \mathbf{0.18 \text{ US\$/M3}}$$

Energía eléctrica 0.054 US\$ / Kwh

Costo de m<sup>3</sup> de agua recolectada

Costos	Pozo Nº 2	Degremont	Modo de cálculo
Bombeo	0.150	0.160	Costo horario Caudal horario neto
Energía	0.170	0.075	Costo Kw-h x Hrs x Pot Kw Caudal diario neto
Sulfato de Alúmina		0.046	(Cost. Adq.) (Cont x conc /ppm)x1000
Resina Catiónica		0.042	(Cost. Adq.) (Cont x conc xdosificación)x1000
Sal de roca		0.180	(Cost. Adq.) (Cont x conc /ppm)x1000
<b>US\$/m<sup>3</sup></b>	<b>0.320</b>	<b>0.503</b>	<b>0.823</b>

Considerando el valor de 0.823 US\$/m<sup>3</sup> y el flujo de 0.57 m<sup>3</sup>/h, tenemos el siguiente ahorro económico estimado:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro económico} &= 0.57 \text{ m}^3/\text{h} \times 0.823 \text{ US}/\text{m}^3 = 0.467 \text{ US}/\text{h} \\ &= 0.467 \text{ US}/\text{h} \times 24 \times 365 \end{aligned}$$

**Ahorro económico = 4,090.92 US\$/año**

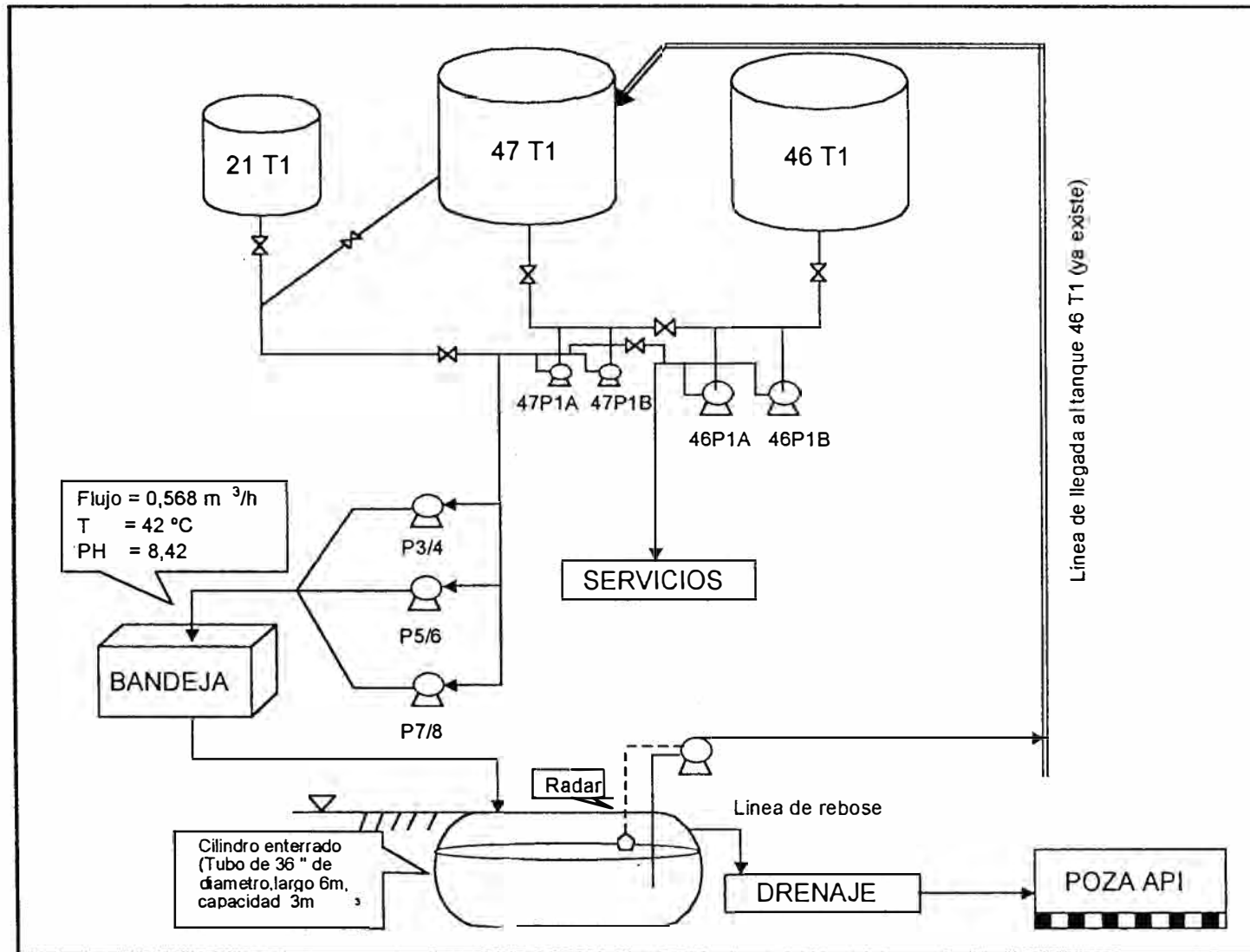
El sistema mejorado de enfriamiento de sellos mecánicos de bombas, se observa en la Figura Nº 7.3.1- B.

La materiales a utilizar , son:

- Un cilindro de 36 " de diámetro por 6 metros de largo, cuya capacidad será de 3m<sup>3</sup> ( se considero 6 horas de operación)
- Una bomba de 0.57 m<sup>3</sup>/h, equivalente a 150 gal /h.
- Un radar para la bomba.
- Una bandeja colectora
- Tuberías y válvulas

Debido a que en Refinería se cuenta con todos estos materiales, la inversión es mínima.

Figura N° 7.3.1 - B  
SISTEMA MEJORADO DE ENFRIAMIENTO DE SELLOS MECANICOS DE BOMBAS



## 8. CRITERIOS DE OPTIMIZACION PARA REFINERIA EVALUADA

En la refinación del petróleo, teóricamente es posible producir diferentes tipos de productos refinados con cualquier petróleo crudo, pero por lo general no es factible económicamente. A veces la demanda de un producto determinado o la eliminación de otro de poco valor comercial se hace tan insistente, que se requiere realizar importantes transformaciones en la planta para incrementar su eficiencia.

Al seleccionar las mejoras o equipos, muchas veces las compañías se dejan guiar demasiado por el importe de la inversión inicial. En épocas de depresión, la refinería requiere de un equipo bien construido para lograr beneficios, no es necesario que la planta este equipada con toda una serie de nuevos adelantos, sino que haya sido proyectada adecuadamente y sea cuidadosamente controlada en su operación o funcionamiento. En muchas refinerías rentables, caso Refinería Conchán, ha sido necesario utilizar equipos de otras unidades para ampliar nuevas operaciones y mejorar los procesos de refinación.

### 8.1 Procesamiento de crudo pesado – Efecto Carriover

En refino de petróleo, cuando se procesan crudos pesados de alta viscosidad, se hace necesario efectuar mezcla con gasolina primaria para mejorar la viscosidad e incrementar la calidad °API de la carga para UDP.

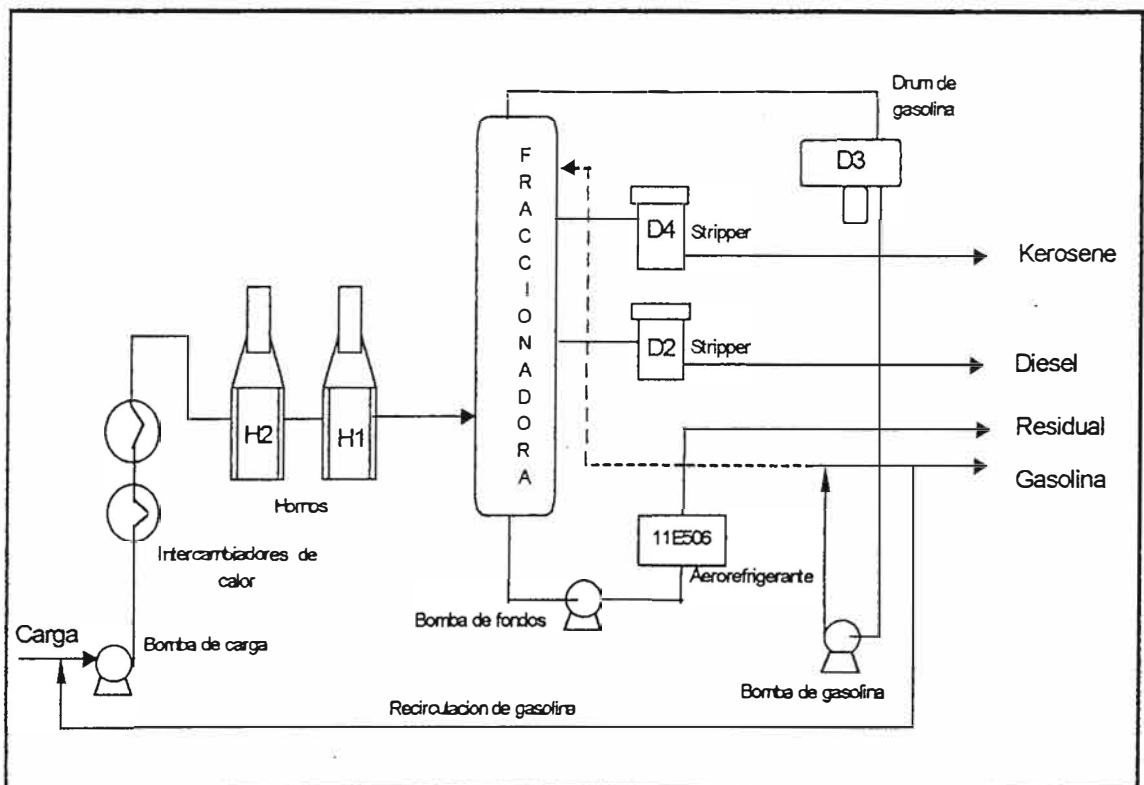
Este es un tipo de optimización topológica /paramétrica, proceso desarrollado en otras refinerías, nos permite además:

- Mejorar el intercambio de calor.
- Disminuir el consumo de combustible en hornos.
- Mejorar el grado de fraccionamiento en la columna por el efecto de arrastre "Carriover"

### CARRIER DESTILLATION (EFECTO CARRIOVER)

La Destilación por arrastre comprende la recirculación del producto destilado superior (Gasolina) a la línea de alimentación fresca (crudo carga), de manera que su "arrastre" aumente las cantidades de material vaporizado y por lo tanto mayor producción de Destilados Medios.

Figura N° 8.1  
Efecto Carriover – Destilación por arrastre



Este procedimiento comprende la recirculación del producto ligero que pasará nuevamente por precalentadores, horno y sección de vaporización de la torre, de manera que los residuos ligeros puedan ejercer mayor efecto de transporte, o el arrastre o efecto de su presión parcial pueda reducir su temperatura de vaporización o ebullición instantánea (rebaja la curva total de destilación)

De acuerdo al % de recirculación del destilado superior, podremos obtener más porcentaje vaporizado.

Cuadro N° 8.1

OPERACIÓN	Porcentaje Vaporizado
	Basado en la carga de entrada a la torre (Tingreso = 370 °C)
Destilación TBP	25.0
Vaporización Instantánea (UDP)	45.0
Con 50 % de recirculación	70.5
Con 100 % de recirculación	84.0
Con 200 % de recirculación	94.0

Nota : El % de producto de recirculación se requiere la única vez, luego recirculará en forma continua a través del proceso, manteniéndose la producción de gasolina.

## 8.2 Instalación de Torre Preflash en UDP

El proyecto de instalación de la Torre Preflash tiene como objetivo el incremento de la carga de procesamiento a la Unidad de Destilación Primaria.

Casi todas las refinerías emplean torres de destilación preliminar (Torre Preflash) para estabilizar el petróleo crudo o para producir gasolina de elevada graduación octánica, su función principal es aliviar la carga al horno por la separación Flash de las fracciones ligeras del crudo (aprox. 5 % Vol.). Es un tipo de optimización topológica y paramétrica.

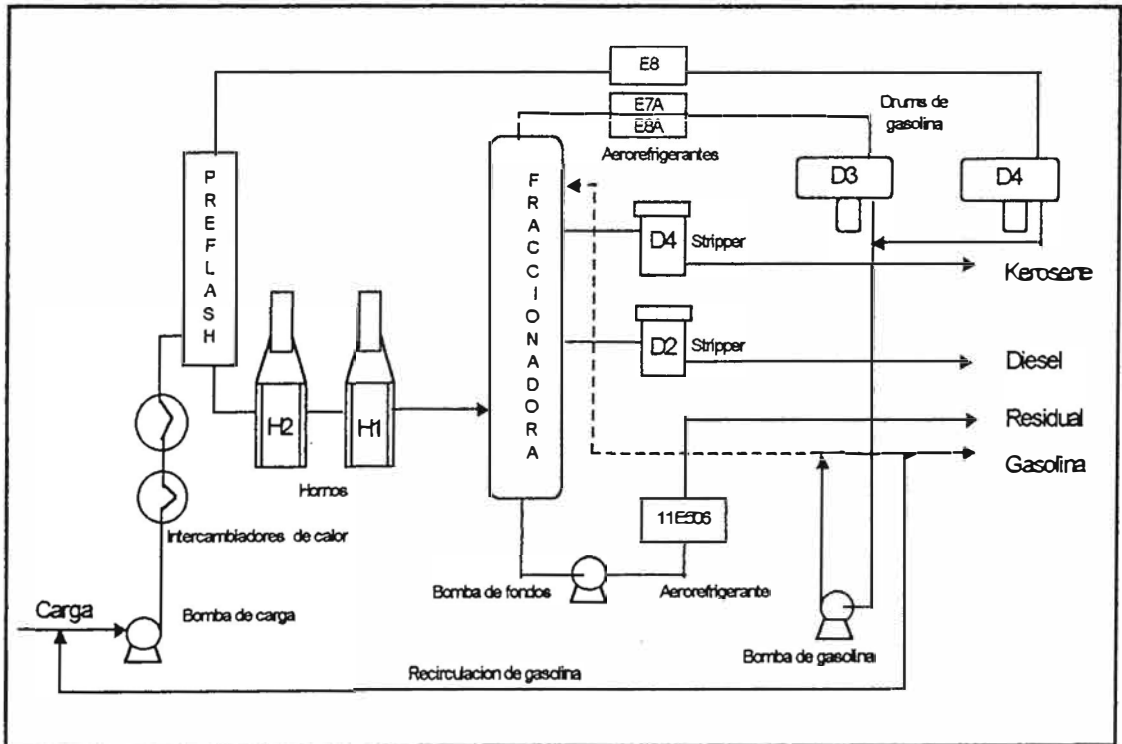
La torre deberá ser instalada antes de los hornos de precalentamiento H2 y H1. La temperatura del crudo carga que ingrese a la Torre Preflash sería aprox. de 197 °C, a esta temperatura existe gasolina, como se puede observar en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.2  
Temperaturas de cortes laterales en columna de destilación

Producto de salida	Temperatura °C
Gasolina	121
Kerosene	218
Diesel	288
Residual	339

Los vapores de la Torre Preflash ingresan al aerorefrigerante y posteriormente al acumulador de gasolina Drum 4 para su estabilización y los productos de fondos, seguirían el circuito del proceso de la UDP.

Figura N° 8.2  
Torre Pre – Flash en la Unidad de Destilación Primaria





### **8.3 Corte de Nafta y zona de Despojamiento en la Unidad de Destilación Primaria**

#### **1. Objetivos**

- Implementar el Corte de Nafta Pesada en la Unidad de Destilación Primaria, para obtener un mayor octanaje de la Gasolina puesto que el octanaje de los hidrocarburos disminuye a medida que aumenta su peso molecular.
- Mejorar el punto de inflamación del kerosene optimizando reflujos.
- Incremento de la producción de Destilados Medios
- Reducción de Plomo Tetraetilico.

#### **2. Antecedentes**

Durante la puesta en marcha de Refinería El Milagro, una de las variables que presento mayor dificultad de controlar, fue el punto de inflamación del kerosene y el punto final de ebullición de la Gasolina, conscientes de que este problema se puede resolver mediante la extracción de un Nuevo corte de Nafta, el cual podrá agregarse a las corrientes de Kerosene y Diesel.

#### **3. Nuevo Corte de Nafta**

La columna de fraccionamiento de RFEM, en las condiciones actuales no podría producir un nuevo corte de Nafta, porque le hace falta una sección completa de 20 pies de altura para albergar nueve bandejas de fraccionamiento, que se instalarían cortando la columna y añadiendo todo el peso de tal dimensión.

La alternativa propuesta es reemplazar las bandejas actuales por relleno estructurado hasta el nivel del plato 14; con esta alternativa, no se necesitaría cambiar la longitud de la torre, obteniéndose además mayor eficacia de fraccionamiento y menor caída de presión a lo largo de la columna.

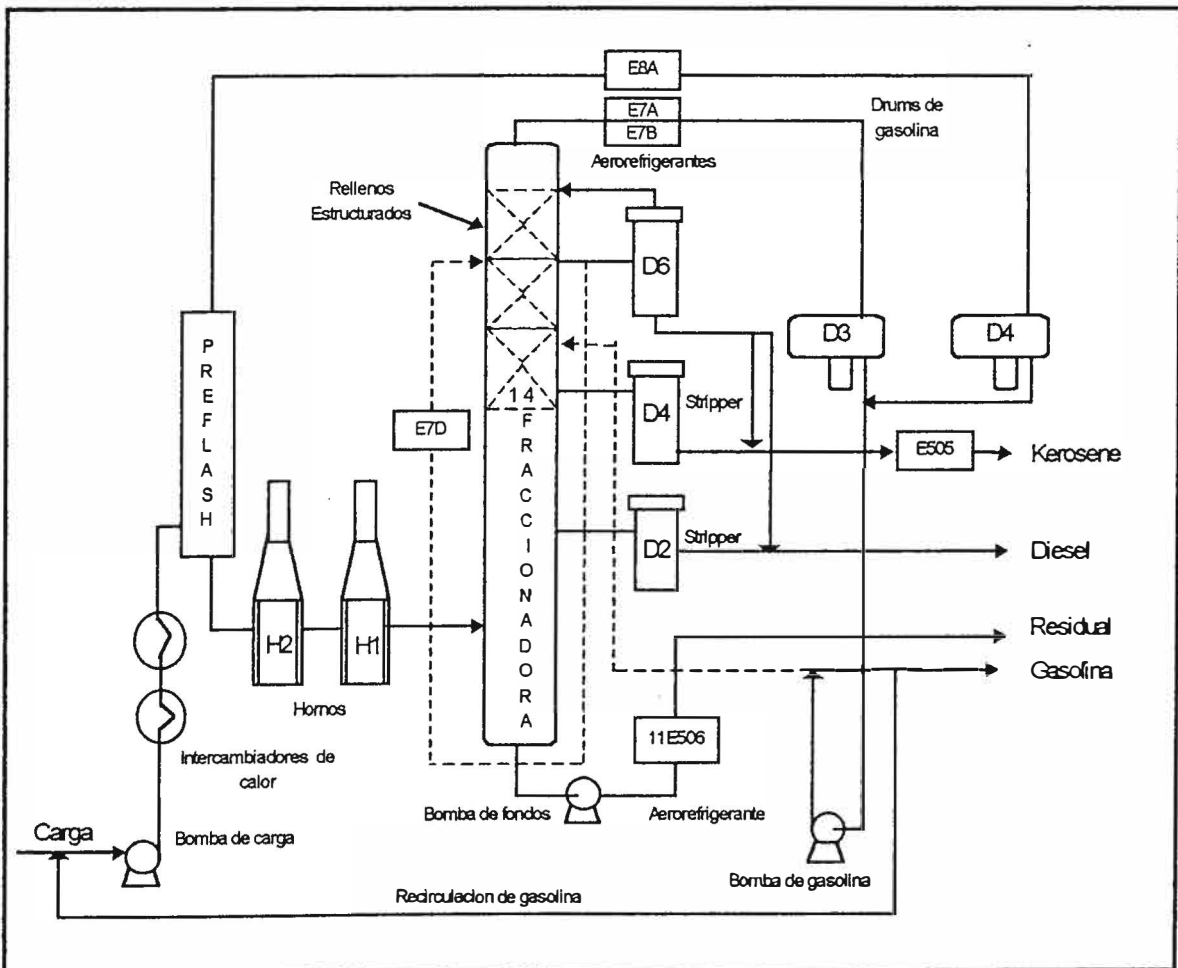
El método de relleno estructurado, para el logro de la extracción del Nuevo Corte de Nafta; implica una modificación interna de la fraccionadora D1 para retirar los platos de burbujeo e instalar en su reemplazo un relleno estructurado, sin necesidad de ninguna obra civil adicional en la base de la columna D1 y sin necesidad de aumentar el tamaño de la torre.

Esta modificación requiere además de un nuevo agotador para corregir la cabeza de la Nafta, favoreciendo así su adición al pool de Destilados Medios, por ser productos de mayor valor agregado.

Es un tipo de optimización topológica y paramétrica.

Figura N° 8.3

Corte de Nafta y Zona de Despojamiento en la Unidad de Destilación Primaria



## 9. RESULTADOS FINALES

A continuación se mencionan las mejoras identificadas, durante el estudio, clasificando como mejoras sin inversión a aquellas que no requieren la adquisición de accesorios o equipos adicionales para conseguir ahorro, salvo el costo de mano de obra que implica la revisión, manipuleo o coordinación con el operario de planta.

Dentro de las mejoras sin inversión, están los ahorros económicos que no implican necesariamente reducción del consumo de energía; pero también son importantes para la economía de la empresa.

Las mejoras con inversión son aquellas que implican adquirir materiales de repuesto o adquisición del equipamiento necesario para conseguir el ahorro propuesto.

### 9.1 Optimización energética en las instalaciones térmicas

La evaluación energética térmica de la planta , considerando el cambio de Diesel 2 por Residual 6 a permitido un potencial de reducción de costos operativos de 187,851.36 US\$ anuales, de los cuales 30,558 US\$ anuales es reducción de costos sin inversión; con el cambio de Diesel 2 por Diesel 4, se logra una reducción de costos operativos totales de 84,780.12 US\$ anuales sin inversión .

El ahorro energético viene a ser la posibilidad de reducir el consumo de combustible en el orden de 32,149.00 gal/año, por mejoras operativas en la planta.

### 9.1.1 Hornos de proceso

#### A) Mejoras con inversión

##### **CAMBIO DE COMBUSTIBLE**

###### Diesel 2 por Residual 6

Ahorro económico con inversión pues requiere adaptar hornos para cambio de combustible.

Ahorro económico	157,293.36 US\$/año
Inversión	284,566.00 US\$
Retorno de la inversión	1 año 10 meses

#### B) Mejoras sin inversión

##### **CAMBIO DE COMBUSTIBLE**

###### Diesel 2 por Diesel 4

Ahorro económico sin inversión ,pues no se requiere adecuar ningún horno para este cambio.

Ahorro económico	54,222.12 US\$/año
------------------	--------------------

##### **OPTIMIZACIÓN DE LA COMBUSTIÓN**

Ahorro sin inversión, requiere regular la combustión a los parámetros ya mencionados en el ítem 7.1.2, esta labor la puede hacer el operario de planta coordinando con el encargado de realizar los análisis de gases.

*Horno H2*

Ahorro de combustible 4,993 gal/año  
 Ahorro económico 4,746 US\$/año

*Horno H1*

Ahorro de combustible 27,156 gal/año  
 Ahorro económico 25,812 US\$/año

Cuadro N° 9.1  
 Resumen de optimización energética en instalaciones térmicas

MEJORAS	AHORRO		INVERSIÓN US\$	RETORNO DE INVERSIÓN meses
	Combustible D2			
	gal/año	US\$/año		
Hornos de proceso				
Cambio de combustible				
Diesel 2 por Residual 6		157,293.36	284,566.00	22
Diesel 2 por Diesel 4		54,222.12		
Optimización de la combustión				
Horno H2	4,993	4,746.00		
Horno H1	27,156	25,812.00		
<b>AHORROS TOTALES</b>	<b>32,149</b>	<b>187,851.36*</b> <b>84,780.12**</b>	<b>284,566.00</b> <b>-</b>	<b>18</b> <b>-</b>

\* Ahorro considerando cambio D2 por R6

\*\* Ahorro considerando cambio D2 por D4

*Consumo de planta 490,560.00 gal/año*

**9.2 Optimización energética en las instalaciones eléctricas**

La evaluación de mejoras identificadas han permitido determinar un potencial de ahorro de 18,770.4 KWh/año.

El ahorro total cuantificado es de 12,131.84 US\$/año, la inversión total será de 8,230.00 US\$, y el periodo de recuperación de 8.14 meses.

En el Cuadro N° 9.2, de optimización energética de las instalaciones eléctricas, se muestra el resumen de las mejoras propuestas y los ahorros respectivos.

#### **A) Mejoras con inversión**

##### **IMPLEMENTACION DEL BANCO DE CONDENSADORES**

Con la finalidad de reducir los gastos por consumo de energía reactiva, mejorar el perfil de tensiones en las instalaciones de la planta y en general, mejorar la operatividad del sistema eléctrico de la planta, es importante instalar un Banco de Condensadores, que compense los requerimientos actuales y con reserva de potencia reactiva para las cargas futuras.

Ahorro económico	10,776 US\$/año
Inversión	6,000 US\$
Retorno de la inversión	7 meses

##### **REEMPLAZO : LÁMPARAS DE 160 W MIXTAS POR LÁMPARAS DE 35 W DE HALOGENURO METÁLICO.**

La alternativa de sustitución considera que asumiendo que la eficiencia de la luminaria actual se mantiene (3100 lumen), por el incremento de flujo que instalamos podemos reducir una luminaria utilizando las lámparas de Halogenuro Metálico de tubo de descarga de cerámica (ultima generación) de 35 W , su eficiencia luminosa es de 3300 lumen.

Ahorro económico total	948.48 US\$/año
Inversión	2,080.00 US\$
Retorno de Inversión	26 meses.

## **REEMPLAZO DE LÁMPARAS INCANDESCENTES POR LÁMPARAS AHORRADORAS**

Las lámparas ahorradoras constan de un tubo fluorescente que se enrolla para reducir el tamaño incorporado y un casquillo normal (E27), que permite efectuar el cambio sin la menor dificultad.

Para nuestro caso el reemplazo es por un foco ahorrador de 23 W, tiene el mismo flujo luminoso (1500 lumen) que un foco incandescente de 100 W

Ahorro económico total	360.36 US\$/año
Inversión	150.00 US\$
Retorno de Inversión	5 meses.

### **B) Mejoras sin inversión**

#### **REEMPLAZO DE LAMPARAS DE 40 W POR LAMPARAS DE 36 W**

Esta mejora consiste en reemplazar las lámparas de 40 W existentes por lámparas de 36 W; se considera sin inversión puesto que esta actividad se puede realizar gradualmente, a medida que se van quemando los fluorescentes de 40 W, como una actividad de mantenimiento.

Ahorro energético	648 KWh/año
Ahorro económico	47 US\$/año

**Cuadro N° 9.2**  
**Resumen de optimización energética en instalaciones eléctricas**

MEJORAS	AHORRO ENERGETICO			AHORRO ECONOMICO TOTAL		
	KVARh/año	KW	KWh/año	US\$/año	Inversión (US\$)	Retorno de Inversión (meses)
Compensación de Energía Reactiva Banco de condensadores	880,992.00			10,776.00	6,000.00	7
Sistema de Iluminación						
Reemplazo de lamp. de 160 W mixtas por lamp. de 35 W de Halogenuro Metálico		3.04	13,132.80	948.48	2,080.00	26
Reemplazo de lámp. incandescentes por lamp. ahorradoras		1.16	4,989.60	360.36	150.00	5
Reemplazo de lamp. de 40 W por lamp. de 36 W		0.15	648.00	47.00		
<b>AHORROS TOTALES</b>	<b>880,992.00</b>	<b>4.35</b>	<b>18,770.40</b>	<b>12,131.84</b>	<b>8,230.00</b>	<b>8.14</b>

### 9.3 Mejoras en los Servicios de Planta

#### **RECUPERACIÓN DEL AGUA DE ENFRIAMIENTO DE SELLOS MECÁNICOS DE BOMBAS**

Representa un ahorro económico sin inversión, pues Refinería cuenta con los materiales incluido la bomba que se requiere para el nuevo sistema de enfriamiento, la inversión es mínima, y se detalla en el ítem 7.3.1

Ahorro económico

4,090.92 US\$/año



## 10. CONCLUSIONES

- El consumo unitario de energía eléctrica se encuentra en un valor promedio de 1.77 KWh/Barril.
- La información histórica de producción y consumo de energía permite establecer metas realistas, las cuales representan las mejores performance de la planta.
- El monitoreo de energéticos permite orientar mejor las acciones correctivas hacia aquellas medidas que tienen una mayor incidencia en el mejoramiento de la eficiencia energética de la planta.
- La evaluación energética térmica de la planta , considerando el cambio de Diesel 2 por Residual 6 a permitido un potencial de reducción de costos operativos de 187,851.36 US\$ anuales, de los cuales 30,558 US\$ anuales es reducción de costos sin inversión; con el cambio de Diesel 2 por Diesel 4, se logra una reducción de costos operativos totales de 84,780.12 US\$ anuales sin inversión .
- El potencial de ahorro energético térmico es el 7 % del consumo de combustible.
- El área prioritaria para el control de consumo de energía térmica lo representan los hornos H2/H1.Un buen control de energía necesariamente requiere de instrumentos de medición. Se recomienda instalar medidores de flujo de combustible (contómetros) en ambos hornos o en uno de ellos, para llevar un control periódico y continuo del consumo de combustible, cuando se regule los parámetros de combustión con ayuda de los análisis de gases, aumentando de esta manera la eficiencia del los hornos.

- Del análisis se concluye que para las actuales condiciones de operación de Refinería El Milagro, no hay mucho que hacer con respecto a tarifas eléctricas, debido a que los precios unitarios en las tarifas MT3P y MT4P son iguales, la tarifa MT4P elegida es la más conveniente.

Para este tipo de tarifa MT4P, los costos de potencia para clientes calificados como “presente en punta”, cuesta 1.6 veces el costo de la potencia para clientes calificados como “presentes fuera de punta”.

- Proponer una administración de carga para priorizar la utilización de la energía eléctrica fuera de las Horas Punta (18:00 a 23:00 horas), que es el período donde la energía tiene mayores costos; para lograr calificar como cliente Fuera de Punta y los beneficios se incrementarían. Esto significa, determinar cargas críticas y no críticas, luego realizar un programa de desplazamiento de operación en las cargas que se utilizan eventualmente, de tal manera que se evite en lo posible la operación de estos en las horas punta.
- La potencia reactiva entregada por el condensador depende de la tensión aplicada. Cuando la tensión de operación sea diferente a la nominal, la potencia reactiva se ve afectada como se indica en la siguiente formula.

$$\text{KVAR real} = (\text{tensión aplicada} / \text{tensión nominal})^2 \times \text{KVAR nominal}$$

Los condensadores se fabrican de forma que puedan operar temporalmente a sobrevoltajes de hasta 10 % del voltaje nominal. El operar permanentemente a un sobrevoltaje del 5 %, puede disminuir la vida media de un condensador en más de un 30 %.

- Los ahorros globales a obtener en energía eléctrica con la implementación de las mejoras planteadas en este estudio (compensación de energía reactiva y optimización del sistema de iluminación) ascienden a 12,131.84 US\$ anuales.

La inversión estimada para la implementación de las mejoras planteadas ascienden a la suma de 8,230.00 US\$, los cuales se pueden recuperar en 8.14 meses.

- El ahorro económico que se logrará con la recuperación del agua de enfriamiento de sellos mecánicos es de 4,090.92 US\$/año, dado que se evitará perder 0.57 m<sup>3</sup>/h de agua tratada (gastos en resina cationica, sal de roca, sulfato de alúmina), además de disminuir el consumo de agua total en Refinería.

La inversión es mínima, pues Refinería cuenta con los materiales a utilizar (bomba, radar, tubo de 36", tuberías y válvulas), reduciéndose a costo por mano de obra.

- La inversión de recursos de una empresa en medidas de ahorro energético tienen siempre un saldo favorable para la empresa por los ahorros económicos que estas generan y por el periodo corto de recuperación de la inversión realizada, que en algunos casos como la regulación de combustión en los hornos, la recuperación del agua de enfriamiento de sellos mecánicos de bombas, se realizan con inversión mínima o nula.
- Una eficaz gestión de la energía parte de la sensibilización del personal y del establecimiento de niveles de organización en la empresa para el manejo de la energía, en la cual se determinan responsabilidades individuales o colectivas para el análisis del problema, la toma de decisiones, seguimiento del rendimiento energético y de las acciones ejecutadas.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar Muñoz Gilberto : “Ahorro de Energía en Complejo agroindustrial”, Tesis de Grado UNI, Perú, 1997, 197 Pág.
- Ferrenan Huertas Arturo: “ Proyecto de Ahorro de Energía Térmica en una Planta Textil”, Tesis de Grado UNI, Perú, 1993, 217 Pág.
- Kruska Martín (Dic – 1999) : “ El Análisis de Integración Térmica: Un poderoso instrumento para evaluar procesos industriales”, Eficiencia Energética y Energía Renovable, Revista N° 3: Pág. 6 – Pág. 7.
- Minanya Gonzáles Cesar :”Proyecto Energético para la Refinería de Ilo”, Tesis de Grado UNI, Perú, 1994, 215 Pág.
- Ministerio de Energía y Minas : “Manual del Uso Racional de Energía”, Fimart S.A.C., Perú, 1999, 350 Pág.
- Ministerio de Energía y Minas: “Eficiencia Energética”, Fimart S.A.C., Perú, 1999, 202 Pág.
- Percy Castillo Neyra : “Combustión de Petróleos Industriales”, Servicios Integrados, Perú, 1989, 350 Pág.
- Percy Castillo Neyra : “Manual práctico de la Combustión Industrial”, Servicios Integrados, Perú, 1989, 195 Pág.
- Percy Castillo Neyra : “Ahorro de Energía en la operación de Calderos Industriales”, Servicios Integrados, Perú, 1990, 183 Pág.
- Pérez Palma Luis (Set – 2000) :”Ahorro de Energía en Cifarma S.A. “ Eficiencia Energética y Energía Renovable, Revista N° 5: Pág. 8 – Pág. 9.

## ANEXOS

- I MEDICIONES Y RESULTADOS - AREA TERMICA
- II CONSUMO ELECTRICO EN ESTACION N° 7
- III CONSUMO ELECTRICO EN REFINERIA EL MILAGRO
- IV FUNDAMENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA
- V TIPOS DE LAMPARAS ELECTRICAS
- VI INSTRUMENTOS DE MEDICION UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DE CONSUMO DE ENERGIA TERMICA Y ELECTRICA.

## ANEXO I

### MEDICIONES Y RESULTADOS - AREA TERMICA

- Cuadro N° I-1 Consumo de combustible
- Balance de materia y energía en hornos - Modo de cálculo
- Cuadro N° I-2 Balance de materia y energía en el Horno H2
- Cuadro N° I-3 Balance de materia y energía en el Horno H1
- Cuadro N° I-4 Análisis de emisiones y resultados – Horno H2
- Cuadro N° I-5 Análisis de emisiones y resultados – Horno H1
- Cuadro N° I-6 Condiciones operativas en Hornos H2 – H1
- Cuadro N° I-7 Características típicas de los combustibles
- Efectividad de intercambiadores - Modo de cálculo

**Cuadro N° I -1**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLE (Barriles)**

AÑO	MES	HORNO H1 - H2	CALDERO	TOTAL
2 0 0 0	ENE	1002	7	1009
	FEB	887	3	890
	MAR	873	2	875
	ABR	805	4	809
	MAY	848	4	852
	JUN	888	3	891
	JUL	970	3	973
	AGO	1023	4	1027
	SET	966	6	972
	OCT	1015	3	1018
	NOV	695	6	701
	DIC	894	7	901
	TOTAL año			10918
2 0 0 1	ENE	983		983
	FEB	858	8	866
	MAR	940	4	944
	ABR	915	5	920
	MAY	985	8	993
	JUN	920		920
	JUL	991	9	1000
	AGO	1023	4	1027
	SET	966	6	972
	OCT	1038		1038
	NOV	1036	8	1044
	TOTAL 11 meses			10707

## BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA – MODO DE CALCULO

### I. BALANCE DE MATERIA

#### A. ENTRADAS

##### 1) Combustible

$$\begin{aligned}\text{Masa comb.} &= \text{Caudal de comb} \times \text{densidad} \times \text{factor} \\ &= 9.94 \frac{\text{barril}}{\text{dia}} \times \frac{42 \text{ gal}}{(24 \text{ h}) \text{ barril}} \times 0.86 \frac{\text{kg}}{\text{lit}} \times 3.78\end{aligned}$$

$$\text{Masa comb} = 52 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

##### 2) Aire

$$\begin{aligned}\text{Exceso de aire} &= \frac{[\%O_2 - (5 \times 10^{-5} \times \text{ppmCO})] \times 100}{[0.264 \times \%N_2] - [\%O_2 - (5 \times 10^{-5} \times \text{ppmCO})]} \\ &= \frac{[4.2 - (5 \times 10^{-5} \times 20)] \times 100}{[0.264 \times 79.5] - [4.2 - (5 \times 10^{-5} \times 20)]}\end{aligned}$$

$$\text{Exceso de aire} = 25$$

$$\text{Indice de exceso de aire} = \frac{\text{Exceso de aire} + 1}{100} = \frac{25 + 1}{100} = 1.25$$

$$\begin{aligned}\text{Aire estequiométrico} &= \frac{(0.0267 \times \%C) + (0.08 \times \%H) + [0.01 \times (\%S - \%O)]}{(\%O_2/100)} \\ &= \frac{(0.0267 \times 87.13) + (0.08 \times 12.6) + [0.01 \times (0.22 - 0.04)]}{(23.2/100)}\end{aligned}$$

$$\text{Aire estequiométrico} = 14.38$$

$$\text{Masa aire} = \text{Indice de exceso de aire} \times \text{Aire estequiométrico} \times \text{Masa comb}$$

$$\text{Masa aire} = 934 \frac{\text{Kg aire seco}}{\text{h}}$$



3) Humedad del aire (humedad absoluta a 55 % humedad relativa y 34.6 °C)

$$\begin{aligned}\text{Masa húmeda de aire} &= \text{Masa aire} \times \text{Humedad absoluta} ( *) \\ &= 934 \times 0.0194\end{aligned}$$

$$\text{Masa húmeda de aire} = 18 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

4) Crudo de entrada

$$\begin{aligned}\text{Masa crudo} &= \text{Caudal de crudo} \times \text{densidad} \times \text{factor} \\ &= 1711 \frac{\text{barril}}{\text{día}} \times \frac{42 \text{ gal}}{(24 \text{ h}) \text{ barril}} \times 0.85 \frac{\text{kg}}{\text{lit}} \times 3.78\end{aligned}$$

$$\text{Masa crudo} = 9621 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

## B. SALIDAS

1) Gas seco de chimenea

$$\begin{aligned}\text{Masa gas} &= \{ (0.0367 \times \%C) + (0.02 \times \%S) + [(A_{\text{esteq}} \times \%N_2) + \%N] \} \times 0.01 + (\text{Ind} - 1) A_{\text{esteq}} \} M_{\text{comb.}} \\ &= \{ (0.0367 \times 87.13) + (0.02 \times 0.22) + [(14.38 \times 76.8) + 0.008] \} \times 0.01 + (1.25 - 1) 14.38 \} 52\end{aligned}$$

$$\text{Masa gas} = 927 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

Aesteq : Aire estequiométrico  
Mcomb : Masa del combustible  
Ind : Índice de exceso de aire

2) Humedad del gas de chimenea

$$\begin{aligned}\text{Masa húmeda de gas} &= \{ 0.01 \times (9 \times \%H + \%H_2O) + (\text{Ind} \times A_{\text{esteq}} \times \text{Humedad absoluta}) \} M_{\text{comb.}} \\ &= \{ 0.01 \times (9 \times 12.6 + 0.005) + (1.25 \times 14.38 \times 0.0194) \} 52\end{aligned}$$

$$\text{Masa húmeda de gas} = 77 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

3) Crudo de salida

$$\begin{aligned}\text{Masa crudo} &= \text{Caudal de crudo} \times \text{densidad} \times \text{factor} \\ &= 1711 \frac{\text{barril}}{\text{día}} \times \frac{42 \text{ gal}}{(24 \text{ h}) \text{ barril}} \times 0.85 \frac{\text{kg}}{\text{lit}} \times 3.78\end{aligned}$$

$$\text{Masa crudo} = 9621 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

## II. BALANCE DE ENERGIA

Condiciones de referencia:  $T_o = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ , Poder calorífico superior =  $19496 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}}$

### A. ENTRADAS

1) Calor de reacción del combustible ( $Q_r$ )

$$Q_r = \text{Masa comb} \times \text{PCS} = 52 \times 19496$$

$$Q_r = 1'013,792 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

2) Calor sensible del combustible ( $Q_s$ )

$$Q_s = \text{Masa comb} \times C_{p\text{comb}} \times (T_{\text{amb}} - T_o) = 52 \times 0.45 \times (34.6 - 25)$$

$$Q_s = 248 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

3) Calor del aire seco ( $Q_{as}$ )

$$Q_{as} = \text{Masa de aire seco} \times C_{p\text{aire}} \times (T_{\text{amb}} - T_o) = 934 \times 0.24 \times (34.6 - 25)$$

$$Q_{as} = 2,152 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

4) Calor del aire húmedo ( $Q_{ah}$ )

$$Q_{ah} = \text{Masa húmeda del aire} \times C_{p\text{aire}} \times (T_{\text{amb}} - T_o) = 18 \times 0.45 \times (34.6 - 25)$$

$$Q_{ah} = 78 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

5) Calor del crudo de alimentación ( $Q_{\text{crudo}}$ )

$$Q_{\text{crudo}} = \text{Masa crudo} \times C_{p\text{crudo}} \times (T_{\text{INcrudo}} - T_o) = 9,621 \times 0.46 \times (197 - 25)$$

$$Q_{\text{crudo}} = 958,088 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

### B. SALIDAS

1) Pérdida de calor del gas seco ( $P_{gs}$ )

$$P_{gs} = \text{Masa gas} \times C_{p\text{gas}} \times (T_{\text{gas}} - T_o) = 927 \times 0.26 \times (375.2 - 25)$$

$$P_{gs} = 80,834 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

## 2) Perdida de calor de gas húmedo (Pgh)

$$P_{gh} = [0.09 \times \% \text{ peso H} + 0.01 \times \% \text{ peso H}_2\text{O}] \times M_{\text{comb}} \times (\text{HVr}) + M_{\text{aire}} \times C_{\text{paire}} \times (T_{\text{gas}} - T_0) \\ = [0.09 \times 12.6 + 0.01 \times 0.005] \times 52 \times (771) + 18 \times 0.45 \times (375.2 - 25)$$

$$P_{gh} = 46,943 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

HVr : Entalpia del vapor recalentado a la temperatura del gas

Tgas : temperatura del gas de chimenea

Mhaire : Masa húmeda del aire

Mcomb : Masa de combustible

## 3) Calor del crudo de salida (QcrudoOUT)

$$Q_{\text{crudoOUT}} = \text{Masa crudo} \times C_{\text{pcrudo}} \times (T_{\text{OUTcrudo}} - T_0) = 9,621 \times 0.46 \times (256 - 25)$$

$$Q_{\text{crudoOUT}} = 1'286,734 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

## 4) Perdida por inquemados gaseosos (Pig)

$$P_{ig} = \frac{56.5 \times \% \text{ peso C} \times 0.001 \times \text{ppmCO} \times \text{Masa comb}}{\% \text{ vol CO}_2 + 0.0001 \times \text{ppmCO}} = \frac{56.5 \times 87.13 \times 0.0001 \times 52}{12.2 + (0.0001 \times 20)}$$

$$P_{ig} = 42 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

## 5) Perdida por inquemados sólidos (Pis)

$$P_{is} = 0.01 \times \text{IB} \times \text{Masa comb} \times \text{PCS} = 0.01 \times 3 \times 52 \times 19,496$$

$$P_{is} = 15,207 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

IB: Indice de Bacharach

## 6) Perdidas por radiación y convección (Hrad y Hconv)

$$H_{\text{rad}} = \delta \times \epsilon \times (T(^{\circ}\text{K})_{\text{sup}}^4 - T(^{\circ}\text{K})_0^4) \times \text{Area superficial}(\text{m}^2) = 4.88 \times 10^{-8} \times 0.95 \times (331^4 - 298^4) \times 34$$

$$H_{\text{rad}} = 130,570 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

$$H_{\text{conv}} = 3.33 \times (1/\phi)^{0.2} \times (1/T_{\text{av}})^{0.18} \times (T_{\text{sup}} - T_0)^{1.26} \times [1 + (0.8 \times \text{Vel})]^{0.5} \times \text{Area superficial}(\text{m}^2) \\ = 3.33 \times (1/3.1)^{0.2} \times (1/65.5)^{0.18} \times (58 - 25)^{1.26} \times [1 + (0.8 \times 3.3)]^{0.5} \times 34$$

$$H_{\text{conv}} = 335,466 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}$$

## 7) Perdida por calor residual

$$Q_{\text{residual}} = \Sigma \text{Calor de salida} - \Sigma \text{Calor de entrada}$$

**Cuadro N° 1 - 2**  
**BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA EN EL HORNO H2**

EMPRESA : REFINERIA EL MILAGRO

CARGA : 1,711 B/D

ENTRADA DE DATOS	VALOR	UNIDAD
<b>1. DATOS DEL HORNO</b>		
Presion de diseño (150 PSIG)	10.55	kg/cm <sup>2</sup>
Capacidad	11,246	L/h
Potencia nominal	3'200,000	BTU/H
<b>2. CONDICIONES AMBIENTALES</b>		
Presion	750	mm Hg
Temperatura	34.60	°C
Humedad relativa	55.00	%
<b>3. CONDICIONES DE REFERENCIA PARA EL BALANCE</b>		
Temperatura	25	°C
Poder Calorifico del Combustible P C I = 1 / P C S = 2	2	#
<b>4. DATOS DEL COMBUSTIBLE</b>		
Tipo de combustible	Diesel 2	
Caudal	16.4	gal/h
Temperatura de medicion de flujo	34.6	°C
Temperatura de ingreso al quemador	34.60	°C
Composicion		
C	87.13	% peso
H	12.6	% peso
O	0.04	% peso
N	0.008	% peso
S	0.22	% peso
Agua	0.005	% peso
Caracteristicas		
°API	33.5	#
P C S	19,496	kcal/kg
P C I	18,307	kcal/kg
Densidad (60/60)	0.8600	kg/l
Densidad a temperatura de medicion de flujo	0.8403	kg/l
<b>5. DATOS DEL AIRE DE COMBUSTION</b>		
Composicion		
O <sub>2</sub>	23.2	% peso
N <sub>2</sub>	76.8	% peso
Temperatura de ingreso	34.60	°C
Humedad absoluta	0.0194	kg/kg AS
<b>6. DATOS DEL CRUDO DE ALIMENTACION</b>		
Caudal	11,318.25	l/h
Temperatura	197.00	°C
Densidad (60/60)	0.85	Kg/l
<b>7. DATOS DEL CRUDO DE SALIDA</b>		
Caudal	11,318.25	L/h
Presion absoluta	10.82	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura	256.00	°C
<b>8. DATOS DEL GAS DE CHIMENEA</b>		
Temperatura	375.20	°C
Composicion		
O <sub>2</sub>	4.20	% volumen
CO <sub>2</sub>	12.20	% volumen
CO	20.00	ppm
Indice de Bacharach	3	#

9.DATOS DE CAPACIDADES CALORIFICAS		
Cp medio del aire de combustion	0.240	kcal/kg°C
Cp medio del O <sub>2</sub> del gas	0.234	kcal/kg°C
Cp medio del CO <sub>2</sub> del gas	0.235	kcal/kg°C
Cp medio del N <sub>2</sub> del gas	0.253	kcal/kg°C
Cp medio del gas seco	0.249	kcal/kg°C
Cp medio del H <sub>2</sub> O(v) del gas	0.467	kcal/kg°C
Cp medio del combustible	0.496	kcal/kg°C
Cp medio del crudo	0.579	kcal/kg°C
10.OTROS DATOS		
Factor de carga de la caldera	100.6	%
Aire Estequiometrico	14.38	kg/kg
Aire Estequiometrico	10.61	Nm <sup>3</sup> /kg
Exceso de Aire	24.9	%
Indice de Exceso de Aire	1.249	#

## RESULTADOS DEL BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

BALANCE DE MATERIA		
ENTRADAS	kg/h	Nm <sup>3</sup> /h
Combustible	52	
Aire Seco	934	689
Humedad del Aire	18	22
Crudo de Alimentacion	9621	
Vapor de Atomizacion	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>10625</b>	<b>711</b>
SALIDAS	kg/h	Nm <sup>3</sup> /h
Gas Seco	927	658
Humedad del Gas	77	95
Crudo de Salida	9621	
Vapor de precalentamiento	0	
Purga	0	
<b>TOTAL</b>	<b>10625</b>	<b>753</b>
BALANCE DE ENERGIA		
ENTRADAS	kcal/h	%
Combustible		
calor de reaccion	1013792	51.35
calor sensible	248	0.01
Aire seco	2152	0.11
Humedad del Aire	78	0.00
Crudo de Alimentacion	958088	48.53
Vapor de Atomizacion	0	0.00
<b>TOTAL</b>	<b>1974358</b>	<b>100.00</b>
SALIDAS	kcal/h	%
Gas Seco	80834	4.09
Humedad del Gas	46943	2.38
Crudo de Salida	1286734	65.17
Vapor de precalentamiento	0	0.00
Purga	0	0.00
Inquemados Gaseosos	42	0.002
Inquemados Solidos	15207	0.77
Perdidas por rad. y conv.	78562	3.98
Calor Residual	466036	23.60
<b>TOTAL</b>	<b>1974358</b>	<b>100.00</b>
<b>EFICIENCIA DEL HORNO :</b>	<b>65.17</b>	<b>%</b>

**Cuadro N° 1 - 3**  
**BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA EN EL HORNO H1**

EMPRESA : REFINERIA EL MILAGRO

CARGA : 1,711 B/D

ENTRADA DE DATOS	VALOR	UNIDAD
<b>1. DATOS DEL HORNO</b>		
Presion de diseño (150 PSIG)	10.55	kg/cm <sup>2</sup>
Capacidad	11,246	L/h
Potencia nominal	4'500,000	BTU/H
<b>2. CONDICIONES AMBIENTALES</b>		
Presion	750.00	mm Hg
Temperatura	34.60	°C
Humedad relativa	55.00	%
<b>3. CONDICIONES DE REFERENCIA PARA EL BALANCE</b>		
Temperatura	25	°C
Poder Calorifico del Combustible P C I = 1 / P C S = 2	2	#
<b>4. DATOS DEL COMBUSTIBLE</b>		
Tipo de combustible	Diesel 2	
Caudal	41.4	gal/h
Temperatura de medicion de flujo	34.6	°C
Temperatura de ingreso al quemador	34.60	°C
Composicion		
C	87.13	% peso
H	12.6	% peso
O	0.04	% peso
N	0.008	% peso
S	0.22	% peso
Agua	0.005	% peso
Caracteristicas		
°API	33.5	#
P C S	19,496	kcal/kg
P C I	18,307	kcal/kg
Densidad (60/60)	0.8600	kg/l
Densidad a temperatura de medicion de flujo	0.8403	kg/l
<b>5. DATOS DEL AIRE DE COMBUSTION</b>		
Composicion		
O <sub>2</sub>	23.2	% peso
N <sub>2</sub>	76.8	% peso
Temperatura de ingreso	34.60	°C
Humedad absoluta	0.0194	kg/kg AS
<b>6. DATOS DEL CRUDO DE ALIMENTACION</b>		
Caudal	11,318.25	l/h
Temperatura	256.00	°C
Densidad (60/60)	0.85	Kg/l
<b>7. DATOS DEL CRUDO DE SALIDA</b>		
Caudal	11,318.25	L/h
Presion absoluta	10.82	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura	352.00	°C
<b>8. DATOS DEL GAS DE CHIMENEA</b>		
Temperatura	516.60	°C
Composicion		
O <sub>2</sub>	4.70	% volumen
CO <sub>2</sub>	11.90	% volumen
CO	21.00	ppm
Indice de Bacharach	4	#

<b>9. DATOS DE CAPACIDADES CALORIFICAS</b>		
Cp medio del aire de combustion	<b>0.240</b>	kcal/kg°C
Cp medio del O <sub>2</sub> del gas	<b>0.240</b>	kcal/kg°C
Cp medio del CO <sub>2</sub> del gas	<b>0.245</b>	kcal/kg°C
Cp medio del N <sub>2</sub> del gas	<b>0.256</b>	kcal/kg°C
Cp medio del gas seco	<b>0.253</b>	kcal/kg°C
Cp medio del H <sub>2</sub> O(v) del gas	<b>0.477</b>	kcal/kg°C
Cp medio del combustible	<b>0.496</b>	kcal/kg°C
Cp medio del crudo	<b>0.607</b>	kcal/kg°C
<b>10. OTROS DATOS</b>		
Factor de carga de la caldera	<b>100.6</b>	%
Aire Estequiometrico	<b>14.38</b>	kg/kg
Aire Estequiometrico	<b>10.61</b>	Nm <sup>3</sup> /kg
Exceso de Aire	<b>28.8</b>	%
Indice de Exceso de Aire	<b>1.288</b>	#

## RESULTADOS DEL BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

<b>BALANCE DE MATERIA</b>		
<b>ENTRADAS</b>	<b>kg/h</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/h</b>
Combustible	<b>132</b>	
Aire Seco	<b>2445</b>	<b>1804</b>
Humedad del Aire	<b>47</b>	<b>56</b>
Crudo de Alimentacion	<b>9621</b>	
Vapor de Atomizacion	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>12245</b>	<b>1860</b>
<b>SALIDAS</b>	<b>kg/h</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/h</b>
Gas Seco	<b>2427</b>	<b>1725</b>
Humedad del Gas	<b>197</b>	<b>242</b>
Crudo de Salida	<b>9621</b>	
Vapor de precalentamiento	<b>0</b>	
Purga	<b>0</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>12245</b>	<b>1967</b>
<b>BALANCE DE ENERGIA</b>		
<b>ENTRADAS</b>	<b>kcal/h</b>	<b>%</b>
Combustible		
calor de reaccion	<b>2573472</b>	<b>65.50</b>
calor sensible	<b>629</b>	<b>0.02</b>
Aire seco	<b>5633</b>	<b>0.14</b>
Humedad del Aire	<b>203</b>	<b>0.01</b>
Crudo de Alimentacion	<b>1348959</b>	<b>34.33</b>
Vapor de Atomizacion	<b>0</b>	<b>0.00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3928896</b>	<b>100.00</b>
<b>SALIDAS</b>	<b>kcal/h</b>	<b>%</b>
Gas Seco	<b>301858</b>	<b>7.68</b>
Humedad del Gas	<b>133303</b>	<b>3.39</b>
Crudo de Salida	<b>1909566</b>	<b>48.60</b>
Vapor de precalentamiento	<b>0</b>	<b>0.00</b>
Purga	<b>0</b>	<b>0.00</b>
Inquemados Gaseosos	<b>115</b>	<b>0.003</b>
Inquemados Solidos	<b>51469</b>	<b>1.31</b>
Perdidas por rad. y conv.	<b>289564</b>	<b>7.37</b>
Calor Residual	<b>1243021</b>	<b>31.64</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3928896</b>	<b>100.00</b>
<b>EFICIENCIA DEL HORNO :</b>	<b>48.60</b>	<b>%</b>

**Cuadro N° I - 4**  
**ANALISIS DE EMISIONES Y RESULTADOS - HORNO H2**

PARAMETRO	25-Ene	26-Feb	24-Abr	29-May	07-Jul	31-Jul	22-Ago	26-Sep	26-Oct
CO ppm	9	6	85	61	45	65	20	116	1
NO ppm	41	42	37	25	68	40	83.9	32	49
SO <sub>2</sub> ppm	45	36			69	39	43	50	35
CO <sub>2</sub> %	11.6	11.4	11.1	11.9	13.1	11.7	12.2	14.0	10.9
O <sub>2</sub> %	4.7	5.4	5.8	4.6	3.1	4.9	4.2	1.8	6.0
Indice de opacidad EB							3		
Exceso de aire %	30	34	37	28	17	31	25	9	40
T amb °C	27.6	29.8	33.7	24.0	28.1	37.7	34.6	34.2	37.7
T salida del Gas °C	380.1	384.7	334.0	358.0	514.8	372.8	375.2	379.0	371.5
Eficiencia Combustion %	82.8	82.1	84.4	83.7	78.1	83.5	83.9	85.4	82.5
Consumo de D <sub>2</sub> B/D	9.30	8.51	8.86	9.38	9.38	9.34	9.37	9.40	9.70
Carga B/D	1694	1551	1614	1710	1724	1703	1711	1712	1772
Eficiencia Termica %	66.4	67.51	63.64	64.16	63.56	63.93	65.17	65.71	65.45

**Cuadro N° I - 5**  
**ANALISIS DE EMISIONES Y RESULTADOS - HORNO H1**

PARAMETRO	25-Ene	26-Feb	24-Abr	29-May	07-Jul	31-Jul	22-Ago	26-Sep	26-Oct
CO ppm	13	1	73	41	140	6	21	10	8
NO ppm	69	71	67	57	30	65	77	77	69
SO <sub>2</sub> ppm	50	40			46	37	54	43	42
CO <sub>2</sub> %	11.6	10.9	11.1	12.4	12.5	13.2	11.9	11.4	11.6
O <sub>2</sub> %	5.1	5.9	5.7	3.9	3.8	2.8	4.7	5.3	5.1
Indice de opacidad EB							4		
Exceso de aire %	32	40	37	23	22	16	29	34	32
T amb °C	26.5	29.8	31.5	22.8	29.7	34.8	32.3	34.2	37.3
T salida del Gas °C	504.5	486.4	431.6	509.7	360.3	529.8	516.6	511.1	512.3
Eficiencia Combustion %	76.3	76.2	79.2	77.0	84.6	78.0	76.4	76.1	76.3
Consumo de D <sub>2</sub> B/D	21.70	19.49	20.14	20.62	21.62	22.66	23.63	22.60	24.30
Carga B/D	1694	1551	1614	1710	1724	1703	1711	1712	1772
Eficiencia Termica %	49.54	49.89	51.38	52.54	51.18	50.28	48.62	49.77	48.71

**Cuadro N° I - 6**  
**CONDICIONES OPERATIVAS EN HORNOS H2 - H1**

		25-Ene	26-Feb	24-Abr	29-May	07-Jul	31-Jul	22-Ago	26-Sep	26-Oct
H2	Presion del combustible al quemador (P <sub>si</sub> )	26	24	21	26	25	25	23	26	26
	Presion del aire al quemador	37	34	32	40	38	36	35	34	37
H1	Presion del combustible al quemador sur	24	24	26	25	29	30	28	27	27
	Presion del aire al quemador sur	42	47	47	41	49	45	45	43	44
	Presion del combustible al quemador norte	54	44	56	40	52	59	58	57	46
	Presion del aire al quemador norte	70	70	70	70	72	71	70	70	68



**Cuadro N° 1 - 7**  
**CARACTERISTICAS TIPICAS DE LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES**

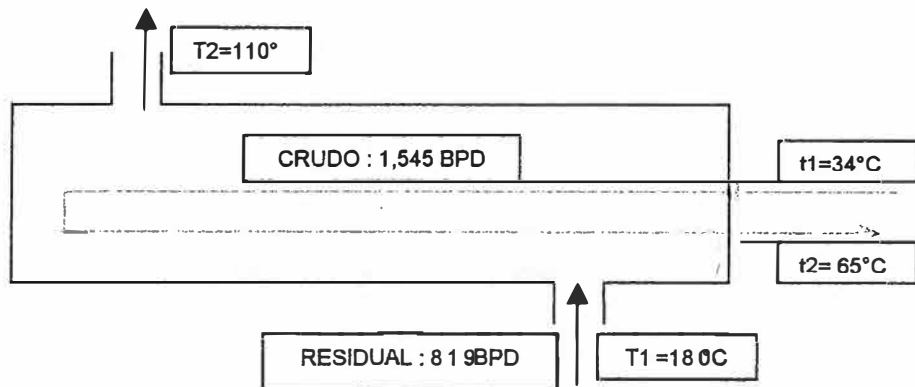
TIPO DE PETROLEO	DIESEL N° 1	DIESEL N° 2	PETROLEO N° 4	PETROLEO N° 5	PETROLEO N° 6	PETROLEO N° 500
Gravedad API a 60 °F	42.0	33.3	25.5	22.5	15.2	14.3
Gravedad Especifica 60/60 °F	0.8156	0.8586	0.9013	0.9188	0.9646	0.9705
Densidad a 15 °C	0.8160	0.8592	0.9008	0.9183	0.9640	0.9699
Peso en Kgs/Gln. Americano	3.0800	3.2429	3.4042	3.4706	3.6436	3.6661
Color ASTM	1.0	1.0				
Punto de inflamacion °F	115.0	132.8	170.6	199.4	221.0	230.0
Punto de inflamacion °C	46.0	56.0	77.0	93.0	105.0	110.0
Punto de fluidez °F	-0.4	15.8	17.6	41.0	59.0	60.8
Punto de fluidez °C	-18.0	-9.0	-8.0	5.0	15.0	16.0
Viscosidad SSU a 100 °F	31.0	41.8	96.0	695.0	2840.0	
SSF a 122 °F				38.0	290.0	500.0
cSt a 50 °C		3.8	13.3	80.0	278.0	
cSt a 100 °F	1.78	4.60	19.50	150.00	615.00	
Azufre % peso	0.02	0.40	0.50	0.60	1.00	1.20
Cenizas % peso	0.00	0.00	0.01	0.05	0.07	0.08
Agua y sedimentos % volumen	0.00	0.00	0.02	0.05	0.10	0.10
Residuo de Carbon Conradson	0.00	0.03				
Corrosion a la lamina de cobre	1a	1a				
Indice de cetano	46.5	51.0				
Destilacion 50% a °F	430.0	582.8				
Destilacion 90% a °F	510.0	669.2				
Punto final de ebullicion °F	550.0	717.8				
Poder calorifico BTU/Lb	19,810	19,540	19,310	19,032	18,580	18,350
BTU/Gln - Neto	126,200	131,200	135,400	138,000	142,800	143,500
BTU/Gln - Bruto	134,510	139,700	144,650	146,500	151,000	151,700
Contenido en ppm : Vanadio					177.7	
Sodio					7.70	
Niquel					65.1	
Calcio						
Plomo						
Magnesio					4.0	
Fierro					7.9	
Cobre					2.4	
Silice					4.0	
Aluminio					7.4	
Temperatura de Bombeo min. °F			23	56	113	122
Temperatura de atomizacion:						
Tiro forzado , Rango °F			50/68	140/158	212/230	230/248
Rango °C			10/20	60/70	100/110	110/120
Tiro natural , Rango °F			68/86	158/176	230/248	248/266
Rango °C			20/30	70/80	110/120	120/130
Composicion Volumetrica Aprox % R6			27.82			
% D2			72.18			

## EFFECTIVIDAD DE INTERCAMBIADORES – MODO DE CALCULO

Ejemplo: Intercambiador 11 E1

$$m_{\text{crudo}} = 1,545 \text{ BPD} = 8,687 \text{ Kg/h}$$

$$m_{\text{residual}} = 819 \text{ BPD} = 4,984 \text{ Kg/h}$$



Para el cálculo del calor real se considera:

- Coeficiente total de transferencia de calor constante
- Flujo másico del fluido que circula es constante.
- El calor específico es constante sobre toda la trayectoria.
- No hay cambio de fases en el sistema.

$$Q_g = C_{e_{\text{crudo}}} m_{\text{crudo}} \Delta T$$

$$Q_g = 0.46 \times (8,687) \times (65 - 34)$$

$$Q_g = 123,876.6 \text{ Kcal/h}$$

$$Q_{\text{max}} = (m C_e)_{\text{min}} \times (T_{\text{hot IN}} - T_{\text{cold OUT}})$$

$$Q_{\text{max}} = (4,984 \times 0.44) \times (180 - 65)$$

$$Q_{\text{max}} = 252,190.4 \text{ Kcal/h}$$

$$\text{Efectividad} = \frac{123,876.6}{252,190.4}$$

$$= 49.1\%$$

**Efectividad = 49.1 %**

## ANEXO II

### CONSUMO ELECTRICO EN ESTACION N° 7

- Cuadro N° II-1 Reporte mensual de parámetros eléctricos – Año 2001
- Cuadro N° II-2 Análisis del ahorro efectivo logrado por cambio tarifario
- Cuadro N° II-3 Pliego tarifario - Sistema aislado - Bagua Jaén
- Cuadro N° II-4 Registro de parámetros eléctricos total
- Cuadro N° II-5 Diagrama de carga total

**Cuadro Nº II -1**  
**REPORTE MENSUAL DE PARAMETROS ELECTRICOS**  
**AÑO 2001**

MES / CONCEPTO	MDL HP KW	MDL HFP KW	EA HP KWh	EA HFP KWh	EAT KWh	Fc	Fct
ENERO	453.0	313.0	46,890	138,667	185,557	0.55	0.69
FEBRERO	387.0	381.0	43,972	118,947	162,919	0.63	0.76
MARZO	369.0	336.0	48,684	141,267	189,951	0.69	0.88
ABRIL	445.0	488.0	46,820	140,535	187,355	0.53	0.64
MAYO	429.0	379.0	50,734	144,171	194,905	0.61	0.79
JUNIO	435.0	363.0	48,445	133,610	182,055	0.58	0.74
JULIO	400.0	341.0	48,371	140,654	189,025	0.64	0.81
AGOSTO	400.0	386.0	51,046	142,678	193,724	0.65	0.85
SETIEMBRE	412.0	375.0	50,797	144,577	195,374	0.66	0.82
Valores Promedio	414.4	373.6	48,417.7	138,345.1	186,762.8	0.62	0.78
Valores Maximo	453.0	488.0	51,046.0	144,577.0	195,374.0	0.69	0.88

Donde:

MDL                   Maxima Demanda Leida  
HP                    Hora Punta  
HFP                   Hora Fuera de Punta  
EA                    Energia Activa  
EAT                   Energia Activa Total en el mes  
Fc                    Factor de Carga  
Fct                    Factor de Calificacion Tarifaria.

## Cuadro N° II - 2

### ANALISIS DEL AHORRO EFECTIVO LOGRADO POR CAMBIO TARIFARIO

Según datos estadísticos de registro de parámetros eléctricos de Estación N° 7- 2001

MAXIMA DEMANDA H.P.	453	KW
MAXIMA DEMANDA H.F.P.	488	KW
EXCESO DE MAXIMA DEMANDA	35	KW
ENERGIA ACTIVA H.P.	48,418	KWh/mes
ENERGIA ACTIVA H.F.P	138,345	KWh/mes
ENERGIA ACTIVA TOTAL	186,763	KWh/mes
ENERGIA REACTIVA Fact.	73,416	KVARh/mes
CALIFICACION TARIFARIA	0.78	PUNTA

TARIFA / ESCENARIO CARGOS	CONSUMO MES		UNIDAD	TARIFA MT2		TARIFA MT3 (P)		TARIFA MT3 (FP)		TARIFA MT4 (P)		TARIFA MT4 (FP)	
	LEIDO	FACTURADO		P.U. (US\$/U)	TOTAL (US\$/U)	P.U. (US\$/U)	TOTAL (US\$/U)	P.U. (US\$/U)	TOTAL (US\$/U)	P.U. (US\$/U)	TOTAL (US\$/U)	P.U. (US\$/U)	TOTAL (US\$/U)
CARGO FIJO MENSUAL				1.360	1.360	0.926	0.926	0.915	0.927	0.926	0.926	0.927	0.927
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA H.P.	453	488	KW	7.463	3,641.9								
CARGO POR EXCESO EN H.F.P.		35	KW	1.643	57.5								
CARGO POR MAX. DEM. LEIDA	488	488	KW			6.560	3,201.3	4.054	1,978.2	6.560	3,201.3	4.110	2,005.8
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.P.	48,418	48,418	KWh	0.054	2,633.9	0.054	2,633.9	0.054	2,604.2				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA H.F.P.	138,345	138,345	KWh	0.054	7,526.0	0.054	7,526.0	0.054	7,440.9				
CARGO POR ENERGIA ACTIVA TOTAL	186,763	186,763	KWh							0.054	10,159.9	0.054	10,150.6
CARGO POR ENERGIA REACTIVA TOTAL	129,445	73,416	KVARh	0.012	897.8	0.012	897.8	0.012	887.6	0.012	897.8	0.012	914.6
COSTO TOTAL (US\$/mes)					14,758.4		14,259.9				14,259.9		
AHORRO MENSUAL (US\$/mes)													
PORCENTAJE DE AHORRO (%)													
AHORRO ANUAL (US\$/año)													
TARIFA OPTIMA													

NOTA : SE CONSIDERA TARIFA ACTUAL MT4P (Opcion tarifaria MT4 presente en punta)

**Cuadro Nº II - 3**  
**PLIEGO TARIFARIO - SISTEMA AISLADO - BAGUA /JAEN**

Sistema

Vigente desde:

Empresa

BAGUA-JAEN

4/Oct/2001

Electro Norte

MEDIA TENSION		UNIDAD	TARIFA
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	4.76
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. \$/kW.h	19.04
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. \$/kW.h	19.04
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	\$/kW-mes	26.12
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	\$/kW-mes	5.75
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.78
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3.24
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. \$/kW.h	19.04
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. \$/kW.h	19.04
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	\$/kW-mes	22.96
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	14.35
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.28
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3.24
	Cargo por Energía Activa	ctm. \$/kW.h	19.04
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	\$/kW-mes	22.96
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	14.35
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.28
BAJA TENSION		UNIDAD	TARIFA
<b>TARIFA BT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	4.76
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. \$/kW.h	21.94
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. \$/kW.h	21.94
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	\$/kW-mes	54.00
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	\$/kW-mes	18.89
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.28
<b>TARIFA BT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3.24
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. \$/kW.h	21.94
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. \$/kW.h	21.94
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	\$/kW-mes	49.56
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	32.25
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.28
<b>TARIFA BT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3.24
	Cargo por Energía Activa	ctm. \$/kW.h	21.94
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes:		
	Presentes en Punta	\$/kW-mes	49.56
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	32.25
	Alumbrado Público	\$/kW-mes	68.35
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. \$/kVarh	4.28
<b>TARIFA BT5:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	1.81
	Cargo por Energía Activa	ctm. \$/kW.h	43.30
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	1.81
	Cargo por Potencia	ctm. \$/kW	13.86

**Cuadro N° II - 4**  
**REGISTRO DE PARAMETROS ELECTRICOS TOTAL**

**MES DE SETIEMBRE**

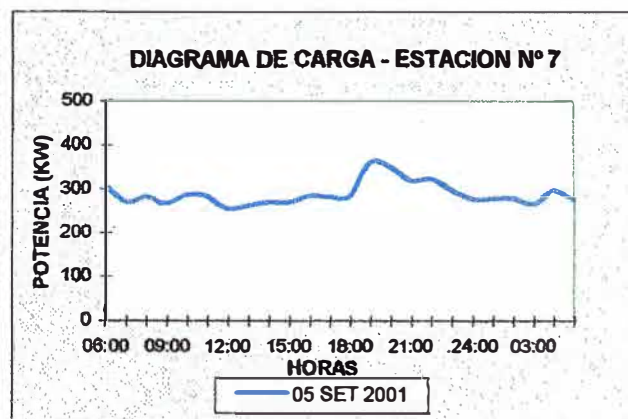
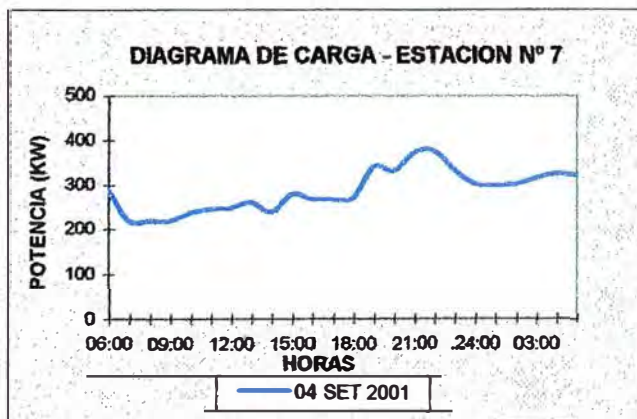
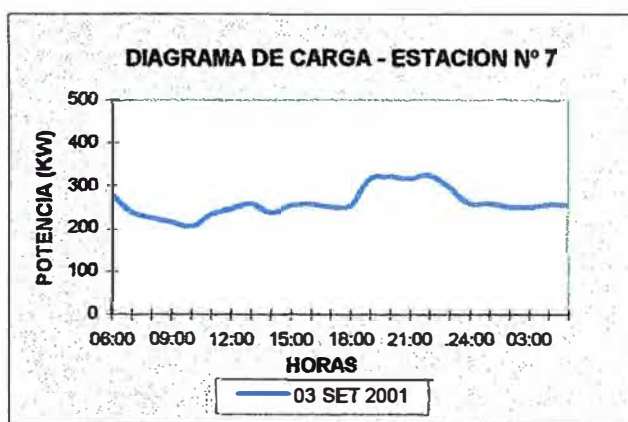
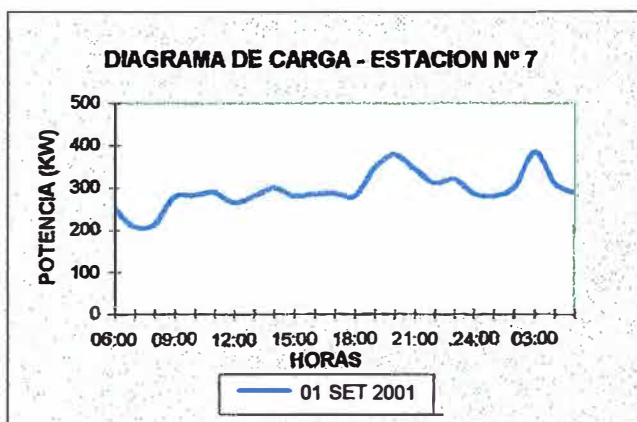
DIA	MDL HP KW	MDL HFP KW	EA HP KWh	EA HFP KWh	EA TOTAL KWh	ER TOTAL KVARh	(ER/EA)*100
1	377	311	1,636	5,042	6,678	4,758	71.25
2	343	295	1,532	4,051	5,583	3,989	71.45
3	324	281	1,526	4,462	5,988	4,123	68.85
4	376	325	1,747	4,658	6,405	4,458	69.60
5	360	306	1,657	4,953	6,610	4,652	70.38
6	311	302	1,478	4,547	6,025	4,253	70.59
7	302	277	1,408	4,102	5,510	3,800	68.97
8	328	282	1,552	4,382	5,934	4,184	70.51
9	340	295	1,592	4,504	6,096	4,259	69.87
10	325	285	1,504	4,498	6,002	4,100	68.31
11	350	363	1,457	4,185	5,642	3,878	68.73
12	400	315	1,840	4,366	6,206	4,158	66.97
13	340	313	1,653	4,514	6,167	4,281	69.42
14	313	375	1,526	4,542	6,068	4,222	69.58
15	318	305	1,480	4,323	5,803	4,221	72.74
16	319	280	1,490	4,401	5,891	4,198	71.26
17	349	280	1,432	4,229	5,661	4,142	73.17
18	405	338	1,932	5,229	7,161	4,781	66.76
19	386	312	1,878	4,969	6,845	4,886	70.52
20	370	304	1,628	4,853	6,479	4,757	73.42
21	336	279	1,500	4,511	6,011	4,379	72.85
22	320	291	1,448	4,443	5,891	4,146	70.38
23	405	317	1,733	4,507	6,240	4,080	65.38
24	338	268	1,583	4,535	6,118	3,879	63.40
25	340	285	1,582	4,567	6,149	3,945	64.18
28	412	322	1,737	4,915	6,652	4,376	65.78
27	360	327	1,765	5,423	7,188	4,506	62.69
28	354	303	1,500	3,185	4,685	3,328	71.04
29	372	320	1,600	4,440	6,040	4,333	71.74
30	385	343	1,777	5,170	6,947	4,992	71.86
	412	375	50,797	144,577	195,374	127,862	69.31

Donde :  
 MDL HP : Maxima Demanda Leida en Hora Punta  
 MDL HFP : Maxima Demanda Leida en Hora Fuera de Punta  
 EA HP : Energia Activa en Hora Punta  
 EA HFP : Energia Activa en Hora Fuera de Punta  
 ER : Energia Reactiva  
 Fct : Factor de Calificacion Tarifaria

Fct	=	$\frac{EAHP \text{ mes}}{150 \times MD \text{ mes}}$
Fct	=	$\frac{50797}{150 \times 412} = 0.821$

**Cuadro N° II - 5**  
**DIAGRAMA DE CARGA TOTAL**

01 SET 2001		03 SET 2001		04 SET 2001		05 SET 2001	
Hora	Potencia (KW)	Hora	Potencia (KW)	Hora	Potencia (KW)	Hora	Potencia (KW)
06:00	254	06:00	281	06:00	287	06:00	306
07:00	211	07:00	240	07:00	219	07:00	270
08:00	215	08:00	227	08:00	218	08:00	281
09:00	278	09:00	218	09:00	218	09:00	268
10:00	281	10:00	208	10:00	237	10:00	286
11:00	290	11:00	235	11:00	245	11:00	285
12:00	265	12:00	247	12:00	247	12:00	256
13:00	280	13:00	258	13:00	261	13:00	261
14:00	300	14:00	239	14:00	239	14:00	270
15:00	280	15:00	255	15:00	278	15:00	270
16:00	285	16:00	257	16:00	268	16:00	285
17:00	287	17:00	251	17:00	287	17:00	283
18:00	281	18:00	254	18:00	271	18:00	285
19:00	348	19:00	314	19:00	342	19:00	360
20:00	377	20:00	320	20:00	332	20:00	350
21:00	345	21:00	315	21:00	373	21:00	319
22:00	312	22:00	324	22:00	376	22:00	323
23:00	321	23:00	297	23:00	334	23:00	299
24:00	287	24:00	258	24:00	302	24:00	277
01:00	282	01:00	258	01:00	298	01:00	278
02:00	304	02:00	251	02:00	302	02:00	278
03:00	384	03:00	250	03:00	316	03:00	265
04:00	311	04:00	256	04:00	325	04:00	296
05:00	288	05:00	254	05:00	321	05:00	276





## ANEXO III

### CONSUMO ELECTRICO EN REFINERIA EL MILAGRO

Cuadro N° III-1	Consumo mensual de energía eléctrica
Cuadro N° III-2	Consumo unitario de energía eléctrica
Cuadro N° III-3	Registro de parámetros eléctricos total y Diagrama de carga Día útil Martes
Cuadro N° III-4	Registro de parámetros eléctricos total y Diagrama de carga Día útil Sábado
Cuadro N° III-5	Registros realizados en el tablero principal de RFEM
Cuadro N° III-6	Registros realizados en equipos del Area de Procesos
Cuadro N° III-7	Potencia instalada en iluminación

**Cuadro Nº III - 1**  
**CONSUMO MENSUAL DE ENERGIA ELECTRICA**

AÑO	MESES	ENERGIA GENERADA (KWh)			CONSUMO DE COMBUSTIBLE (galones)			ENERGIA (KWh)	% DE USO
		GENERADOR 7MG2	GENERADOR 7P1	TOTAL	GENERADOR 7MG2	GENERADOR 7P1	TOTAL	RFEM	
2000	ENE	51,861	114,093	165,954	4,938	39,839	44,777	93,141	56.12
	FEB	134,934	28,643	163,577	12,981	10,596	23,577	86,854	53.10
	MAR	173,938	6,030	179,968	15,708	2,004	17,712	91,170	50.66
	ABR	146,100	34,381	180,481	12,865	11,618	24,483	85,097	47.15
	MAY	144,109	38,673	182,782	12,969	13,545	26,514	83,068	45.45
	JUN	173,759	8,456	182,215	15,137	3,104	18,241	86,328	47.38
	JUL	175,653	6,184	181,837	15,420	2,348	17,768	87,398	48.06
	AGO	181,868	2,915	184,783	16,127	1,021	17,148	90,894	49.19
	SET	175,681	5,470	181,151	15,377	2,131	17,508	83,909	46.32
	OCT							91,549	
	NOV	142,791	2,769	145,560	13,170	1,126	14,296	70,380	48.35
	DIC	188,867	3,409	192,276	16,511	1,113	17,624	87,249	45.38
	Promedio	153,596.5	22,820.3	176,416.7	13,745.7	8,040.5	21,786.2	86,419.8	48.99
2001	ENE	164,796	20,761	185,557	14,589	8,727	23,316	89,860	48.43
	FEB	157,230	5,689	162,919	14,181	2,239	16,420	81,272	49.88
	MAR	187,192	2,759	189,951	16,403	1,110	17,513	92,338	48.61
	ABR	184,217	3,138	187,355	16,110	1,337	17,447	90,482	48.29
	MAY	191,346	3,559	194,905	16,679	1,393	18,072	92,420	47.42
	JUN	178,795	3,260	182,055	15,733	1,378	17,111	88,850	48.80
	JUL	186,689	2,336	189,025	16,656	894	17,550	92,250	48.80
	AGO	188,078	5,646	193,724	16,534	2,203	18,737	94,210	48.63
	SET	192,458	2,916	195,374	16,888	1,120	18,008	91,800	46.99
	OCT	198,110	2,493	200,603	17,564	853	18,417	93,790	46.75
NOV	135,969	1,312	137,281	9,093	625	9,718	88,040	64.13	
	Promedio	178,625.5	4,897.2	183,522.6	15,493.6	1,989.0	17,482.6	90,482.9	49.30

**Cuadro Nº III - 2**  
**CONSUMO UNITARIO DE ENERGIA ELECTRICA**

AÑO	MESES	ENERGIA (KWh)	PRODUCCION (Barriles)	CONSUMO UNITARIO (KWh/Barril)
2000	ENE	93,141	51,988	1.79
	FEB	86,854	45,318	1.92
	MAR	91,170	43,743	2.08
	ABR	85,097	39,210	2.17
	MAY	83,068	40,208	2.07
	JUN	86,328	42,466	2.03
	JUL	87,398	49,150	1.78
	AGO	90,894	53,250	1.71
	SET	83,909	51,274	1.64
	OCT	91,549	53,073	1.72
	NOV	70,380	36,778	1.91
	DIC	87,249	46,940	1.86
	PROMEDIO	86,419.75	46,116.50	1.89
2001	ENE	89,860	52,754	1.70
	FEB	81,272	46,053	1.76
	MAR	92,338	49,759	1.86
	ABR	90,482	48,672	1.86
	MAY	92,420	52,755	1.75
	JUN	88,850	49,533	1.79
	JUL	92,250	52,308	1.76
	AGO	94,210	53,365	1.77
	SET	91,800	52,019	1.76
	OCT	93,790	53,257	1.76
	NOV	88,040	52,623	1.67
PROMEDIO	90,482.91	51,190.73	1.77	

**Cuadro N° III - 3**  
**REGISTRO DE PARAMETROS ELECTRICOS TOTAL Y DIAGRAMA DE CARGA - DIA UTIL MARTES**

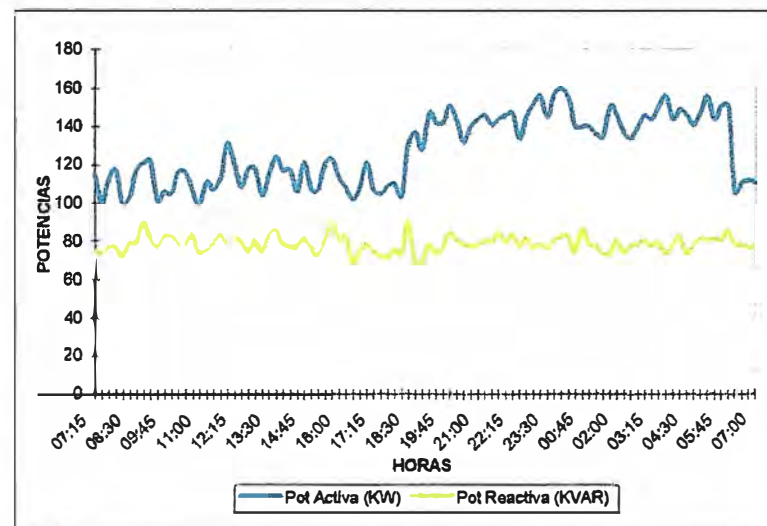
REPORTE DE REGISTROS

FECHA : 28 - AGO - 01

DIA : MARTES

HORA	P KW	Q KVAR	FP	HORA	P KW	Q KVAR	FP
07:15	115	75	0.84	19:15	147	79	0.80
07:30	100	73	0.80	19:30	142	74	0.88
07:45	112	77	0.84	19:45	142	77	0.86
08:00	117	77	0.84	20:00	151	85	0.88
08:15	100	72	0.82	20:15	143	81	0.88
08:30	103	79	0.80	20:30	132	79	0.88
08:45	117	79	0.82	20:45	140	78	0.88
09:00	121	90	0.82	21:00	144	78	0.88
09:15	122	82	0.83	21:15	146	81	0.89
09:30	101	77	0.80	21:30	141	80	0.88
09:45	108	82	0.81	21:45	144	85	0.89
10:00	105	83	0.80	22:00	146	80	0.88
10:15	116	79	0.84	22:15	147	84	0.88
10:30	116	78	0.83	22:30	134	78	0.88
10:45	106	83	0.79	22:45	145	82	0.93
11:00	99	74	0.79	23:00	152	77	0.90
11:15	111	75	0.83	23:15	156	79	0.88
11:30	107	78	0.81	23:30	145	77	0.88
11:45	113	83	0.82	23:45	157	81	0.87
12:00	131	79	0.84	24:00	160	83	0.88
12:15	120	81	0.84	00:15	155	83	0.88
12:30	108	80	0.80	00:30	140	75	0.88
12:45	118	74	0.84	00:45	140	87	0.89
13:00	118	80	0.83	01:00	140	79	0.87
13:15	104	74	0.84	01:15	138	78	0.86
13:30	115	82	0.81	01:30	135	74	0.91
13:45	124	88	0.81	01:45	151	74	0.80
14:00	117	78	0.84	02:00	146	81	0.89
14:15	117	77	0.84	02:15	137	75	0.89
14:30	106	78	0.82	02:30	134	78	0.87
14:45	121	81	0.82	02:45	140	79	0.89
15:00	107	77	0.81	03:00	146	81	0.89
15:15	107	72	0.84	03:15	144	78	0.90
15:30	121	80	0.81	03:30	151	80	0.90
15:45	123	89	0.82	03:45	156	74	0.90
16:00	113	81	0.82	04:00	144	79	0.89
16:15	108	83	0.82	04:15	149	83	0.88
16:30	102	89	0.82	04:30	148	74	0.88
16:45	108	75	0.82	04:45	141	78	0.88
17:00	121	79	0.84	05:00	148	82	0.88
17:15	107	75	0.82	05:15	156	81	0.89
17:30	105	73	0.82	05:30	144	82	0.88
17:45	109	72	0.81	05:45	151	81	0.89
18:00	110	76	0.81	06:00	151	86	0.89
18:15	104	74	0.82	06:15	106	79	0.83
18:30	131	91	0.84	06:30	111	79	0.82
18:45	137	69	0.87	06:45	112	77	0.81
19:00	128	69	0.88	07:00	111	79	0.81

DIAGRAMA DE CARGA



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO		ENERGIA ACTIVA	
HP	152 KW	HP	138.4 KW	HP	700 KWh
HFP	160 KW	HFP	124.7 KW	HFP	2340 KWh
DIA	160 KW	DIA	127.7 KW	DIA	3040 KWh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			ENERGIA REACTIVA		
HP	0.91				
HFP	0.78				
DIA	0.79			DIA	1891 KVARh
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)				0.84	Inductivo

**Nota:**

HP : Horas de punta (18:00 a 23:00)

HFP : Horas fuera de punta

**Cuadro Nº III - 4**  
**REGISTRO DE PARAMETROS ELECTRICOS TOTAL Y DIAGRAMA DE CARGA - DIA UTIL SABADO**

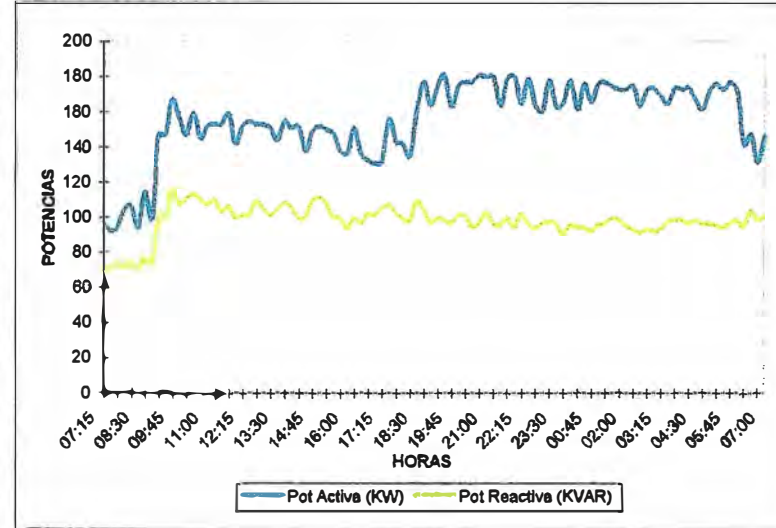
REPORTE DE REGISTROS

FECHA : 01 - SET - 01

DIA : SABADO

HORA	P KW	Q KVAR	FP	HORA	P KW	Q KVAR	FP
07:15	87	71	0.82	18:15	175	100	0.87
07:30	92	71	0.79	18:30	181	98	0.87
07:45	94	73	0.80	18:45	163	97	0.87
08:00	104	72	0.84	20:00	175	101	0.88
08:15	108	74	0.83	20:15	177	101	0.87
08:30	94	70	0.80	20:30	177	95	0.88
08:45	114	77	0.83	20:45	181	97	0.87
09:00	99	74	0.84	21:00	180	103	0.88
09:15	147	99	0.81	21:15	180	97	0.86
09:30	147	100	0.84	21:30	164	96	0.86
09:45	187	115	0.84	21:45	179	100	0.88
10:00	156	107	0.82	22:00	180	95	0.89
10:15	147	110	0.81	22:15	165	102	0.87
10:30	159	113	0.84	22:30	179	97	0.89
10:45	145	110	0.82	22:45	164	94	0.86
11:00	152	107	0.82	23:00	161	97	0.87
11:15	153	110	0.83	23:15	178	98	0.88
11:30	153	103	0.82	23:30	163	97	0.85
11:45	159	106	0.83	23:45	165	91	0.88
12:00	142	100	0.82	24:00	178	96	0.86
12:15	152	101	0.83	00:15	162	95	0.87
12:30	155	101	0.82	00:30	176	95	0.87
12:45	153	109	0.83	00:45	166	93	0.88
13:00	153	105	0.83	01:00	176	96	0.88
13:15	151	101	0.83	01:15	177	97	0.87
13:30	144	104	0.81	01:30	175	100	0.88
13:45	155	108	0.82	01:45	173	98	0.87
14:00	151	106	0.81	02:00	173	96	0.87
14:15	152	100	0.82	02:15	175	94	0.88
14:30	138	100	0.82	02:30	164	92	0.86
14:45	149	109	0.81	02:45	173	94	0.89
15:00	152	111	0.83	03:00	174	93	0.87
15:15	150	108	0.83	03:15	169	94	0.87
15:30	148	100	0.83	03:30	165	98	0.86
15:45	138	100	0.87	03:45	174	99	0.89
16:00	137	94	0.82	04:00	173	99	0.87
16:15	151	100	0.84	04:15	174	97	0.88
16:30	136	97	0.82	04:30	167	99	0.86
16:45	133	102	0.81	04:45	162	97	0.86
17:00	131	101	0.83	05:00	173	97	0.86
17:15	132	105	0.87	05:15	176	96	0.88
17:30	156	107	0.83	05:30	173	95	0.87
17:45	143	102	0.82	05:45	177	97	0.87
18:00	142	100	0.82	06:00	172	99	0.87
18:15	135	98	0.83	06:15	142	95	0.84
18:30	161	109	0.82	06:30	148	104	0.82
18:45	177	105	0.86	06:45	132	99	0.82
19:00	164	97	0.86	07:00	147	101	0.83

DIAGRAMA DE CARGA



PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO		ENERGIA ACTIVA	
HP	181 KW	HP	189.5 KW	HP	860 KWh
HFP	178 KW	HFP	151.5 KW	HFP	2841 KWh
DIA	181 KW	DIA	155.4 KW	DIA	3701 KWh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			ENERGIA REACTIVA		
HP	0.94				
HFP	0.85				
DIA	0.86			DIA	2351 KVARh
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)			0.84	Inductivo	

**Nota:**

HP : Horas de punta (18:00 a 23:00)

HFP : Horas fuera de punta

**Cuadro N° III - 5**  
**REGISTROS REALIZADOS EN EL TABLERO PRINCIPAL DE REFINERIA EL MILAGRO**  
**sabado 01/09/01**

CIRCUITO	Tension (Voltios)				Corriente (Amperios)				Factor de Potencia	Potencia
	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>prom</sub>	I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	I <sub>3</sub>	I <sub>prom</sub>	Cos ø	KW
CCM1	454	454	454	454.0	59.2	51.9	58.7	56.6	0.82	36.46
CCM2	455	453	455	454.3	17.1	16.5	17.3	17.3	0.83	11.04
CCM3	458	456	456	456.6	124	140	132	132	0.84	87.57
OFICINAS	225	227	225	225.6	16.0	16.0	12.0	12.0	0.82	4.72
ALUMBRADO EXTERIOR REFLECTORES	224	222	225	223.6	48.9	31.7	20.5	20.5	0.81	10.68
ALUMBRADO AREA DE PROCESOS	225	224	224	224.3	20.1	19.4	26.1	26.1	0.82	6.99
ALUMBRADO EXTERIOR CERCO PERIMETRAL	224	225	225	224.6	11.4	10.0	17.2	17.2	0.84	4.26
SALA DE CONTROL	225	225	225	225.0	10.6	5.4	11.7	11.7	0.82	2.95
LABORATORIO	224	224	225	224.3	15.9	18.6	17.4	17.4	0.81	5.44
TOTAL										170.11

CCM : CENTRAL DE CONTROL DE MOTORES

**Cuadro N° III - 6**  
**REGISTROS REALIZADOS EN EQUIPOS DEL AREA DE PROCESOS**  
**sabado 01/09/01**

	EQUIPO	Tension (Voltios)				Corriente (Amperios)				Factor de Potencia	Potencia
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>prom</sub>	I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	I <sub>3</sub>	I <sub>prom</sub>	Cos $\phi$	KW
<b>C C M 1</b>	11E7B	455	454	454	454.3	15.6	15.0	15.7	15.9	0.84	10.53
	11E7A	454	454	455	454.3	13.4	13.3	14.2	13.6	0.81	8.69
	11P3	455	454	455	454.6	7.9	8.1	8.3	8.1	0.83	5.29
	11P9	455	455	454	454.6	7.1	7.1	6.6	6.9	0.84	4.58
	11P6	454	454	454	454.0	4.6	4.5	5.0	4.7	0.82	3.03
	27P1C	454	454	455	454.3	3.6	3.2	3.3	3.4	0.82	2.17
	11P7	454	454	454	454.0	2.8	2.6	2.7	2.7	0.84	1.78
	11P11/11P12	194			194.0	2.4			2.4	0.82	0.38
<b>TOTAL</b>											<b>36.46</b>

	EQUIPO	Tension (Voltios)				Corriente (Amperios)				Factor de Potencia	Potencia
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>prom</sub>	I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	I <sub>3</sub>	I <sub>prom</sub>	Cos $\phi$	KW
<b>C C M 3</b>	11P1B	454	454	454	454.0	32.5	35.3	33.1	33.6	0.82	21.67
	26C6	454	454	454	454.0	32	32.3	32	32.1	0.82	20.7
	32P1B	454	454	454	454.0	26.4	28.6	27.7	27.6	0.8	17.34
	32P1C	454	454	454	454.0	26.1	28.5	26.2	26.9	0.81	17.13
	E505/506	454	454	454	454.0	12.4	13	14.4	13.2	0.82	8.51
	11P513	454	454	454	454.0	3	3.6	3.8	3.4	0.83	2.22
<b>TOTAL</b>											<b>87.57</b>

NOTA : Los equipos 32P1B y 32P1C no operan todos los dias, solo cuando se realiza inyeccion de Residual N° 6 a Oleoducto

**Cuadro N° III - 7**  
**POTENCIA INSTALADA EN ILUMINACION**

LUGAR/AREA	TIPO DE LAMPARA								POTENCIA INSTALADA (kw)
	Mercurio 156W	Mixta 160 W	Vapor Na 250 W	Incandescente 100 W	Sodio 400 W	LUMINARIA CON FLUORESCENTE			
						1X32 w	2X40 w	4X40 w	
1) Oficina de supervision baños						1	2		0.200 0.043
2) Oficina de seguridad baños						1	4		0.400 0.043
3) Oficina de facturacion							1		0.100
4) Oficina de Area MPA							1		0.100
5) Sala de conferencias								2	0.400
6) Sala de control baño	8			2 1					1.768 0.100
7) Laboratorio						1	4		0.443
8) Caseta de vigilancia						3			0.129
9) Sala de caldero				2					0.200
10) Taller de mantenimiento		2							0.320
11) Almacen							2		0.200
12) Area de plomo tetraetilico						2			0.086
13) Planta de procesos		27	10						7.120
14) Planta de ventas y despacho			3						0.840
15) Area de servicios auxiliares				10					1.000
16) Area de MPA		1	3		40				18.800
<b>TOTAL ILUMINACION INTERIOR</b>	<b>8</b>	<b>30</b>	<b>16</b>	<b>15</b>		<b>8</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>32.292</b>
<b>ILUMINACION EXTERIOR</b>									
18) Cerco perimetral			25						7.000
<b>TOTAL ILUMINACION</b>	<b>8</b>	<b>30</b>	<b>41</b>	<b>15</b>	<b>40</b>	<b>8</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>39.292</b>



## ANEXO IV

### FUNDAMENTOS DE COMPENSACION REACTIVA

## FUNDAMENTOS DE COMPENSACION REACTIVA

### 1.1. Consumos de Energía Reactiva

Los principales equipos que requieren energía reactiva para su funcionamiento son: los transformadores, motores y todos los demás equipos de corriente alterna que tengan bobinas en su construcción.

Los campos magnéticos en motores y transformadores son suministrados por la energía reactiva. Las inductancias en líneas de transmisión también consumen energía reactiva. Reactores, lámparas fluorescentes y todos los circuitos y todos los que requieran energía reactiva para su operación.

Los requerimientos aproximados de algunos componentes son los siguientes:

Componente	Requerimiento de potencia reactiva
Transformadores	Aprox. 0.05 kVAr /kVA
Motores de Inducción	0.5 - 0.9 kVAr/kW
Lámparas Fluorescentes	Aprox. 2 kVAr/kW

### 1.2 Generación de potencia reactiva

La energía reactiva puede ser generada por compensadores rotativos o condensadores.

**Compensadores rotativos**

Generadores síncronos

Se produce a bajo costo relativo, sin embargo se limita la capacidad de producir energía activa. Adicionalmente se tienen pérdidas en la transmisión.

**Condensadores síncronos.**

Son ubicados en ciertos puntos de alimentación en el sistema eléctrico. Estos equipos son de producción variable de potencia reactiva de acuerdo al consumo de energía reactiva del sistema. Son de alto costo inicial y alto nivel de pérdidas y se instalan en casos de que se requieran estabilizar las tensiones.

**Motores síncronos**

Se sobreexcitan para producir energía reactiva. Sin embargo para motores pequeños son altamente costosos.

**Condensadores**

El condensador es un aparato sin partes móviles que genera energía reactiva. Los de alta tensión son diseñados en unidades monofásicas y trifásicas. Los de bajo voltaje hasta 600 V son normalmente trifásicos.

### 1.3 Beneficios de la compensación reactiva

Las ventajas a obtener instalando bancos de condensadores se pueden resumir en:

- Reducción del costo de energía eléctrica
- Reducción de pérdidas de energía en el sistema eléctrico
- Aumento de la disponibilidad de la potencia instalada (subestaciones, interruptores, cables y transformadores).
- Mejoras en el nivel de tensión de la red
- Permite el arranque de máquinas grandes instaladas en los finales de líneas.
- Aumento de la confiabilidad del sistema eléctrico y mejora de la productividad

### 1.4 Ubicación de los condensadores

La ubicación de los equipos está en función a la carga a ser compensada y el objeto de la compensación. Para ello se deberá tener en consideración lo siguiente:

Ubicar los condensadores lo más cerca de las cargas a compensar con lo cual se obtienen mayores reducciones de pérdidas y menores caídas de tensión.

Instalar la mínima carga reactiva con condensadores fijos para reducir el costo de la instalación. La mínima carga es usualmente el 20 al 30% de la máxima carga, la carga adicional de reactiva sería suministrada por condensadores controlados

Distribuir la potencia reactiva en varios bancos o etapas si la conexión de condensadores ocasionan grandes fluctuaciones de tensión. Normalmente, las fluctuaciones que no excedan el 2% son aceptables para una conexión o desconexión por hora, 3% en conexión o desconexión por 24 horas y 5% por periodos estacionales

La ventaja de la distribución de la potencia reactiva en bancos debe ser equilibrada con el hecho de que los precios unitarios aumentan cuando es más pequeño el banco. Además condensadores de baja tensión son usualmente más costosos que los de alta tensión.

### 1.5 Tipos de compensación.

Existen diversas alternativas de compensación: en media o baja tensión, variables y/o fijas. En lo que respecta a la localización de los bancos, este podría ser en la subestación de llegada, en transformadores, ya sea en los bornes de los mismos o en las barras, en tableros principales o en forma individual en los principales motores. Los métodos de compensación reactiva se clasifican en:

- Compensación reactiva central
- Compensación reactiva en grupo o por secciones.
- Compensación reactiva individual o por carga.

### Bancos automáticos de compensación.

Se tienen algunas plantas que trabajan en uno o dos turnos y sin operación los sábados, domingos y feriados. Ocurre sobrecompensación, si se tiene una

compensación centralizada conectada durante los periodos de baja carga si estos no son controlados por un regulador automático o desconexión manual.

Asimismo si el condensador es fijo y baja la carga en la subestación, se estará generando energía reactiva hacia el sistema eléctrico.

El incremento de voltaje causado por los condensadores, es usualmente una desventaja en redes. Con la reducción de carga se reducen las caídas de voltaje, por lo que se producen a veces sobreelevaciones de tensión, que pueden llegar a valores inaceptables.

Para evitar estas desventajas, en las subestaciones con una compensación grupal o central se conectan reguladores automáticos que conectan y desconectan condensadores dependiendo de la carga.

Se pueden establecer una ó más etapas, sin embargo no se requiere de muchas etapas si la corrección del factor de potencia es limitado a 0.85 y si las variaciones de carga no son tan grandes. Cuando la corrección del factor de potencia es por encima de los 0.9 ó cuando hay grandes fluctuaciones de carga es recomendable utilizar bancos de condensadores de varias etapas.

### Compensación individual

#### Motores de inducción

La compensación individual para motores pequeños hasta los 8 kW es posible con condensadores standards de bajo voltaje, pero sus condensadores a ser conectados no deben ser grandes. De lo contrario puede causar el deterioro del motor y del condensador propio.

Para evitar estos problemas, en la compensación individual la corriente del condensador no debe ser más grande que la corriente de vacío del motor; ver las siguientes relaciones para su cálculo.

$$Q_c = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_0 \quad (1)$$

V : Voltaje de línea

$I_0$  : Corriente de vacío

$$I_0 = 2 \cdot I_{in} (1 - \cos \varphi_{in}) \quad (2)$$

$\cos \varphi_{in}$  : factor de potencia a plena carga

$I_{in}$  : Corriente a plena carga.

Nunca se deben compensar individualmente cargas como grúas u otras que podrían comportarse como motrices. -

Si el motor tiene seis terminales para arranque estrella triángulo, el banco condensador es ubicado en el lado de alimentación del interruptor.

Desde que los condensadores reducen las corrientes del suministro, la regulación en el interruptor de protección del motor deberá ser ajustada.

### Transformadores de Distribución.

La demanda reactiva del transformador puede ser dividida en una porción constante y en otra que depende de la carga parcial de operación. La constante es la potencia en vacío y es del 1 al 3.5% de la potencia nominal. La parte de potencia reactiva que depende de la carga es calculada por

$$Q_c(\%) = U_c(\%) \cdot (I/I_n)^2$$

$Q_c$  : Potencia reactiva dependiente de la potencia de operación en (% de  $S_n$ )

$U_c$  : Tensión relativa de corto circuito (%)

$I/I_n$  : Corriente de operación entre corriente nominal

La potencia total reactiva en transformadores de distribución está entre el 4 al 5% de la potencia nominal, para una carga promedio del 70%.

Para una compensación a bajo costo, se puede considerar la instalación de bancos de condensadores directos en los bornes de baja tensión de transformadores mayores a 300 kVA, cuya potencia sea igual al 30% de la potencia nominal. Además si el condensador es inferior al 30% de la potencia del transformador, el riesgo de resonancia es poco. El voltaje de elevación asociado a la instalación de condensadores puede ser corregida cambiando la relación del transformación. La elevación del voltaje es constante en otras palabras es independiente de la carga.

$$V(\%) = V_z(\%) \cdot Q_c/S_n$$

Donde

$V$	Elevación de voltaje(%)
$V_z$	Voltaje de cortocircuito(%)
$Q_c$	Potencia del condensador (kVAr)
$S_n$	Potencia del Transformador

La componente reactiva de la energía tienen inconvenientes para el sistema eléctrico, por lo que su reducción reviste importancia en todo estudio de ahorro de energía eléctrica.

### 1.6 Cálculos a efectuar

Para el cálculo y dimensionamiento de los bancos de condensadores de compensación reactiva se toma las siguientes consideraciones:

- Datos históricos, mediciones y registros efectuados
- Distribución de consumos de energía reactiva
- Mejoramiento del factor de potencia a valores mayores a los 0.95 inductivo
- Diagramas de carga total del sistema, circuitos y cargas principales.
- Facilidad de operación y montaje
- Mayores problemas de caída de tensión

Potencia reactiva requerida

El cálculo de la potencia reactiva necesaria a instalarse en los circuitos y cargas se realizará mediante dos procedimientos

1.) Cálculo del banco en función de datos históricos.

- Demanda máxima promedio histórico ( $P_m$ )
- Factor de potencia promedio histórico ( $\cos\phi_1$ )
- Factor de potencia deseado ( $\cos\phi_2 = 0.98$ )

El banco se calcula mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q = P_m \times (\tan\theta_1 - \tan\theta_2)$$

2.) Cálculo del banco en función de mediciones, datos registrados y recomendaciones técnicas

A partir de la siguiente información:

- Potencia promedio registrada.
- Factor de potencia promedio actual ( $\cos\phi_1$ )
- Factor de potencia deseado ( $\cos\phi_2$ )

Asimismo la capacidad de los condensadores a instalarse como compensación del tipo individual para los transformadores y motores eléctricos, se determinan tomando como base las recomendaciones técnicas dadas por los fabricantes de estos equipos los que están en función a la potencia y a la velocidad en el caso de los motores eléctricos.

Cálculo de la sobretensión debido a la implementación del banco de condensadores.

El cálculo de la sobretensión originada por los condensadores en transformadores se evalúa con la fórmula siguiente:

$$V (\%) = (Q_c \times V_i) / S_n < 3\%$$

donde :

- $Q_c$  = kVAr del banco de condensadores a instalar.
- $V_i$  = Voltaje de cortocircuito del transformador
- $S_n$  = kVA de los transformadores

El valor límite de esta sobretensión debe ser inferior al 3%.

## ANEXO V

### TIPOS DE LAMPARAS ELECTRICAS

### 5.3 LÁMPARAS

#### A. Fluorescente

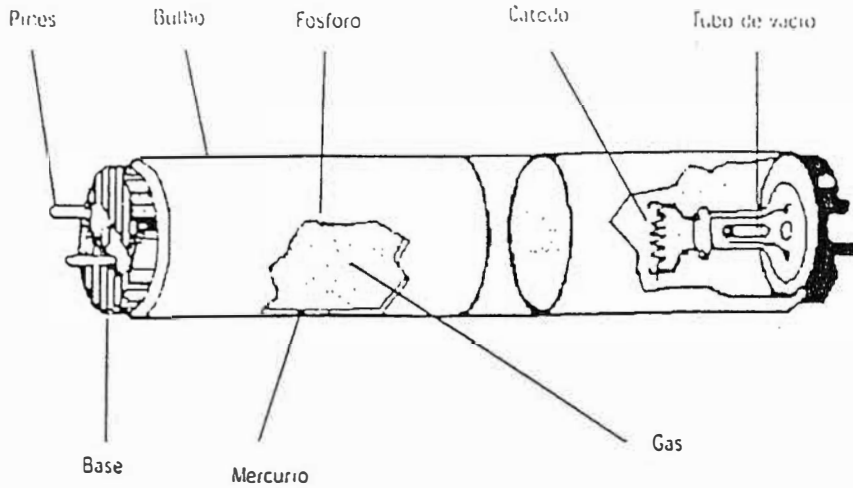


Fig. II.2.2.

#### B. Lámpara de descarga en gas

##### B.1 Halógena

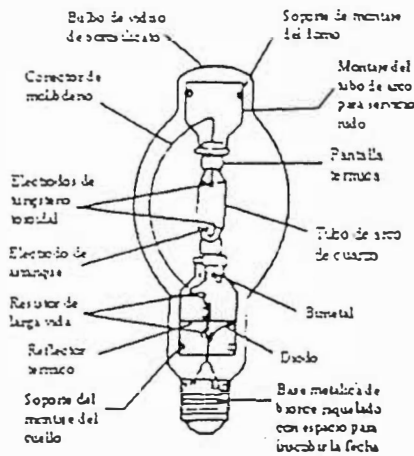


Fig. II.2.3.

##### B.2 Lámpara de Sodio de alta presión

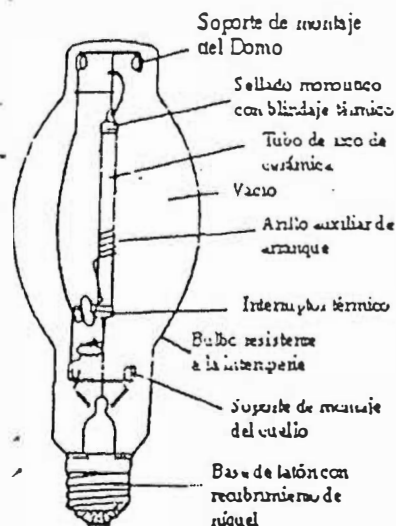


Fig. II.2.4.





## ANEXO VI

### INSTRUMENTOS DE MEDICION UTILIZADOS PARA LA EVALUACION DEL CONSUMO DE ENERGIA TERMICA - ELECTRICA

## ANALIZADOR DE GASES MRU VARIO PLUS INDUSTRIAL STANDARD

Propósito del análisis:

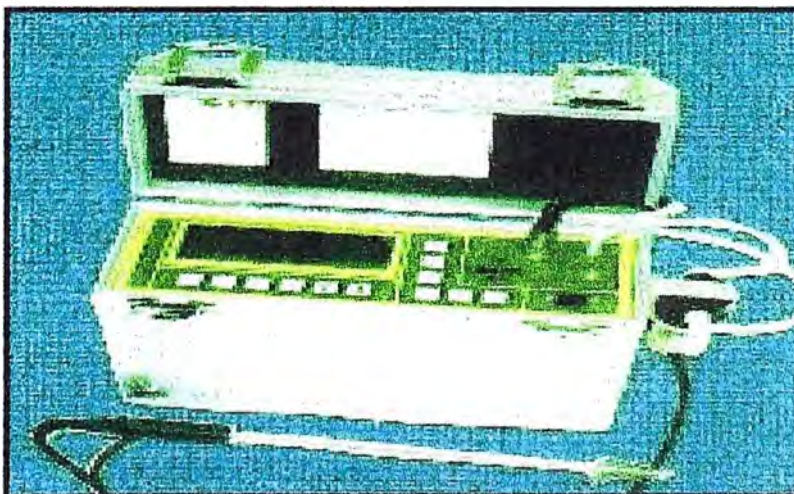
**Beneficio económico:** Mantener una buena combustión produce un menor consumo de combustible y eleva la eficiencia tanto en el horno como en el proceso productivo. Una mala combustión origina desperdicio de combustible y mayor contaminación.

**Beneficio ambiental:** Durante la combustión se generan gases que contaminan el ambiente: El anhídrido sulfuroso ( $\text{SO}_2$ ) y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) tienen efectos nocivos sobre la salud del hombre, el desarrollo de plantas ; el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es un gas de efecto invernadero (favorece el calentamiento global de la atmósfera) ;el monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) es un gas muy tóxico aún en bajas concentraciones.

**Adecuación legal:** Existen normas dictadas por los ministerios públicos que limitan los niveles de emisión de gases (concentración y flujo másico) a la atmósfera. El incumplimiento acarrea sanciones.

Los resultados de los análisis de gases nos indican si es necesario regular el quemador, reparar o cambiar alguna pieza de él o, en el peor de los casos, sustituirlo (fin de la vida útil del quemador). Asimismo son datos importantes para el cálculo del balance energético de los equipos que utilizan combustión en sus procesos.

PARAMETRO	RANGOS	PRECISION	RESOLUCION
Oxígeno $\text{O}_2$	0 - 21 % vol	< 0.2 %	0.1%
Monóxido de Carbono $\text{CO}$	0 - 4000 ppm	< 400 ppm +/- 20 ppm	1 ppm
Dióxido de Carbono $\text{CO}_2$	0 - 20 % vol	.+/- 2 % valor de medición	0.1%
Oxido de Nitrógeno $\text{NO}_x$	0 - 2000 ppm	< 100 ppm +/- 5 ppm	1 ppm
Dióxido de Nitrógeno $\text{NO}_2$	0 - 1000 ppm	< 100 ppm +/- 5 ppm	1 ppm
Dióxido de Azufre $\text{SO}_2$	0 - 2000 ppm	< 100 ppm +/- 5 ppm	1 ppm
Hidrocarburos $\text{C}_x\text{H}_x$	20 - 2500 ppm	< 100 ppm +/- 5 ppm	20 ppm
Hidrocarburos $\text{C}_3\text{H}_8$	50 - 2000 ppm	< 400 ppm +/- 20 ppm	1 ppm
Temperatura de succión	0 - 150 °C	.+/- 2 % valor de medición	0.1 °C
Temperatura del gas	0 - 650 °C	.+/- 2 % valor de medición	



## OPACIMETRO (Medición de inquemados sólidos)

La medición de opacidad o ennegrecimiento de humos permite efectuar un rápido ajuste aproximado de las condiciones operativas del quemador y , complementada con el conocimiento del  $\text{CO}_2$  y la temperatura de los gases, afinarlo al punto de máxima de eficiencia.

El medidor de opacidad, junto con la escala que lo acompaña, permiten medir el contenido de humos en los gases de combustión (Índice de Bacharach).

El método consiste en succionar gases de chimenea mediante el opacimetro realizando 10 emboladas completas; los gases pasan a través de un papel filtro colocado en la ranura provocando su ennegrecimiento en forma proporcional a su contenido de inquemados sólidos. El papel se compara con la escala Bacharach, la cual esta enumerada del 0, correspondiente al blanco, hasta el 9, negro. Los resultados pueden interpretarse:

Escala N° 1: Excelente

Escala N° 2: Bueno

Escala N° 3: Regular

Escala N° 4 : Malo

Escala N° 5: Muy malo



## PIROMETRO INFRARROJO (mide temperatura superficial)

Consta de un sensor de luz infrarroja que recibe esta sonda y la interpreta como calor emitido por la superficie a la cual se mide la temperatura.

La ventaja de la medicion con termometro infrarrojo es poder medir la temperatura tanto en un punto definido como en una zona o a todo el equipo completo, teniendo en este caso una imagen termográfica del objeto.

Marca	RAITEK RAYNGER ST ST 20 Pro Standard ST 30 Pro Enhanced
Temperature Range	ST 20 Pro TM                   .-32 to 400 °C ST 20 Pro TM                   .-32 to 545 °C
Display Resolution	0.2 °C
Accuracy	above 23 °C +/- 1% of reading or +/- 1 °C
Repeatability	.+/- 1 °C o +/- 0.5 % of reading
Response Time	500 m Sec
Emissivity	pre - set 0.95
Ambient operating range	0 to 50 °C
Relative humidity	10 - 95 % RH non condensing at 30 to 50 °C
Power	9V alkaline or NiCd battery

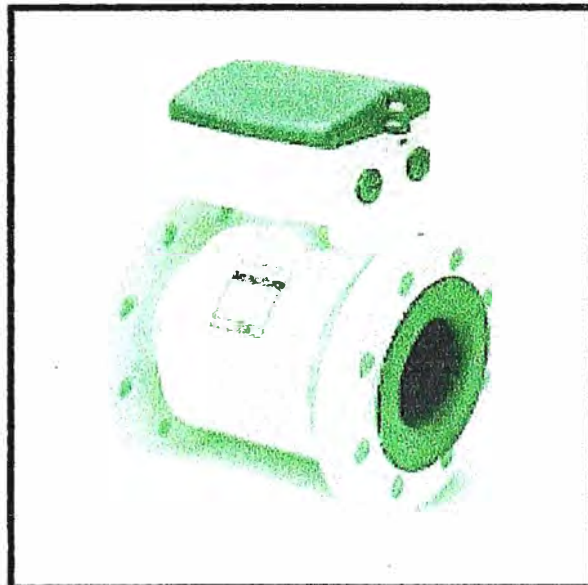


## CONTOMETRO (Medición de caudal)

Son medidores giratorios y de desplazamiento positivo. La carcasa es labrada a precisión y contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes (paletas) giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia afuera. El movimiento sucesivo de los álabes forman una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa y las tapas inferior y superior. Cada rotación del rotor produce una serie continua de estas cámaras cerradas. Ni los álabes ni el rotor, hacen contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición.

Una de las características sobresalientes del medidor es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición.

Marca	NEPTUNE
Serie	Nº 3813532
Diámetro	3/4 "



## **INSTRUMENTOS DE MEDICION NECESARIOS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA ENERGETICA ELECTRICA**

### **El Voltmetro**

Este instrumento permite medir tensiones eléctricas y caídas de tensión, se conecta en paralelo a los puntos en donde se desea conocer la diferencia de potencial.

### **El amperimetro**

Mide las intensidades de corriente en una rama del circuito, se conecta seriado en dicha rama. En nuestro caso debemos realizar medidas rápidas sin efectuar desconexiones, por lo que se utilizan pinzas amperimétricas.

Las pinzas amperimétricas aprovechan la presencia del campo magnético que se establece alrededor del conductor donde circula la corriente y la relación directamente proporcional que existe entre la intensidad del campo magnético y la intensidad de corriente.



## REGISTRADOR DE PARAMETROS ELECTRICOS

Registra parametros como : Potencia activa, Potencia Reactiva, Factor de potencia, Tension, Corriente y Energia Activa.

Este registrador WESTING HOUSE IQ DATA PLUS II, se encuentra instalado en el tablero electrónico de la Central de Control de Motores, instalado en Sala de Control.

