

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Facultad de Ingeniería Industrial y de Sistemas



ADECUACION DE REFINERIA CONCHAN-PETROPERU A NUEVO  
ENTORNO COMPETITIVO GENERADO POR EL GAS DE CAMISEA

## INFORME DE SUFICIENCIA

Para optar por el título de  
INGENIERO INDUSTRIAL

Edwin Manuel Gamboa Pirca

Lima – Perú

2003

*A mis padres, profesores, amigos y  
a mi Universidad por las valiosas  
enseñanzas impartidas*

## ÍNDICE

DESCRIPTORES TEMÁTICOS	5
RESUMEN EJECUTIVO	6
INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO I: ANTECEDENTES	8
I.1    Objetivos del trabajo	8
I.2    Antecedentes Refinería Conchán	9
I.3    Visión, misión, valores y objetivos	11
I.3.1.  Visión	11
I.3.2.  Misión	11
I.3.3.  Valores	12
I.3.4.  Objetivos	12
I.4    Análisis situacional	12
I.4.1.  Comercial	12
I.4.1.1.  Demanda del mercado	12
I.4.1.2.  Oferta de Conchán	15
I.4.1.3.  Competencia y participación en el mercado	20
I.4.1.4.  Estrategia de comercialización	24
I.4.2.  Operacional	34
I.4.2.1.  Programación de la producción	36
I.4.2.2.  Administración de la cadena de valor	38
I.4.2.3.  Administración de inventarios	39

I.4.2.4.	Programación de distribución e inventarios	40
I.4.3.	Tecnológico	40
I.4.3.1.	Tecnología de sus procesos	40
I.4.3.2.	Proceso en estudio	46
I.4.3.3.	Soporte TI	50
I.4.4.	Económico y financiero	53
I.4.4.1.	Análisis balance	53
I.4.4.2.	Análisis del estado de resultados	54
I.4.4.3.	Proyección presupuestal	57
CAPITULO II:	EL GAS DE CAMISEA Y SU INCIDENCIA	62
II.1	Antecedentes	62
II.2	Características y composición de yacimientos	65
II.3	Inversiones	66
II.4	Enfoque operativo	67
II.5	Impacto en el sector hidrocarburos	72
II.5.1.	Producción de hidrocarburos	73
II.5.2.	Balanza de hidrocarburos	74
II.5.3.	Incidencia en Refinería Conchán	76
II.5.3.1.	Sector industrial	78
II.5.3.2.	Sector transporte	81
II.5.3.3.	Consumo de hogares	83
II.5.3.4.	Sector eléctrico	85
CAPITULO III:	ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS DE PORTER	91
III.1	Impacto en el sector hidrocarburos	91
III.1.1.	Amenaza de competidores potenciales	91
III.1.2.	Lealtad a la marca	91
III.1.3.	Ventajas de costo absoluto	92
III.1.4.	Economías de escala	92
III.2	Rivalidad entre compañías establecidas	93

III.2.1.	Estructura competitiva	93
III.2.2.	Condiciones de demanda	94
III.2.3.	Barreras de salida	94
III.3	El poder de negociación de los compradores	95
III.4	El poder de negociación de los proveedores	96
III.4.1.	Suministradores de crudo	97
III.4.2.	Proveedores de suministros	98
III.4.3.	Proveedores de otros materiales	99
III.5	La amenaza de productos sustitutos	99
III.5.1.	Carbón	99
III.5.2.	Gas	100
III.5.3.	Nuclear	101
III.5.4.	Hidráulica	101
III.6	Medio ambiente	102
CAPITULO IV: PROPUESTA		104
IV.1	Antecedentes	105
IV.2	Análisis de las operaciones	106
IV.2.1.	Operaciones en Refinería Talara	107
IV.2.1.	Operaciones en Refinería Conchán	111
IV.2.1.	Esquema de procesamiento tradicional	111
IV.2.2.	Método de preparación de los petróleos industriales	
Refinería Conchán		113
IV.3	Nuevo esquema propuesto	114
IV.3.1.	Transferencia de gasóleo pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara	115
IV.3.1.1.	Optimizar la producción de gasóleo pesado en Refinería Conchán	115
IV.3.1.2.	Transporte a Refinería Talara	116

IV.3.1.3. Nuevo método de preparación de petróleos industriales en Refinería Conchán	117
IV.3.2. Procesamiento del GOP en Refinería Talara	119
IV.4 Análisis económico de la propuesta	120
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	124
V.1 Conclusiones	124
V.2 Recomendaciones	126
Bibliografía	127
Anexos:	
Anexo 1 – Entrevista al Gerente de Refinería Conchán	129
Anexo 2 – Marco Legal del Sector Hidrocarburos	133
Anexo 3 – Marco Regulatorio y Tarifario del Proyecto Camisea	135
Anexo 4 – Organigrama Jerárquico Refinería Conchán	141
Anexo 5 – Soporte Tecnológico en Refinería Conchán	142
Anexo 6 – Diagrama Procesos de Refinación en Refinería Conchán	143
Anexo 7 – Diagrama de Procesos de Visbreaking en Refinería Conchán	144
Anexo 8 – Diagrama de Flujo General del Proyecto Camisea	145

## **DESCRIPTORES TEMÁTICOS**

REFINACIÓN DE PETROLEO

GAS DE CAMISEA

PROCESOS DE REFINACION

COMBUSTIBLES

ECONOMIA DE LA REFINACION

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El nuevo entorno competitivo que generará el Proyecto Camisea a partir del 2004 motivará la sustitución de algunos derivados del petróleo producidos en Refinería Conchán (Petróleos Industriales, Kerosene y Diesel) por gas natural lo cual condicionará las operaciones de la Refinería en el corto plazo. El gas natural sustituirá en especial los petróleos industriales en casi todos los sectores, esto ocasionará que haya excedentes de este producto que deberán ser colocados sino en el mercado local en el mercado internacional con los consiguientes menores márgenes de ganancia. En este sentido la Refinería Conchan debe lograr eficiencia operativa y disminuir la producción de estos productos sustituibles.

Por otro lado Petroperú tiene una restricción adicional, no cuenta con las facilidades para poder reinvertir las utilidades generadas año a año, por lo que las soluciones que implemente deberán ser creativas con la mínima inversión posible.

Se propone y analiza el proyecto de Transferencia de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad. Esto significa que la Refinería Conchán enviará un producto de poco valor agregado utilizado en la preparación de Petróleos Industriales a la Refinería Talara, aquí será procesado en su Unidad de Craqueo Catalítico y se obtendrá productos de mayor valor agregado. Esto podrá generar ganancias adicionales de 3.4 millones de dólares.

## INTRODUCCIÓN

Camisea un proyecto que por años estuvo olvidado y que desde hace pocos años se está implementando. Actualmente se encuentra a puertas de opera y, se espera que sea a mediados del 2004. Los efectos positivos para el país, no lo serán necesariamente para los actores que ocupan actualmente el mercado de hidrocarburos ya que el proyecto cambiará la matriz energética del país afectando el uso de algunos combustibles producidos por las refinerías por el gas natural de Camisea.

Petroperú y Repsol-YPF, actores principales en el transporte, refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados tienen que estar atentos a este contexto. Repsol-YPF se encuentra implementando nuevos procesos complementarios que lo harán más eficiente en unos años, de alguna manera está previendo ciertos efectos que Camisea tendrá en el mercado energético. Petroperú por otro lado tiene problemas para realizar inversiones, a pesar que genera utilidades todos los años, las decisiones y prioridades gubernamentales no permiten que la empresa realice inversiones en mejores procesos que internacionalmente se están dando. En este contexto Refinería Conchán, como parte de la Corporación Petroperú, tiene que enfrentarse a los efectos de Camisea. Para ello tendrá que aprovechar al máximo las complementariedades que esta unidad de negocios pueda tener con otras operaciones de Petroperú. De esta forma se tratará de lograr eficiencia operativa en el corto plazo.

# **CAPITULO I:**

## **ANTECEDENTES**

### **I.1 Objetivos del trabajo**

Los objetivos que se persigue en este trabajo son los siguientes:

- Efectuar un análisis externo e interno de la Refinería Conchán – Petroperú, empresa del Sector Hidrocarburos para conocer en qué condiciones se encontrará al enfrentar la competencia del Gas de Camisea.
  
- Evaluar económicamente una mejora que recientemente se está tratando de implementar en la empresa que es: la ***Transferencia de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad***. Esta mejora permitirá generar mayores ingresos para la corporación y enfrentar en mejores condiciones los posibles efectos de la llegada del gas de Camisea a Lima.

## I.2 **Antecedentes Refinería Conchán**

La Refinería Conchán forma parte de la empresa Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. desde 1973. Fue construida e inaugurada en 1961 por la Empresa Refinería Conchán California S.A. (que era un consorcio del Grupo Prado y de la Standard Oil de California). Está ubicada al Sur de Lima, a la altura del kilómetro 26.5 de la autopista Panamericana Sur, en el distrito de Lurín, a 3 metros sobre el nivel del mar.

La Refinería mantiene cierta autonomía administrativa y operativamente dentro del ámbito de PETROPERU; cumple objetivos y metas específicas como Unidad de Negocios y desarrolla los objetivos que la corporación tiene previsto para alcanzar sus metas estratégicas fijadas en el Planeamiento Estratégico de la Organización.

Las actividades principales de la Refinería son almacenar, refinar el petróleo y comercializar sus derivados; para tal propósito tiene una estructura conformada por diversas áreas funcionales que están agrupadas de acuerdo a la naturaleza de las actividades que realizan: Departamento de Refinación, Departamento de Comercialización; Departamento Técnico y el Departamento de Administración y Finanzas. Actualmente cuenta con 160 trabajadores entre profesionales y técnicos.

Petróleos del Perú - PETROPERU S.A., creada el 24 de Julio de 1969, tiene actualmente las siguientes Refinerías de Petróleo:

- Refinería Talara con 65,000 barriles de capacidad de procesamiento de Petróleo diarios,

- Refinería Conchán con 13,500 barriles,
- Refinería Iquitos con 10,000 barriles, y la
- Refinería El Milagro con 3,000 barriles de capacidad.

La Refinería Conchán, en sus inicios tenía solamente una Unidad de Destilación Primaria de 5 mil barriles/día de capacidad de procesamiento de Petróleo y una Unidad Despojadora de 3 mil barriles/día. Adicionalmente, contaba con las unidades de Servicios Industriales e Instalaciones Auxiliares que requiere cualquier Refinería para su normal funcionamiento.

En 1967 se construyó la Unidad de Destilación al Vacío de 3 mil barriles/día y al año siguiente, en 1968, se amplió la capacidad de la Unidad de Destilación Primaria a 8 mil barriles/día y la de la Unidad de Destilación al Vacío a 5 mil barriles/día.

En 1977, PETROPERU suspende las operaciones de la Refinería Conchán debido a la puesta en marcha de la segunda Unidad de Destilación Primaria de su Refinería La Pampilla, actualmente bajo propiedad del Grupo Español REPSOL.

En 1980, PETROPERU decide reanudar su funcionamiento, junto con la de su respectiva Planta de Ventas, para cubrir de manera apropiada la creciente demanda de Asfaltos. Es así que entre los años de 1983 y 1996, se dedicó principalmente a la producción y venta de Asfaltos.

Sin embargo, luego de la venta de la Refinería La Pampilla, la Refinería Conchán ha efectuado un importante giro desde 1996 a la fecha, logrando mejorar su capacidad de procesamiento hasta alcanzar los 13,500 barriles/día; y, diversificar su producción y comercialización.

Actualmente, Refinería Conchán no solamente produce y comercializa Asfaltos, sino que también produce y comercializa gasolinas de diferente octanaje (gasolina 97, gasolina 95, gasolina 90, gasolina 84), kerosene, diesel, petróleos industriales y solventes, participando así en el mercado con productos de calidad y precios muy competitivos.

El servicio de ventas ofrece productos variados, entre ellos tenemos los combustibles de diversas especificaciones, asfaltos de acuerdo a requerimientos, residuales, servicio de almacenaje y servicio de control de calidad.

### **I.3 Visión, Misión, Valores y Objetivos**

#### **I.3.1. Visión**

“Ser un negocio líder en la satisfacción de los clientes del sector hidrocarburos, competitivo nacional e internacionalmente, integrado en el downstream, y que opera con rentabilidad y responsabilidad social”

#### **I.3.2. Misión**

“Satisfacer las necesidades de los clientes del sector hidrocarburos en forma eficiente oportuna y rentable, apoyándonos en la excelencia de nuestra gente y en la tecnología disponible, para ofrecer productos y servicios de alta calidad, respetando el medio ambiente y contribuyendo al desarrollo del país”

### **I.3.3. Valores**

- Creación de Valor para los Clientes.
- Espíritu competitivo, innovador, con enfoque en la diferenciación de productos y servicios.
- Espíritu empresario capaz de superar retos.
- Permanente búsqueda del Liderazgo.
- Enfoque en el logro de resultados de excelencia.
- Responsabilidad Social, materializada en seguridad, medio ambiente y salud.

### **I.3.4. Objetivos**

- Maximizar la rentabilidad del negocio.
- Satisfacer las necesidades de los clientes con eficacia.
- Optimizar nuestros procesos productivos y de comercialización, para reducir costos.
- Desarrollar una Cultura Organizacional, cimentada en valores empresariales.

## **I.4 Análisis Situacional**

### **I.4.1. Comercial**

#### **I.4.1.1. Demanda del Mercado**

La mayor fuente de energía utilizada en el Perú son a partir de los productos derivados del petróleo. Estos se usan a nivel industrial y doméstico en todas las regiones del país.

En el Cuadro 1 detallamos los productos más comunes que el mercado nacional consume, no incluimos los tipos de asfaltos que son productos especializados utilizados en general para la construcción de carreteras.

**Cuadro 1-Mercado Nacional de Combustibles**

Mercado Interno (MB/DC)			Variación (%)
Producto	2001	2002	
GLP	14.1	16.1	14.2%
TURBO	7.5	8.0	7.3%
97	1.8	1.9	4.7%
95	1.3	1.5	11.3%
90	7.7	7.8	0.8%
84	12.3	12.1	-1.9%
<b>TOTAL GASOLINAS</b>	<b>23.2</b>	<b>23.3</b>	<b>0.3%</b>
KERO	15.2	17.6	16.1%
<b>DIESEL</b>	<b>51.5</b>	<b>49.3</b>	<b>-4.3%</b>
PI-6	9.3	10.6	14.0%
<b>PI-500</b>	<b>13.7</b>	<b>13.5</b>	<b>-1.3%</b>
<b>TOTAL PRODUCTOS</b>	<b>134.3</b>	<b>138.3</b>	<b>3.0%</b>

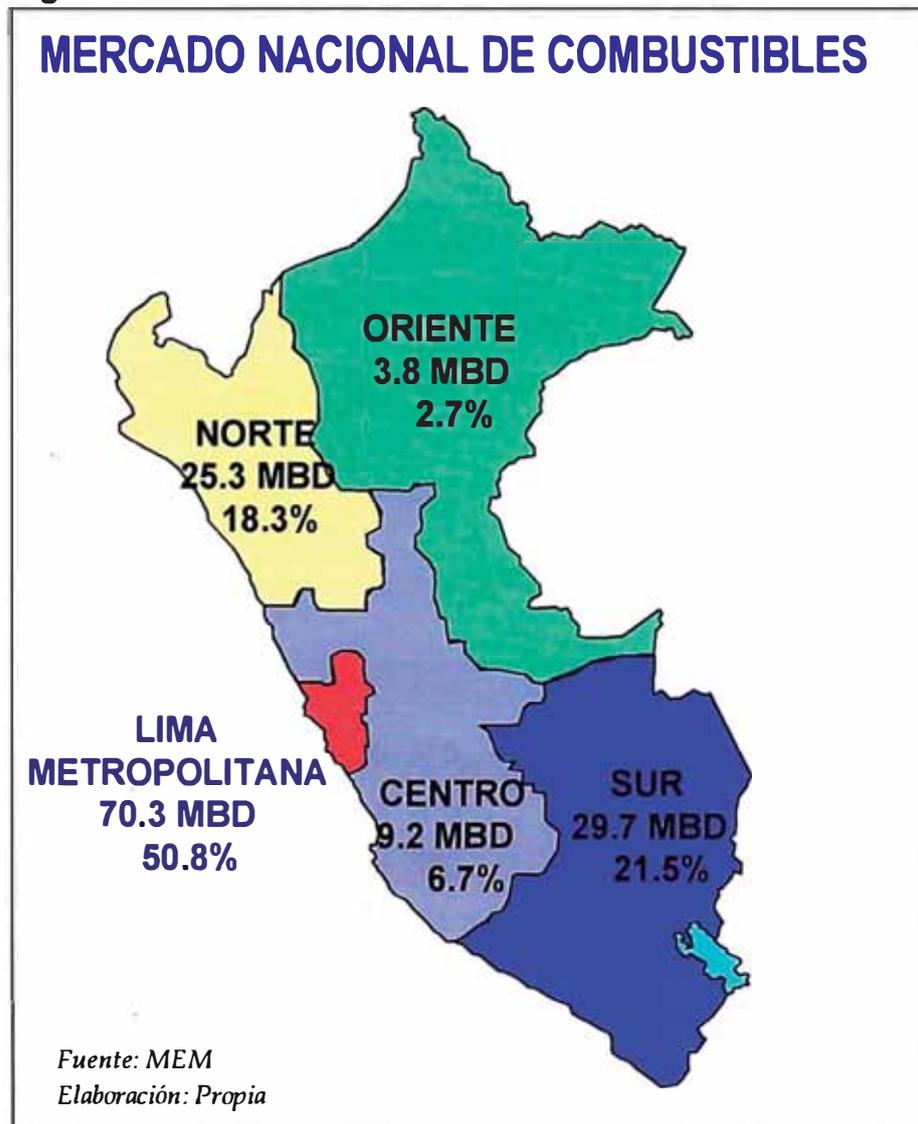
*Fuente: MEM*

*Elaboración: Propia*

En el cuadro 1 también podemos observar que lo más demandado por el mercado es el Diesel. Esta demanda básicamente es realizada por el parque automotor actual. Se consume 49,3 Miles de Barriles / Día Calendario. El segundo producto que más se consume es el kerosene, este es usado domésticamente al igual que el GLP. Como se observa el mercado está centrado principalmente en el consumo de productos importados como el diesel, kerosene y gas licuado de petróleo (GLP) y deja de lado el consumo de productos superávitarios de las refinerías nacionales

como gasolinas y petróleos industriales. Esto por una inadecuada política tributaria que alienta el consumo de productos importados. El mercado de combustibles por regiones geográficas la podemos observar en la Figura 1:

**Figura 1-Mercado Nacional de Combustibles**



Lo saltante es que el principal mercado demandante es Lima con 70.3 miles de barriles de combustibles) que representa un 50.8%

del mercado nacional. Refinería Conchán abastece a este mercado principalmente. Luego es seguido por el sur con 29.7 MB/DC que representa 21.5% y por el norte con 25.3 MB que representa 18.3% del mercado. El norte y el sur tienen bastante incidencia porque es en estas dos regiones donde existe bastante industria minera y pesquera.

#### **I.4.1.2. Oferta de Conchán**

La refinería Conchán oferta los siguientes productos en el mercado nacional:

- Gasolina 97 SP
- Gasolina 95 SP
- Gasolina 90 SP
- Gasolina 84
- Kerosene
- Diesel 2
- Petróleo Industrial N°5
- Petróleo Industrial N°6
- Petróleo Industrial 500
- Combustibles Marinos
- Cemento Asfáltico 10/20
- Cemento Asfáltico 20/30
- Cemento Asfáltico 40/50
- Cemento Asfáltico 60/70
- Cemento Asfáltico 85/100
- Cemento Asfáltico 120/150

- Asfalto Líquido RC-250
- Asfalto Líquido RC-70
- Asfalto Líquido MC-30
- Solvente N° 1
- Solvente N° 3
- Ronax

### **Gasolinas**

Las gasolinas son usadas básicamente en vehículos automotores de combustión interna. La Gasolina 84 es la única que tiene contenido de plomo tetraetilico (producto usado para el incremento de la capacidad antidetonante). Las demás gasolinas no contienen plomo. A medida que se incrementa el octanaje hay mayor capacidad antidetonante y mejor combustión en el vehículo.

### **Kerosene**

Se utiliza generalmente como combustible en quemadores con mecha o vaporizadores, por ejemplo: lámparas, calentadores y quemadores domésticos. También se usa como agente limpiador, en la cura del tabaco, secamiento de granos y pasto para forraje y como materia prima en muchos procesos industriales.

### **Diesel 2**

Para ser utilizado en todos los motores de combustión interna de encendido por compresión que operen a alta velocidad, como los encontrados en camiones, tractores y equipos de construcción en general.

También se usa como combustible de turbinas de gas, en quemadores industriales y calderas.

### **Petróleo Industriales**

Son combustibles residuales utilizados en Motores Diesel de Baja Velocidad así como también en quemadores industriales, calderas y plantas eléctricas.

Cuando los petróleos industriales son de alta viscosidad y alto contenido de azufre se encuentra aplicación en hornos industriales y en calderas diseñadas para quemar combustibles con alto contenido metálico. Puede ser utilizado en quemadores industriales equipados con precalentadores para reducir su viscosidad antes de ser quemado.

### **Combustibles Marinos**

Esta familia de combustibles está constituida por trece integrantes (IFO 30, IFO 40, IFO 60, IFO 80, IFO 100, IFO 120, IFO 150, IFO 180, IFO 240, IFO 280, IFO 320 y IFO 380), siendo los IFO 180 e IFO 380 los más utilizados. Como su nombre lo indica, estos combustibles son de viscosidades intermedias entre el Bunker C y el Diesel 2. La utilización de uno de estos combustibles viene normalmente dictaminada por los fabricantes y armadores cuya decisión se fundamenta en las economías de operación que ofrecen los equipos que manejan el combustible (calentadores, filtros, centrífugas, y tanques, entre otros).

### **Cementos Asfálticos**

El Asfalto de Penetración, llamado también cemento asfáltico, es el material por excelencia para la pavimentación, en virtud de sus propiedades y características. Es un material altamente cementante, termoplástico, repelente del agua y es resistente al ataque de la mayoría de los ácidos, álcalis y sales. Se utiliza en la preparación de mezclas asfálticas para pavimentación, industria impermeabilizante y pinturas asfálticas, revestimiento de diques y canales y materia prima para las emulsiones asfálticas. Disponible en los grados 10/20 hasta 120/150.

### **Asfaltos Líquidos**

Riego de imprimación (sellado para la construcción de carreteras), riego de adherencia, preparación de mezclas asfálticas para pavimentación y estabilización de suelos para bases y subbases.

### **Solvente N° 1**

Se utiliza en la fabricación de pinturas, lacas y tintas, en la formulación de insecticidas, herbicidas, y como diluyente de pinturas y resinas.

### **Solvente N° 3**

Se usa en la elaboración de adhesivos a base de caucho natural y caucho sintético como neopreno, S.B.R., butil, etc. Además como diluyente de tintas de imprenta y en la formulación de adelgazantes y solventes de pinturas y en la

industria del caucho se utiliza como solvente en la fabricación de cauchos y tripas, y en las reencauchadoras en la formulación de las pegas.

La refinería puede ofertar cualquiera de estos productos sin restricciones evidentes. Hubo días, en donde la competencia no podía abastecer la capital por motivos diversos, en estos días se llegó a niveles de venta de 25 mil barriles.

**Figura 2-Mercados de Influencia de Refinería Conchán**



#### **I.4.1.3. Competencia y participación en el mercado**

El Principal competidor de Refinería Conchán es la Refinería La Pampilla, de la Compañía REPSOL-YPF, la cual produce y comercializa similares productos. Esta refinería tiene ventajas notables sobre la Refinería Conchán, pues posee una alta capacidad de procesamiento: 100MB/DO<sup>1</sup> versus los 13 MB/DO que tiene la Refinería Conchán, aunque la totalidad de PETROPERU es de 120MB/DO.

Tiene además de las unidades de destilación, donde se logra obtener gasolina de bajo octanaje, unidades de craqueo catalítico donde se produce gasolina de alto octanaje, de mayor valor agregado. En el caso de PETROPERU, solamente Refinería Talara cuenta con dicha unidad.

La privatización de refinería La Pampilla, inició la competencia entre las refinerías de la costa para abastecer el mercado interno de productos combustibles, creándose reglas claras respecto a la fijación de los precios explanta, en función de los precios de paridad internacional.

REPSOL, en un lapso de tres años, ha realizado fuertes inversiones en la modernización de las instalaciones de la refinería, para mejorar su estructura de refinación, seguridad

---

<sup>1</sup> Miles de Barriles por Día Operativo

y medio ambiente lo que le ha permitido una mejora significativa en la calidad de sus productos y servicios.

En el año 2000, Refinería La Pampilla inició la producción de asfaltos sólidos, líquidos y emulsiones asfálticas, compitiendo en este mercado con Refinería Conchán. Adicionalmente REPSOL, mediante empresas subsidiarias está participando en las concesiones de la Red Vial Nacional, constituyéndose ellos mismos en los principales clientes de los asfaltos producidos en Refinería La Pampilla.

Resumen sobre Refinería La Pampilla:

Propietario: Consorcio donde REPSOL es socio mayorista (Pertenece a PETROPERU hasta Agosto de 1996)

Inicio de Operaciones: 17 de Diciembre de 1967

Ubicación: Carretera a Ventanilla Km. 25, Distrito de Ventanilla, Provincia del Callao- Lima

Capacidad de Procesamiento:

Unidad de Destilación Primaria I	37,000 BPD <sup>2</sup>
Unidad de Destilación Primaria II	65,000 BPD
Unidad de Destilación al Vacío	18,000 BPD
Unidad de Craqueo Catalítico	8,500 BPD
Unidad de Reformación Catalítica	1,700 BPD

---

<sup>2</sup> BPD: Barriles por Día.

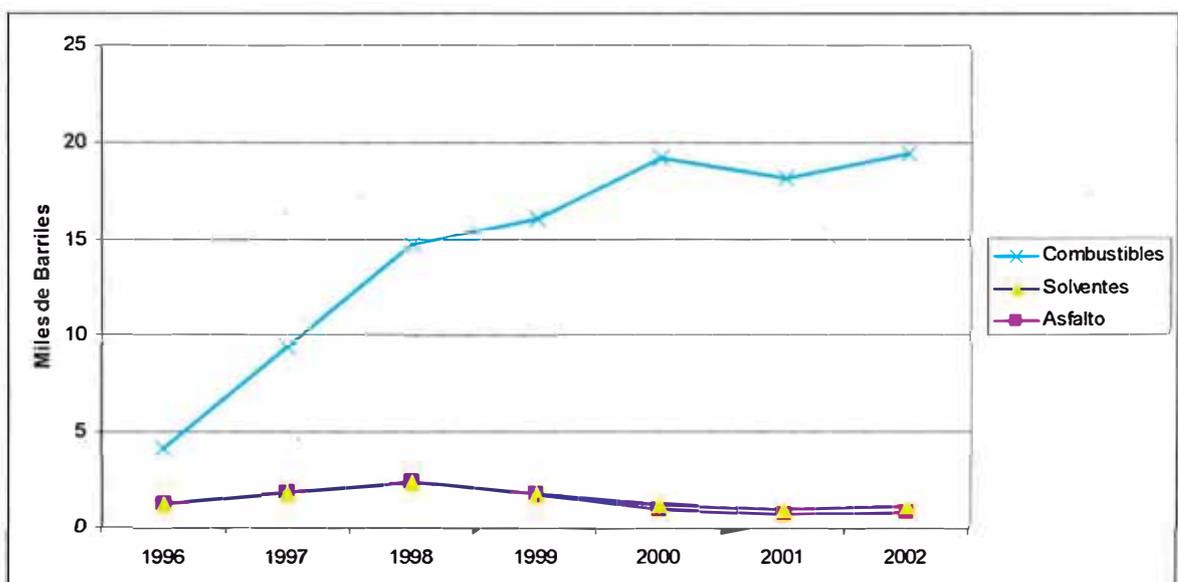
Unidad de Desulfurización 2,700 BPD

Capacidad de Almacenamiento: Más de 4 Millones de Barriles en Crudo y productos.

Petroperú y Repsol YPF compiten directamente en lo referente a refinación de petróleo, por lo tanto producen toda la gama de productos derivados del petróleo. Los importadores mayoristas sólo importan Diesel 2 para el mercado local.

Las Ventas de la Refinería Conchán han evolucionado de manera inusitada en base a innovaciones en sus sistemas de producción y despacho. Ha evolucionado desde un nivel de ventas de 4.17 MB/DC en 1996 hasta 19.46 MB/DC en el año 2002.

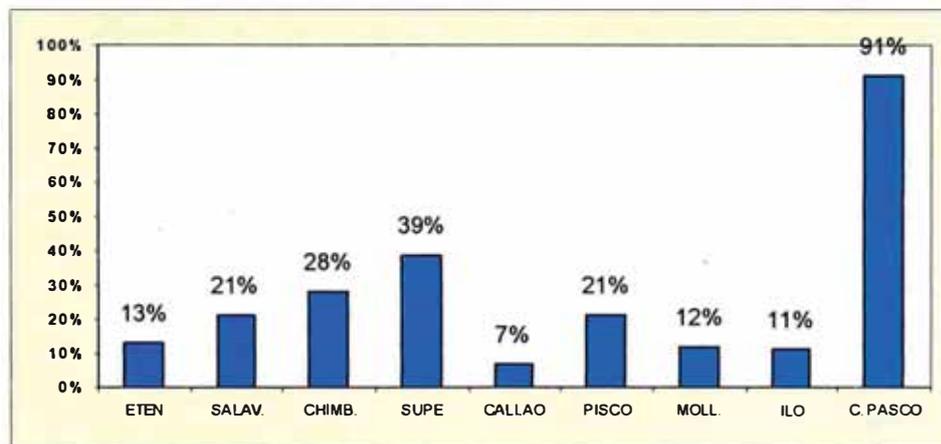
**Figura 3-Ventas por Producto en MB/DC (1996-2002)**



El crecimiento de las ventas ha priorizado las ventas de combustibles. Este abastecimiento de combustibles también involucra envíos por buques tanque desde la refinería a los diferentes terminales que hay en el litoral o en el interior del país.

En la Figura 4 se muestra la participación de los combustibles embarcados en Refinería Conchán en los diferentes terminales del litoral peruano y del interior del país. Podemos observar que se abastece al norte y sur del país. En estos puntos se compite con Repsol-YPF ya que ellos tienen embarcaciones que también abastecen por vía marítima a estos terminales a excepción de Cerro de Pasco.

**Figura 4-Participación de Refinería Conchán en la Ventas de Terminales (2002)**



*Fuente: Ref. Conchán*

*Elaboración: Propia*

En resumen la participación de Refinería Conchán en el mercado peruano de combustibles en el año 2002 ha sido

de 14.7%. Su competidor principal es Refinería La Pampilla y los importadores mayoristas (solo en Diesel 2).

El mercado meta de la Refinería, en la actualidad, esta constituido básicamente por el mercado de Lima debido principalmente a su limitada capacidad de procesamiento y capacidad de almacenamiento. Sin embargo, en menor proporción también incursiona en el mercado del centro y en el litoral del país por su ventajosa posición geográfica.

Otro de los mercados, es el internacional debido a la gran aceptación que tienen sus asfaltos por su calidad; es así que basado en esta fortaleza, PETROPERU decidió competir en diversas licitaciones internacionales con sus similares de Chile, México, Venezuela, Argentina e inclusive países del Medio Oriente, obteniendo la buena pro para suministrar sus asfaltos en mérito a la elevada calidad de sus productos y precios competitivos.

#### **I.4.1.4. Estrategia de comercialización**

##### **Precios**

Los productos que comercializa son comprados internacionalmente y producidos en las refinerías nacionales.

Hay un concepto importante que es el precio Paridad de

Importación que busca definir un precio competitivo con el costo alternativo de importar. Petroperú define como Paridad de Importación Ex-Planta, al valor (costo de oportunidad) que tendría un producto internado en el país, puesto en la brida del puente de despacho del Terminal de Ventas ubicado en Lima Metropolitana y que cualquier importador eficiente con acceso a un Terminal puede obtener.

### **Estructura general**

La Paridad de Importación Ex-Planta de un combustible es un valor teórico que se calcula adicionando al valor FOB (libre sobre barco en puerto de origen) la totalidad de costos, gastos y tasas necesarias para colocar este producto a la salida de la planta de despacho.

La estructura general de la Paridad de Importación Ex-Planta y la definición de cada uno de sus componentes se muestra a continuación:



## **Valor FOB**

El Valor FOB representa el precio del producto en la Costa del Golfo de los Estados Unidos y es el resultado de la sumatoria del precio del producto marcador, un ajuste de calidad para determinados combustibles y el margen del trader internacional.

Para obtener la Paridad de Importación, al Valor FOB se le debe adicionar:

- Flete (marítimo)
- Seguro
- Ad-Valorem
- Gastos de Importación
- Almacenamiento y Despacho
- Gestión Comercial

**Flete (marítimo)**, representa el costo de transporte desde la Costa del Golfo de EE.UU. hasta el Callao.

**Seguro**, estimado en 0.25% del Precio CFR (Valor FOB + Flete).

**Ad-Valorem**, menor arancel vigente para la importación de los combustibles, calculado sobre el Precio CIF (Precio CFR + Seguro). Se aplica el valor de 10.2% para las gasolinas y 9.6% para el resto de productos.

**Gastos de Importación**, los gastos de importación, representan el costo de internar el producto en el país. Incluye lo siguiente:

- Inspección.- Costo real de 0.5% sobre el Valor FOB, siendo el monto máximo a pagar de 10,000 US\$.
- Gastos de Puerto.- Comprende tarifa de Enapu y costos por sobrestadia de las naves.
- Gasto Financiero.- Costos de carta de crédito y financiamiento del cargamento.

**Almacenamiento y Despacho**, fijado en 1.30 US\$/BI en base a los costos promedio de la Gerencia de Comercialización de PETROPERU para cubrir el manejo de los inventarios y un margen razonable para cubrir el costo financiero de mantener un inventario promedio de 15 días.

**Gestión Comercial**, incluye el costo de comercialización, así como el margen de descuento al mayorista que el importador debe considerar para colocar sus productos al distribuidor minorista o al consumidor industrial.

## Cuadro 2- Cálculo del Precio de Paridad del Kerosene (US\$/BI)

<i>Valor FOB</i>	= 35.773	( Precio Producto Marcador+ Margen Trader)
<i>Flete</i>	= 3.347	
<i>Precio CFR</i>	= 39.120	(Valor FOB + Flete)
<i>Seguro</i>	= 0.098	(0.25%del Precio CFR)
<i>Precio CIF</i>	= 39.218	(Precio CFR + Seguro)
<i>Ad-Valorem</i>	= 3.765	(9.6%del Precio CIF)
<i>Gastos de Importación</i>	= 0.896	
<i>Almacenamiento y Despacho</i>	= 1.300	
<i>Gestión Comercial</i>	= 0.880	
<i>Paridad de Importación Ex-Planta Callao</i>	= 46.059	(Precio CIF + Ad-Valorem + Gastos de Importación + Almacenamiento y Despacho + Gestión Comercial)

## Cuadro 3- Cálculo del Precio de Paridad del PI 500 (US\$/BI)

<i>Valor FOB</i>	= 16.989	( Precio Producto Marcador+Ajuste Calidad+ Margen Trader)
<i>Flete</i>	= 2.342	
<i>Precio CFR</i>	= 19.331	(Valor FOB + Flete)
<i>Seguro</i>	= 0.048	(0.25%del Precio CFR)
<i>Precio CIF</i>	= 19.379	(Precio CFR + Seguro)
<i>Ad-Valorem</i>	= 1.860	(9.6%del Precio CIF)
<i>Gastos de Importación</i>	= 0.740	
<i>Almacenamiento y Despacho</i>	= 1.300	
<i>Gestión Comercial</i>	= 0.880	
<i>Paridad de Importación Ex-Planta Callao</i>	= 24.159	

Pero estos precios tienen adicionalmente una serie de impuestos en especial las gasolinas. Las gasolinas y destilados tienen como tributos el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) que es un impuesto fijo por cada producto ya que el estado no quiere que las variaciones internacionales de los precios de los combustibles afecten sus ingresos proyectados (Cuadro 4).

#### Cuadro 4-Lista de Precios Petroperú

##### LISTA DE PRECIOS PETROPERU (Nuevos Soles/Galón) AL 31/05/03

Productos	Precio Planta	ISC	I. Rodaje (8%)	IGV (18%)	P. Ex-Pta
<b>Gasolinas Aditivadas</b>					
Gasolina 97 SP	4.56	4.13	0.36480	1.62986	10.68466
Gasolina 95 SP	4.35	3.82	0.34800	1.53324	10.05124
Gasolina 90 SP	3.84	3.53	0.30720	1.38190	9.05910
Gasolina 84	3.57	2.76	0.28560	1.19081	7.80641
<b>Destilados</b>					
Kerosene	3.82	1.58		0.97200	6.37200
Diesel Premium 2	3.67	2.19		1.05480	6.91480
<b>Petróleos Industriales</b>					
Pet. Ind. 5	3.38			0.60840	3.98840
Pet. Ind. 6	2.51			0.45180	2.96180
Pet. Ind. 500	2.48			0.44640	2.92640
<b>Asfaltos</b>					
RC-250	3.74			0.67320	4.41320
RC-70	3.88			0.69840	4.57840
MC-30	4.06			0.73080	4.79080
Asfalto 40/50 a 120/150	3.37			0.60660	3.97660
Asfalto 10/20 a 20/30	3.66			0.65880	4.31880
<b>Productos Químicos</b>					
Solvente 1	5.82			1.04760	6.86760
Solvente 3	6.18			1.11240	7.29240

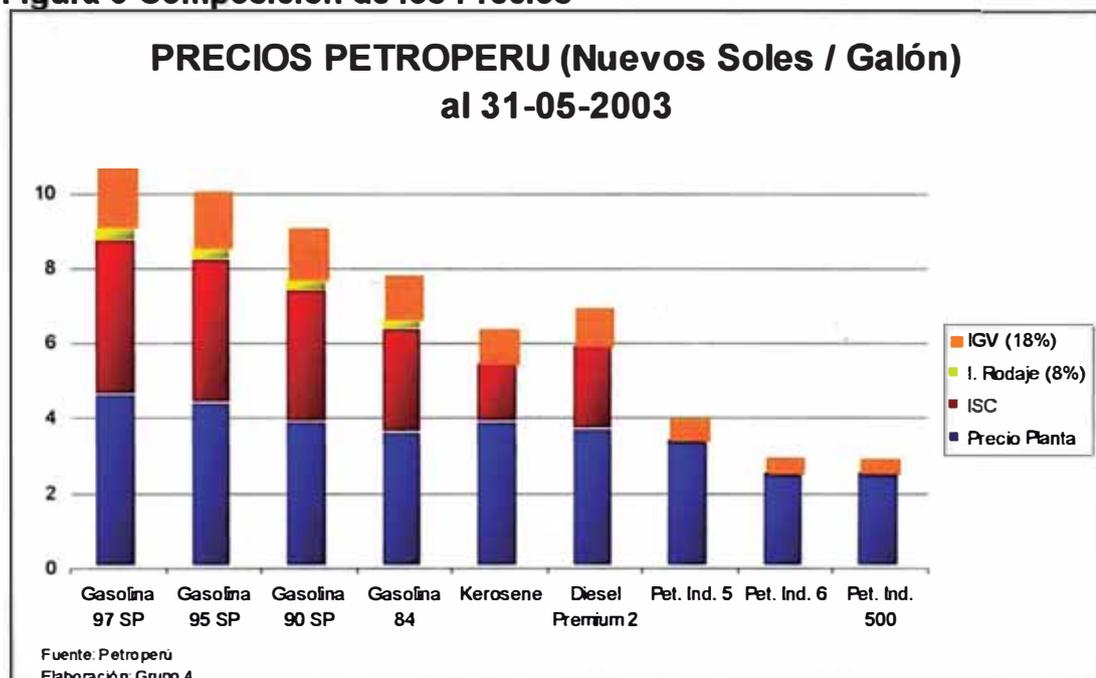
Fuente: Petroperú

Otro tributo es el Impuesto al Rodaje que es un 8% del Precio de Planta, esta dirigido a los consumidores de gasolina. Finalmente el Impuesto General a la Ventas si tiene incidencia sobre todos los combustibles.

Esta configuración tributaria distorsiona el mercado.

En la Figura 5 vemos los precios planta de los derivados de petróleo y los impuestos que se cargan a éstos. Podemos notar que se encarece en gran medida las gasolinas y los precios del kerosene y de diesel son mucho menores que las gasolinas. Esta es una distorsión porque la mayor producción de las refinerías peruanas se centran en especial en las gasolinas (gasolina 90 y gasolina 84) y los petróleos industriales. Pero la política tributaria difunde el consumo de kerosene y diesel, estos productos por la composición de las dietas de crudo (materia prima) son de poca producción en el mercado nacional.

**Figura 5-Composición de los Precios**



Entonces, por la dificultad de cubrir el mercado en cuanto a destilados (kerosene y diesel) se tienen que importar, lo cual incrementa el déficit comercial en cuanto a hidrocarburos.

Por otro lado la excesiva producción de gasolinas (gasolina virgen y nafta craqueada) y petróleos industriales obliga a exportarlos, pudiendo ser consumidos en el país si la política tributaria fuera la adecuada.

### **Distribución**

La Refinería Conchán tiene una Planta de Ventas que se encuentra adyacente a aquella. Tiene las facilidades necesarias para el almacenamiento y despacho de gasolina, diesel, kerosene, petróleos industriales, asfaltos y productos químicos. Es abastecida por medio de tuberías desde la Refinería.

**Figura 6-Planta de Ventas Refinería Conchán**



La capacidad de almacenamiento es de 42,000 barriles.  
Además tiene las siguientes instalaciones:

**Planta Cerro:**

Siete tanques: 6 de 5 MB cada uno y 1 de 3MB

Cuatro puentes de despacho (Prod. Blancos)

Tres islas en implementación

Oficinas para clientes mayoristas

Oficinas bancarias

Almacén para productos en cilindros

Casa de energía

Oficinas administrativas

**Sector planta playa:**

Ocho tanques de 1 MB cada uno

Dos tanques de 1.6 MB cada uno

Dos tanques de 0.24 MB cada uno

Ocho tanques horizontales de 2 MB

Una estación de servicio y un grifo

Las ventas de combustibles se efectuarán mediante 3 canales de distribución: Clientes exclusivos/Distribuidores Mayoristas, ventas directas a minoristas y transferencias:

**Clientes Exclusivos / Distribuidores Mayoristas**

Los clientes exclusivos son aquellos que adquieren todos sus combustibles directamente de PETROPERU. A estos clientes se les otorgará un descuento del precio ex Planta y

se les brindará el servicio de mantenimiento de sus grifos de venta al público.

Los distribuidores mayoristas son los que adquieren grandes volúmenes de combustibles para su comercialización a clientes minoristas. A estos clientes solamente se les otorgará un descuento del Precio Ex Planta de acuerdo al volumen diario comprado.

### **Ventas Directas a Minoristas**

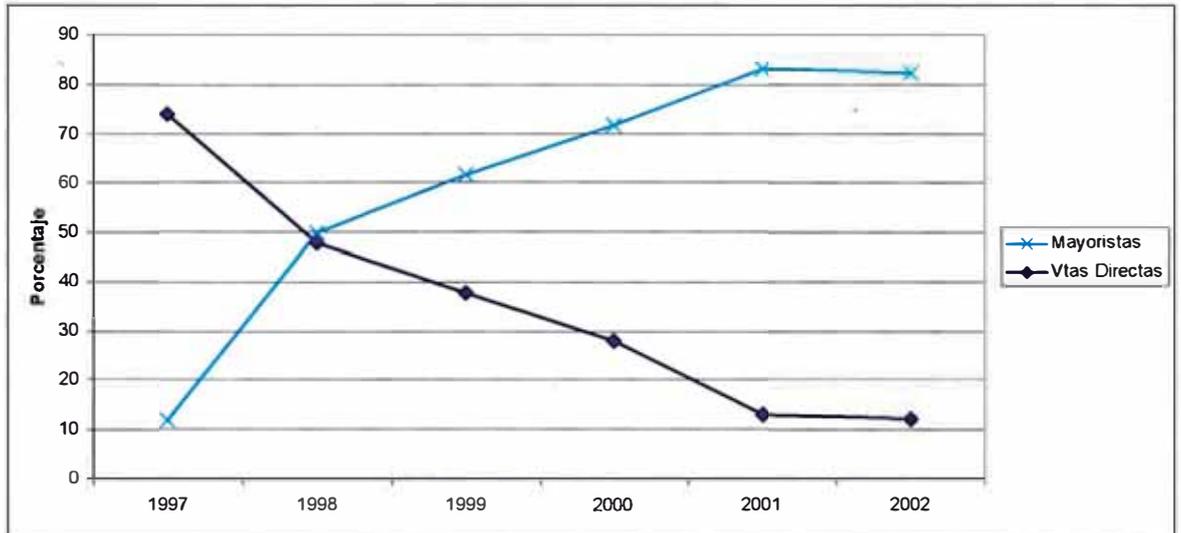
Son todos lo que adquieren para su propio uso, relativamente, pequeños volúmenes de combustibles. A estos clientes se les cobrará el Precio Ex Planta sin descuento.

### **Transferencias**

Se refiere a las transferencias que se realizan a otras Plantas de Ventas mediante buque tanque o camiones sistemas.

PETROPERU inició en el mes de junio del 2002, la campaña de Identificación de Estaciones de Servicio denominada La PETRORED. En junio 15 se realizó el lanzamiento de la Estación de Servicio modelo Servicentro Orrantia. A la fecha, se han inaugurado 17 estaciones en Lima, Piura, Trujillo, Chiclayo y en Arequipa.

**Figura 7 - % de Participación de Canales de Distribución (1996-2002)**



Fuente: Ref. Conchán

Elaboración: Propia

Esta es una estrategia que intenta integrar verticalmente el negocio a similitud de REPSOL-YPF. La PETRORED no son grifos de la empresa, sino que mediante un contrato de Asociación en Participación se les da preferencia en cuanto a descuento, facilidades y apoyo publicitario.

#### 1.4.2. Operacional

Refinería Conchán forma parte de la cadena de valor del Petróleo, en cuanto a refinación y comercialización, el cual es una mezcla de muchos hidrocarburos de diferente tipo, peso molecular y punto de ebullición.

La cadena se inicia con la extracción del petróleo de su almacenamiento natural, la tierra, y su posterior transporte a las

refinerías a través de tuberías, conocidas como oleoductos y/o barcos tanqueros.

El Petróleo, como sale de los pozos, rara vez puede usarse directamente. El mérito del petróleo consiste en los muchos productos que se pueden elaborar a partir de él, en una refinería moderna, ya que el consumidor final no necesita productos de Petróleo que sean componentes esencialmente puros, sino fracciones de petróleo que tengan amplios límites de ebullición.

En las refinerías se le separa en grupos de hidrocarburos, aprovechando su diferente punto de ebullición, mediante el proceso de destilación dando como resultado los siguientes productos:

- Gas
- Gasolina
- Solventes 1 y 3
- Kerosene
- Diesel
- Gasóleos
- Aceite combustible
- Asfaltos

Cada uno de estos productos es una mezcla que contiene muchos hidrocarburos puros. Algunos de ellos, tales como el Kerosene y el Diesel, se pueden vender directamente al consumidor. Asimismo, algunos de los productos destilados se utilizan como carga de alimentación a otras unidades de Refinería. Por ejemplo: los gasóleos se usan como carga para la unidad de Craqueo Catalítico.

Mediante el debido control de los procesos de destilación se pueden elaborar productos refinados que satisfagan especificaciones bastante rígidas, tales como punto de inflamación, rango de ebullición, viscosidad, etc.

En Refinería Conchán, el Petróleo se transfiere de los buques tanqueros directamente a los tanques de almacenamiento a través de una Línea Submarina de 18 pulgadas de diámetro.

#### **I.4.2.1. Programación de la producción**

La programación de los volúmenes de procesamiento de Petróleo, niveles de producción, preparación de las mezclas de combustibles y la recepción de productos terminados para su venta a los clientes, mayoristas o minoristas, en la Planta de Ventas esta a cargo de la Gerencia de Planeamiento existente en la Oficina Principal, ubicada en el Distrito de San Isidro.

Esta actividad esta centralizada en Lima porque la programación involucra a todas las refinerías de PETROPERU, especialmente las de Talara y Conchán, y las dependencias de comercialización y abastecimiento que tienen a su cargo, la primera, los pronósticos de ventas de productos en todas las Plantas de ventas del litoral, los volúmenes disponibles en las mismas y por lo tanto la cantidad que debe suministrárseles para evitar el

desabastecimiento. La segunda, tiene a su cargo la programación de los buques tanqueros contratados por la empresa para el suministro de los productos, fijados por la primera, a las plantas de ventas, evitando los “cuellos de botella” en sus desplazamientos.

**Figura 8 - % Recepción de crudo de BAP Talara**



La Gerencia de Planeamiento utiliza un modelo matemático<sup>3</sup>, conocido como el Modelo de Refinación (MORE), basado en el concepto de programación lineal, para definir cual es la programación mensual que tiene mayores ventajas económicas y operativas para la empresa.

Este modelo tiene como “inputs” los diferentes tipos de crudos que son posibles de comprar (a sus precios de

---

<sup>3</sup> Este modelo matemático se realiza con un software licenciado por la empresa Honeywell Hi-Spec Solutions: Refining & Petrochemical Modeling Solutions versión 4.91

mercado), capacidades de las refinerías (de procesamiento y almacenamiento), las ventas proyectadas de las diferentes plantas de venta, así como la disponibilidad y capacidades de los buques tanque. Estos datos ingresan como restricciones al sistema y arrojan las cargas de procesamiento que debe tener cada refinería, la fecha en que los buques deben de llegar a cada refinería y con que productos deben hacerlo.

#### **1.4.2.2. Administración de la cadena de valor**

Una vez fijados los volúmenes de Petróleo a procesar y la cantidad de productos a comercializar por la Refinería, a través de su Planta de Ventas, la administración del cumplimiento del Programa de Producción fijado por el MORE es responsabilidad directa de los Departamentos Técnico, Refinación y Comercialización de la Refinería.

El Departamento Técnico, basándose en los resultados del MORE, establece el Programa Semanal de Operaciones que debe cumplir el Departamento de Refinación para satisfacer los requerimientos del Departamento Comercial.

Semanalmente, la Gerencia de Refinería se reúne con los tres Departamentos para revisar los resultados obtenidos “a la fecha” y efectuar los ajustes necesarios para poder alcanzar los objetivos mensuales fijados para la Refinería.

#### **I.4.2.3. Administración de inventarios**

La administración de los inventarios de Petróleo y productos a nivel nacional es responsabilidad de las Gerencias centrales de Lima.

En el caso de los inventarios a nivel de la Refinería Conchán, la responsabilidad recae sobre el Departamento Técnico directamente y en menor proporción sobre los Departamentos de Refinación y Comercial porque éstos solamente deben informar oportunamente al Departamento Técnico sobre los volúmenes existentes en los tanques de almacenamiento y las cantidades vendidas por día.

El Departamento Técnico diariamente analiza y proyecta la demanda de Planta de Ventas, las existencias y los embarques programados de productos a ser recibidos en la Refinería, volumen y fecha.

De acuerdo con los resultados obtenidos coordina con las dependencias involucradas de la Empresa para obtener mayores cantidades de productos o decide reajustar el programa operativo para cumplir con la demanda de los clientes de la Refinería.

#### **I.4.2.4. Programación de distribución y comunicación**

En este caso, la distribución de los productos excedentes de la Refinería son programados por las dependencias de Lima, en coordinación con el Departamento Técnico, exclusivamente en la definición del volumen disponible pero no a que Plantas de Ventas serán llevados los productos por los respectivos buques.

Las comunicaciones sobre la programación de la producción, distribución, inventarios, etc. entre la Refinería y las dependencias de Lima son efectuadas directamente con el Departamento Técnico, y eventualmente con los Departamentos de Refinación y Comercial. Con este último existe una comunicación bastante fluida diariamente sobre los volúmenes de productos y montos vendidos, especialmente con el área de Finanzas.

#### **I.4.3. Tecnológico**

##### **I.4.3.1. Tecnología de sus procesos**

Los procesos en la producción de derivados de petróleo tienen como objetivo separar los componentes del crudo y transformarlos en derivados aptos para ser comercializados en el mercado de hidrocarburos.

Antes de ser transportado a las refinerías, el petróleo recibe su primer procesamiento en los campos petrolíferos según:

gas-petróleo y su densidad, petróleo-crudo y su separación de contaminantes: agua, sedimentos, sales.

Posteriormente este crudo es derivado mediante buques tanque a las refinerías, independientemente a su procedencia (importación y exportación), ya que en el Perú lo producido en el oriente peruano es trasladado mediante el oleoducto nor-peruano hasta Bayóvar y de allí a las refinerías.

La moderna era de la elaboración de derivados del petróleo comenzó con el uso de la torres de fraccionamiento, llamado también torre de burbujeo. Esta última denominación se ha hecho más común por lo que en ella los vapores burbujean a través del líquido contenido en las bandejas. Esto da lugar a que los vapores ascendentes entren en contacto con el líquido descendente (reflujo) de bandeja en bandeja lo que permite la extracción de grupos de derivados. Específicamente las torres, que posee Refinería Conchán, son las siguientes:

### **Unidad de Destilación Primaria (UDP)**

Proceso basado en diferentes niveles de ebullición de componentes del petróleo, su presión es cercana a la atmosférica. Previamente el crudo ha pasado por un tren de precalentamiento (con los productos de la torre que necesitan ser enfriados) y por un horno de calentamiento llamado F-1 lo cual eleva la temperatura desde 70 F hasta 650 F ingresando a la UDP.

Los derivados que se producen en este proceso, en general, son:

- Gas Combustible
- Gasolina de Bajo Octanaje
- Solventes de Petróleo
- Turbocombustible
- Kerosene
- Diesel
- Crudo Reducido (carga para la Unidad de Destilación al Vacío).

La capacidad de procesamiento es de 13.5 miles de barriles por día.

#### **Unidad de Destilación al Vacío (UDV)**

Proceso también basado en niveles de ebullición de componentes del petróleo, su presión es inferior a la atmosférica a diferencia de la UDP, antes del ingreso a esta unidad el crudo reducido de la unidad de vacío se ha calentado en el horno F-2 hasta 700 F.

Los derivados que se producen en este proceso son:

- Gasóleo Liviano (Componente del Diesel)
- Gasóleo Pesado (carga para craqueo catalítico)
- Combustibles industriales

- Asfalto, este producto goza de un prestigio reconocido en países de la comunidad andina donde es ahora exportado.

La capacidad de procesamiento de esta unidad es de 10.0 miles de barriles por día.

**Figura 9 – Se muestran las columnas UDP, UDV y los hornos F-1 y F-2 de Refinería Conchán.**



Las refinerías deben contar con infraestructura y equipos modernos y seguros, personal técnico calificado y capacitado; a fin de poder cumplir con los estándares internacionales de seguridad, respetando las normas de protección al medio ambiente, cumpliendo cabalmente las especificaciones de calidad normadas por ITINTEC y brindar al mercado productos que cumplan con rígidas

especificaciones en cuanto a peso molecular, viscosidad, punto de ebullición, etc.

### **Servicios Industriales**

Adicionalmente cuenta con los siguientes servicios industriales:

### **Energía Eléctrica**

Se tiene un contrato con Luz del Sur por 950 KW de potencia, se tiene proyectado una nueva licitación para pasar a ser cliente libre con una potencia contratada mayor a 1.0 MW de potencia. Adicionalmente se tiene un grupo electrógeno de emergencia de 350 KW que es activado en los casos que no se cuenta con energía eléctrica externa.

### **Generación de Vapor**

Hay dos calderos: un caldero Foster Wheeler de una capacidad de 20 MLb/Hr de vapor y un caldero APIN de 14.0 MLb/Hr de vapor, estos trabajan en paralelo para abastecer a la Planta de Procesos como a los tanques que necesitan vapor de calentamiento.

### **Suministro de Agua**

Adyacente a la Refinería está una laguna natural por las emanaciones de la napa freática. Esta abastece de agua industrial a la planta. Además se tiene dos tanques, uno de 20.0 MB (mil barriles) y 3.0 MB de capacidad donde se almacena agua.

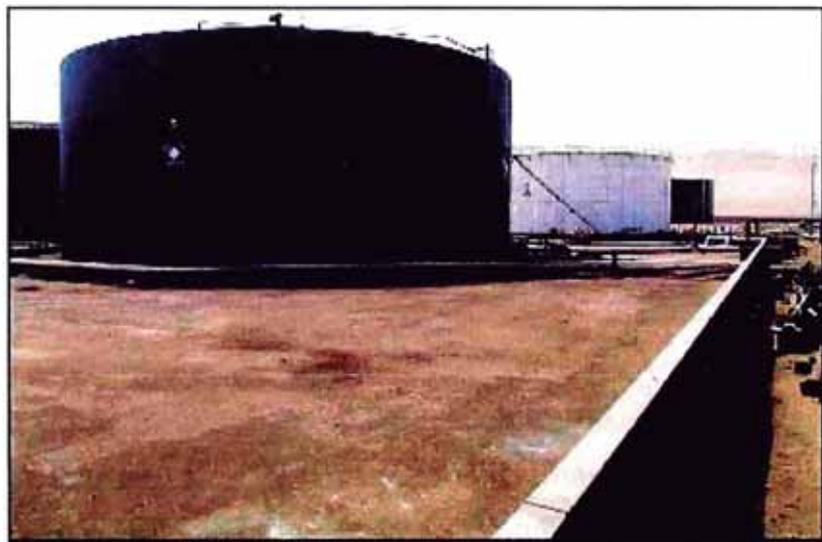
### **Aire para Instrumentación**

Hay dos compresores de 50 SCFM cada uno y un compresor de 100 SCFM adicional. Estos equipos abastecen de aire industrial a la planta, son de mucha importancia.

### **Capacidad de Almacenamiento**

La Refinería tiene tanques divididos en diferentes servicios: crudos, combustibles blancos, combustibles negros, asfaltos, solventes y productos químicos. Cada tanque tiene un sistema de recepción y despacho, sus sistema contra incendio, de medición, etc.

**Figura 10 – Tanque de almacenamiento de crudo**



En el cuadro 5 se muestra la distribución de tanques, su servicio y capacidad de almacenamiento.

### Cuadro 5 – Distribución de tanques en Refinería Conchán

	ACTUAL		EN ADICION		TOT. PROYECT.	
	Tks	MB	Tks	MB	Tks	MB
CRUDOS	7	263	2	180	9	443
COMBUSTIBLES BLANCOS	24	342	7	282	31	624
COMBUSTIBLES NEGROS	8	168	0	0	8	168
ASFALTOS	7	43	0	0	7	43
SOLVENTES	5	12	0	0	5	12
PRODUCTOS QUIMICOS	12	12	0	0	12	12
<b>TOTAL</b>	<b>63</b>	<b>840</b>	<b>9</b>	<b>462</b>	<b>72</b>	<b>1302</b>

Fuente: Refinería Conchán

Elaboración: Propia

#### 1.4.3.2. Procesos en estudio

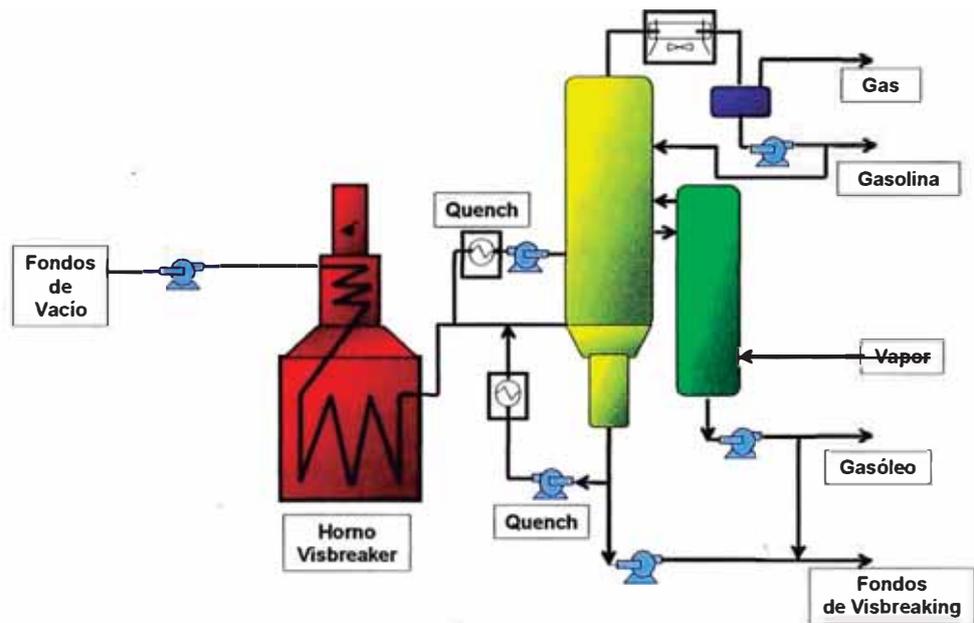
Existen una serie de procesos que se encuentran en proceso de estudio. Estos procesos tienden a ser más eficiente la producción de derivados de petróleo, tratando de extraer la mayor cantidad de productos livianos, de mayor valor agregado.

#### **Visbreaking,**

Este es un proceso de conversión de residuos pesados de destilación al vacío en productos más livianos. Este se realiza simplemente a condiciones más severas en cuanto a temperatura. Este proceso mejoraría la rentabilidad de la Refinería Conchán, maximizando producción de destilados totales y minimiza la producción de petróleos industriales.

Dada la coyuntura económica actual que impide realizar inversiones la Refinería viene utilizando sus equipos actuales para realizar un proceso que se ha llamado “Visbreaking Moderado de Baja Severidad”. Para este proceso no se ha realizado inversiones cuantiosas sino solamente modificaciones menores e incremento de los parámetros de trabajo a mayores severidades.

**Figura 11 - Esquema de Visbreaking Ordinario**



Con las pruebas realizadas se está consiguiendo mayores rendimientos de productos livianos y se están realizando operaciones adicionales que detallaremos posteriormente.

## **Craqueo Catalítico**

Este proceso consiste en el rompimiento de moléculas mediante la aceleración de reacciones por empleo de catalizadores selectivos a temperaturas de 480°C en el reactor y en el regenerador aprox. 650°C. de tal forma que maximicé el rendimientos de productos como gas licuado de petróleo (GLP), nafta craqueada (de octanaje 90-94 RON), LCO y HCO (que son aceites cíclicos ligeros usados como componentes de los petróleos industriales) y Aceite Clarificado (usado como carga para la producción de negro de humo o como componente de los petróleos industriales). Como carga de estas unidades se tiene gasóleo pesado de destilación de vacío puro o en mezcla con crudo reducido. Petroperú en su Refinería Talara cuenta con esta unidad de procesamiento, subutilizada en estos momentos.

La Refinería Conchán tiene proyectado a largo plazo la construcción de una unidad de estas características. La propuesta más importante de este trabajo se centra en la utilización de la capacidad subutilizada de esta unidad en refinería Talara.

## **Reformación Catalítica**

Consiste en la transformación catalizada de gasolinas en otras de mayor octanaje. Se usa como carga de estas unidades la gasolina de las unidades de destilación atmosférica que se carga con gasolina de bajo octanaje.

Como productos principales tiene el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gasolinas de alto octanaje (97-100 octanos RON).

Petroperú tiene proyectado la construcción de una unidad de Reformación catalítica en la Refinería Talara.

#### **I.4.3.3. Soporte TI**

La Refinería tiene todo un soporte tecnológico a sus operaciones.

##### **Funciones del área**

Área responsable de mantener adecuados recursos informáticos y de telecomunicaciones como apoyo en las actividades operacionales, comerciales y administrativa-financieras, brindando soporte técnico vía red a los usuarios a fin de capacitarlos y asegurar que maximicen la utilización de los equipos de cómputo.

##### **Hardware**

- Servidor Lan
- Servidor SQL
- PC's
- Terminales de teleproceso
- Impresoras matriciales

- Impresoras de inyección de tinta
- Impresoras láser
- Impresoras de teleproceso
- Enlaces:

Computador Central IBM S390

Computador de producción IBM AS/400

Computador de desarrollo IBM AS/400

### **Software**

- Sistemas Operativos: OS/400, OS/390. Novell Netware, Windows 2000, Unix.
- Software de oficina: Ms Office XP, Lotus Smartsuite, Correo Electrónico (Mercury, Pegasus), Adobe Acrobat, Visio.
- Lenguajes de programación, RPG 400, Visual Basic, Visual Fox, HTLM, SQL.
- Aplicativos: ERP J.D.Edwards (Módulos de Presupuesto, Contabilidad, Logística, Inventarios de Productos a Granel)
- Sistemas de Personal y Planillas, Sistema de Gestión del Mantenimiento.
- Estadísticas de Comercial, Contingencias del Sistema de Facturación en Pc, Control de la Balanza, Sistema integral de Aduanas, I/A Series (Foxboro).

## **Redes**

- Red WAN: comunicación con las distintas áreas de la empresa a través de líneas Digired y/o radio enlaces dedicados.
- Red LAN: Basada en Novell Netware.
- Red SDLC
- Internet: Enlace digital obteniéndose a través del servidor de oficina principal.
- Voz: Optimizando los canales de la red Wan.

## **En Proyecto**

Se tiene como objetivos principales, los siguientes:

- Implementar sistemas de información para lograr un control de ingreso de contratistas, estadísticas de incidencias de falla de equipos, sistema de protección ambiental, etc.
- Desarrollo de la página WEB de la Refinería.
- Mejorar el nivel de conocimiento y experiencia del personal.
- Mejorar la comunicación, coordinación y apoyo de la oficina principal.

#### I.4.4. Económico / Financiero

##### I.4.4.1. Análisis balance

Refinería Conchán es parte de una corporación, por lo tanto es evaluada como unidad de negocios individual. Se ha tenido acceso parcial a su Balance General solo de los años 2000 y 2001.

Un hecho saltante es su estructura de financiamiento, es decir sus pasivos a corto y largo plazo. La empresa se financia básicamente con recursos propios; por ser estatal y depender de entes burocráticos son difíciles las decisiones de endeudamiento. El pasivo a largo plazo es básicamente deudas que el estado a cargado a la empresa, inclusive deudas que no tienen nada que ver con el core del negocio, por ejemplo la deuda por las embarcaciones “Mantaro” y “Pachitea”.

**Cuadro 6 - Balance General al 31/12/2001**

Balance General al 31.Dic. En Miles de Soles	2001		2000	
	Activo Corriente	97,093	60%	143,236
Activo No corriente	63,473	40%	56,757	28%
Total Activo	160,566	100%	199,993	100%
Pasivo Corriente	32,044	20%	77,329	39%
Pasivo de Largo Plazo	9,993	6%	10,003	5%
Patrimonio Neto	118,529	74%	112,661	56%
Total Pasivo y Patrimonio	160,566	100%	199,993	100%

Fuente: Dpto. Administración y Finanzas-Refinería Conchán

Elaboración: Propia

El alto porcentaje de activo corriente es por los grandes inventarios de crudo y de productos. Es una característica del negocio. El concepto de Justo a Tiempo no funciona en este negocio. Los precios de oportunidad del mercado spot de hidrocarburos tienen que ser aprovechados al máximo, esto implica que se compren grandes volúmenes (p.e. 450 mil barriles de diesel 2) y tengan que ser almacenados mientras se vendan, otro aspecto que colabora al alto porcentaje de activos corrientes es que los hidrocarburos son transportados por grandes embarcaciones y en grandes volúmenes para ser económicamente viables.

#### **I.4.4.2. Análisis del estado de resultados**

En el 2002 se obtuvo una Utilidad Operativa de MNS/. 30,322 (MUS\$ 8,626). Esto principalmente porque el volumen comercializado el 2002 fue superior al 2001 en 7% (19.44 vs 18.10 MBDC); debido a lo cual los ingresos monetarios son 12% superiores. El nivel de precios fue superior (40.08 vs 39.30 US\$/BL del 2001) ya que se redujo el "atraso" de los precios internos con respecto a los precios de paridad de importación. Esta utilidad operativa del 2002 resulta 133% mayor a la obtenida en similar período del 2001 (MNS/. 12,998 ó MUS\$ 3,772), básicamente por mayores ingresos y menores gastos operativos.

**Cuadro 7- Estado de Ganancias y Pérdidas al 31/12/2002 (Miles de dólares)**

RUBROS	EJECUCION			
	1999	2000	2001	2002
<b>INGRESOS</b>				
Ventas País - Mayoristas	59,822	130,275	156,221	148,688
Ventas País - Otros	62,248	77,970	39,877	40,402
Ventas Exterior	935	1,358	841	487
Otros Ingresos	157	182	168	320
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>123,162</b>	<b>209,785</b>	<b>197,107</b>	<b>189,898</b>
Transferencias a otras Unidades de Negocio	36,742	60,997	62,575	94,423
<b>TOTAL INGRESOS Y TRANSFERENCIAS</b>	<b>159,904</b>	<b>270,782</b>	<b>259,682</b>	<b>284,321</b>
<b>COSTO DE VENTAS</b>				
Existencia Inicial	4,350	9,402	18,204	12,724
Compras de Crudo y Productos	110,675	191,369	176,192	217,996
Gastos de Operaciones	13,316	15,332	16,332	14,434
Productos Consumidos en Operaciones	-1,852	-3,071	-2,720	-2,382
Existencia Final	-9,603	-18,077	-12,977	-20,330
<b>TOTAL COSTO DE VENTAS</b>	<b>116,886</b>	<b>194,955</b>	<b>195,031</b>	<b>222,442</b>
Transferencias de otras Unidades de Negocio	28,470	70,022	57,314	49,809
<b>TOTAL COSTO DE VENTAS Y TRANSFERENCIAS</b>	<b>145,356</b>	<b>264,977</b>	<b>252,345</b>	<b>272,251</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>14,548</b>	<b>5,805</b>	<b>7,337</b>	<b>12,070</b>
Gastos de Ventas	1,552	2,060	2,022	1,935
Gastos Generales	1,483	1,443	1,543	1,508
<b>UTILIDAD (PERDIDA) EN OPERACION</b>	<b>11,514</b>	<b>2,302</b>	<b>3,772</b>	<b>8,626</b>
<b>OTROS GASTOS E (INGRESOS)</b>				
Gastos Financieros	145	955	935	123
Ingresos Financieros	-1	-3	0	0
Ingresos Excepcionales	-354	-189	-100	-156
Gastos Excepcionales	460	3,024	291	2,446
<b>TOTAL OTROS GASTOS E (INGRESOS)</b>	<b>250</b>	<b>3,787</b>	<b>1,126</b>	<b>2,414</b>
Resultado por Exposición a la Inflación	0	0	0	0
Pérdida (ganancia por tipo de cambio)	312	-173	-75	-205
<b>UTILIDAD (PERDIDA) ANTES PARTICIP. E IMPUES</b>	<b>10,952</b>	<b>-1,312</b>	<b>2,721</b>	<b>6,417</b>

Fuente: Dpto. Administración y Finanzas-Refinería Conchán

Elaboración: Propia

El Ingreso Total por ventas. El volumen facturado por ventas y los despachos por transferencias fueron en total: 7,095 MB (19.44 MB/DC) y transferencias, fue de: MNS/. 999,388 (MUS\$ 284,321).

Los egresos son superiores al año 2001 en 10%, debido al mayor volumen de importaciones. El precio de compras<sup>4</sup> fue ligeramente superior (38.37 vs 38.20 US\$/BL del 2001). El gasto total de operaciones, ventas y administrativos, ejecutado en el 2002, es menor en 9% (MNS/. 62,154 vs MNS/. 68,568). El Costo Total por compras, transferencias recibidas y gastos de operación fue: MNS/. 956,962 (MUS\$ 272,251)

Los Gastos de Ventas y Generales fueron: MNS/. 12,104 (MUS\$ 3,444)

Como datos importantes se tiene que a partir del tercer trimestre del 2002, hubo una tendencia desfavorable para la Refinería; por ejemplo, en octubre, se registró una pérdida equivalente a MUS\$ -2,153. Entre los principales factores que explican esta desviación tenemos:

- La comercialización de productos importados presentó margen negativo, debido a que el precio de compra se encontró por encima del precio neto interno, esto por política estatal que no permitió la nivelación de los precios internos con los de paridad de importación. Por ejemplo, en octubre se recibieron 110 MB de Diesel importado y 209 MB de Turbo, a 64.62 y 41.12 US\$/BL, respectivamente, siendo el precio de venta a minoristas de 60.91 y 38.92, respectivamente).

---

<sup>4</sup> Esta información fue brindada por el Departamento Técnico de Refinería Conchán.

- Sin embargo, el margen de refinación fue positivo (4.41 US\$/BL de carga a Unidad Primaria), debido que el crudo Loreto procesado fue de bajo costo (23.74 US\$/BL).

El margen operativo fue 2.86%, mucho mayor al previsto para este año de 0.76%, debido principalmente, al menor precio conseguido durante los primeros meses del año (enero, febrero y marzo), para los crudos e importaciones, respecto a lo estimado.

Asimismo, durante el primer semestre, los precios netos se encontraron sobre la paridad Ex Planta o similar a ésta. De otra parte, los volúmenes de venta y transferencias fueron superiores al pronóstico para este año (19.44 vs 17.86 MBDC del presupuesto). La inclusión del crudo reducido ex Iquitos como carga a las unidades de procesamiento, no considerado en planes del presupuesto, ha favorecido la economía.

La utilidad operativa por barril<sup>5</sup> despachado fue 1.14 US\$/BI, mucho mayor al pronosticado de 0.31 US\$/BI.

#### **I.4.4.3. Proyección presupuestal**

En la Refinería Conchán se manejan dos tipos de presupuestos que son evaluados año a año. Estos son el

---

<sup>5</sup> La Utilidad Operativa por barril es referida contra el volumen anual procesado de crudo o cargas diversas.

Presupuesto de Gastos Operativos y el Presupuesto de Inversiones.

### Presupuesto de Gastos Operativos

El Presupuesto de Gastos Operativos es un instrumento de gestión que tiene como fin proyectar los gastos del año en base a una serie de supuestos anuales. Estos gastos son referidos a la operación del negocio, no incluye las compras de crudo o importación de productos.

El total gasto operativo a diciembre del 2002 asciende a MS/. 62,154, que representa el 80% de lo presupuestado en el año, MNS/. 77,835.

### Cuadro 8 – Presupuesto de gastos Operativos

Periodo: Enero - Diciembre

NATURALEZA DEL GASTO				EJECUCION	PRESUP.	%
	1999	2000	2001	ANUAL 2002	ANUAL 2002	AVANCE PERIODO
				(2)		(2)/(1)
<b>GASTOS DIRECTOS</b>						
Remuneraciones y Beneficios	8,540	8,978	9,180	10,910	9,651	113
Materiales y Suministros	16,768	26,631	20,831	15,764	23,811	66
Servicios de Terceros	24,764	34,564	30,967	26,942	35,963	75
Cargas Diversas de Gestión	900	1,464	1,570	2,474	2,485	100
Depreciación	3,934	4,942	5,868	5,868	5,786	101
Tributos	201	264	151	195	139	140
<b>TOTAL</b>	<b>55,107</b>	<b>76,843</b>	<b>68,568</b>	<b>62,154</b>	<b>77,835</b>	<b>80</b>

Fuente: Dpto. Técnico-Refinería Conchán

Elaboración: Propia

**Remuneraciones y Beneficios:**

Aquí se registra los que se gasta en remuneraciones del personal que trabaja en la Refinería y los beneficios sociales que tienen cada uno de ellos. Representa el 17.6% del gasto operativo. El gasto es mayor al presupuestado en 13% (MNS/. 10,910 vs 9,651)

**Materiales y Suministros:**

Representa el 25.4% del gasto operativo. Los detalles de mayor incidencia son el consumo de combustible de refinería y reparaciones en general. El gasto es 66% del presupuesto para el período (MNS/. 15,764 vs 23, 811).

**Servicio a Terceros:**

Representa el 43.3% del gasto operativo. Los detalles de mayor incidencia son el flete marítimo Costa y Otros gastos de carga y descarga. El gasto es 75% de lo presupuestado (MNS/. 26, 942 vs 35,963).

**Cargas Diversas de Gestión, Depreciación y Tributos:**

Representan el 13.7% del gasto operativo. El gasto es mayor al presupuesto en 2% (MNS/. 8,537 vs 8,410). El gasto de mayor incidencia es la depreciación con MNS/. 5,868.

**Presupuesto de Inversiones**

El Presupuesto de Inversiones es una herramienta usada para consignar todas las posibles inversiones que se van a

realizar. Todas las inversiones incluidas han pasado por un proceso de evaluación y aprobación, según sea el caso.

La ejecución de las inversiones en el 2002 fue de MUS\$ 1,736, que representa un avance económico de 41% del total aprobado de MUS\$ 4,228, conformado por 32 API's (Aprobador para Inversión), todos aprobados por Gerencia General.

Hay cuatro tipos de proyectos:

- Proyectos con compromiso.
- Proyectos en proceso de convocatoria no adjudicados.
- Proyectos aún no iniciados
- Proyectos nuevos

### Cuadro 9 . Presupuesto de Inversiones

Nº API	DESCRIPCIÓN	INV. TOTAL	ESTIM. 2003
<b>PROYECTOS CON COMPROMISO</b>			
51273	Mejora sistema agua contraincendio: Instalación líneas para agua C I	2,763	53
	Adquisición 33 radios transreceptores portátiles		22
81102	Sistema de despacho carga por el fondo: Instalación 04 bombas productos blancos	1,319	93
	Fabricación e instalación sist. recuperación de vapores		34
81109	Renovación y amp. sist. Eléctrico: Instalación sist. iluminación tq. cerro Lomo de Corvina	1,700	29
91106	Const ingreso/salida, circulación, despacho, control y otros Pta Ventas: 42 luminarias	1,330	44
	Const. nuevo pte. Inspección y ambiente operadores		17
91108	Mejoramiento sistema de vaclo: Instalación nuevo drum F-206	410	31
00203	Reemplazo bombas de procesos UDP y Serv. Ind.: Adq bomba kerosene	215	22
01162	Equipo control de derrames: Adq. 300m barreras, carrete hidráulico, etc	240	91
	Adq. estación repetidora VHF para servicio terrestre y marítimo		21
01163	Bombas productos negros y agua de la laguna: Adq bomba de residuales y asf.	445	175
	Inst bombas agua de la laguna		26
01167	Sistema C. I. Pta. de Ventas: Adq. proporcionador espuma, blader y acc.	150	88
01171	Cerco perimétrico e iluminación frontis de RCO y otros: Const nueva recepción	370	20
01172	Herramienta para mantenimiento e insp. Equipos: Taping machine y máq ajuste tapones	78	35
01174	Equipos de laboratorio: Campanas extractoras y eq. divesos laboratorio	98	91
01175	Habilitación y montaje de tanques 50 y 57 para crudo, 90 MB c/u: Inst sellos	1,693	51
	Adq. Sist. automático medición		80
02164	Adquisición de software técnico, FAX e impresoras matriciales Pta Ventas	35	8
02166	Adquisición del DCS, sistema de supervisión desaladora y sist. vaclo mejorado	106	105
02167	Adquisición de sistema de aire acondicionado para Pta. de Ventas	15	9
02168	Reparación mayor del tanque 33 de 5.0 MB para cemento asfáltico	70	13
02169	Sistema de drenajes industriales (para bombas y tableros eléctricos)	120	23
<b>SUB - TOTAL</b>		<b>11,157</b>	<b>1,181</b>

Al revisar los Presupuestos de Inversiones (los cuatro tipos mencionados) veremos que no hay proyectos que enfrenten o vayan a tomar acción ante la coyuntura que traerá el Gas de Camisea. Los proyectos van más al corto plazo. Por otro lado hay problemas para la ejecución de los proyectos, básicamente la nueva Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado hace que todos los procesos realizados sean lentos y no permitan estar acorde con la programación de cada uno de ellos. Por otro lado Petroperú es regida por FONAFE<sup>6</sup>, organismo estatal que tiene a su cargo todas las empresas productivas del estado. Cualquier inversión que se quiera realizar tiene que ser autorizado y aprobado por este organismo burocrático.

---

<sup>6</sup> *Fondo Nacional de Financiamiento Estatal*

## **CAPÍTULO II:**

### **EL GAS DE CAMISEA Y SU INCIDENCIA**

#### **II.1 Antecedentes**

Camisea, ubicado en el Cuzco fue descubierto en 1983 por Shell. Se descubrió un yacimiento que cuenta con reservas probadas de 8.1 trillones de pies cúbicos de gas natural y 567 millones de barriles de líquidos de gas natural. El contrato inicial fue por la exploración y explotación de petróleo. Luego de constantes negociaciones con Shell y posteriormente con el consorcio Shell-Mobil en julio de 1998 estos decidieron no continuar con el desarrollo del proyecto, Shell-Mobil decidió abandonar definitivamente el proyecto.

El estado inició rondas de negocio para la promoción del proyecto en todo el mundo mediante la CEPRI respectiva (Cecam) a partir de 1999. El esquema diseñado fue de dos etapas: Explotación y Transporte & Distribución. Para ello el estado adecuó la legislación del sector energético (inclusive evitó la concesión de tres CC.HH.) y se promulgó la Ley y Reglamento de promoción de la Industria de Gas Natural.

Para dicha convocatoria, once consorcios fueron precalificados para el concurso de la explotación, y doce para el transporte y distribución. En febrero del 2000, se efectuó una licitación pública internacional en donde el consorcio liderado por Pluspetrol se adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea por 40 años, al ofrecer regalías por un porcentaje de 37.24%, superando así la oferta de 35.50% de regalías ofrecidas por el consorcio Total-Fina-Elf de Francia.

**Cuadro 10- Estructura Accionarial por Segmento en Camisea**

Estructura Accionaria por Segmento al 2003		
Empresa	País	%
<b>Explotación</b>		
Pluspetrol	Argentina	36.0
Hunt Oil	EE.UU.	36.0
SK	Korea	18.0
TecPetrol	Argentina	10.0
<b>Transporte</b>		
Tecgas	Argentina	31.4
Pluspetrol	Argentina	19.0
Hunt Oil	EE.UU.	19.0
Sonatrach	Argelia	11.1
SK	Korea	9.5
Tractebel	Bélgica	8.0
G&M	Perú	2.0
<b>Distribución</b>		
Tractebel	Bélgica	100.0

Fuente: [www.mem.gob.pe](http://www.mem.gob.pe)

Elab

De esta forma, el consorcio de la etapa de extracción está conformado en un 36% por Pluspetrol (Argentina), otro 36% por Hunt Oil (EE.UU), el 18% por SK (Korea) y 10% por TecPetrol (Techint, Argentina).

En octubre del 2000, se adjudicaron las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y la distribución de gas natural en Lima y Callao al consorcio y detallado en el cuadro anterior. La concesión del transporte y distribución comprende tres diferentes contratos por 33 años:

- Un contrato para el transporte de gas desde Camisea hasta Lima
- Un contrato para el transporte de líquidos de Camisea a la costa y,
- Un contrato para la distribución de gas en Lima y Callao.

Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) es la compañía formada por el consorcio específicamente para el desarrollo y operación de este proyecto. Tractebel es la operadora de la distribución del gas natural en Lima que formó la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC).

El estado tomó una serie de medidas incentivadoras para el proyecto como:

- Se propuso una ley para prohibir la construcción de hidroeléctricas por cinco años, que luego se modificó otorgándole al MEM la facultad discrecional de aprobar los permisos para la construcción de este tipo de centrales.
- Electroperú ofreció firmar un contrato "Take or Pay" con los operadores de Camisea, el cual efectivamente se otorgó.
- Se establecieron garantías de rentabilidad mínima para los operadores del transporte y la distribución de gas mediante un pago de los consumidores de electricidad (o garantía de red principal como peaje al consumo de los usuarios eléctricos).
- Se permitió la semi-integración entre la producción y el transporte y la distribución, que fue una variable importante tomada en cuenta por Shell-Mobil para declinar su propuesta.
- Se definió un costo de "acometida" o instalación domiciliaria a un nivel relativamente bajo (US\$306.00). Esta norma permitiría una mayor difusión del gas en la población.

## II.2 Características y composición de yacimientos

El proyecto Camisea se encuentra en el lote 88 ubicado en la provincia de La Convención en el Departamento del Cuzco. El monto aproximado de gases acumulados en los yacimientos es del orden de los 13 TPC<sup>7</sup>, es decir, 13 millones de millones de pies cúbicos, lo que equivale en energía a 2,800 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP).

De acuerdo con los estudios de composición de los reservorios efectuado por Shell en 1995, los yacimientos de Camisea presentan una composición de 82.8% de metano (CH<sub>4</sub>), 8.65% de etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), 3.19% de propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), 1.38% de butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), 3.02% de gasolina natural y el restante 0.96% de gases inertes (nitrógeno + anhídrido carbónico).

**Cuadro 11- Reservas y composición de Camisea**

Reservas y Composición de los Yacimientos Camisea				
	San Martín	Cashiriari		Total
		Vivian	Nia	
<b>Reservas TPC</b>	3.1	3.6	5.5	12.2
<b>Porcentaje</b>	25.40%	29.50%	45.10%	100.00%
Composición %				
<b>Metano</b>	80.59	83.89	83.34	82.8
<b>Etano</b>	9.8	8.07	8.39	8.65
<b>Propano</b>	3.8	2.95	3	3.19
<b>Gasolina Natural</b>	3.38	2.74	2.99	3.02
<b>Butano</b>	1.7	1.26	1.28	1.38
<b>Nitrógeno</b>	0.55	0.99	0.73	0.76
<b>Anhídrido Carbónico</b>	0.18	0.1	0.27	0.2
<b>Total</b>	100	100	100	100

Fuente: Camisea: Impacto en el Sector Energético

El Proyecto Camisea

<sup>7</sup> TPC Tera Pies Cúbicos (medida volumétrica)

Para dar una mejor idea de las características y el volumen de dichas reservas, se puede referir a ellas por sus nombres comerciales y por su poder energético, teniendo lo siguiente:

- 2,189 millones de BEP<sup>8</sup> de gas natural (metano+etano)
- 279 millones de BEP de GLP (propano+butano)
- 331 millones de BEP en gasolina natural

Para ilustrar la magnitud de las reservas de gas natural, se estima que si ellas fueran utilizadas solamente para producir energía eléctrica, ésta alcanzaría por 100 años en el caso peruano.

Por otro lado se puede apreciar que sólo las reservas de gasolina natural que existen en Camisea son mayores al total de reservas de petróleo del país al año 2000, las mismas que llegaban a 323 millones de barriles (recientemente no ha habido hallazgos importantes de petróleo en el país).

### II.3 Inversiones

La inversión total en Camisea ascenderá a US\$ 1,400 millones, de los cuales US\$ 500 millones corresponden al campo, US\$ 800 millones al transporte y US\$ 100 millones a la distribución. Si bien dicha inversión se viene ejecutando desde el 2001 y se prolongará hasta el 2004, el monto total supone 28% más que el total de la inversión extranjera directa registrada durante el 2001.

La inversión en Camisea es la segunda más importante en el último quinquenio, superada sólo por los cerca de US\$ 2,200 millones invertidos

---

<sup>8</sup> BEP: *Barriles Equivalentes de Petróleo*

por Antamina. Sin embargo, de concretarse la ejecución del proyecto para exportar gas natural licuefactado (LNG) la inversión adicional ascendería a US\$2,300 millones.

**Cuadro 12 – Inversión en Proyecto Camisea (US\$ millones)**

Inversiones en el Proyecto camisea			
Empresa	Etapas	Monto	%
Consortio PlusPetrol	Explotación	500	35.7
Consortio TGP	Transporte	800	57.1
Tractebel	Distribución	100	7.1

Fuente: Camisea: [www.mem.gob.pe](http://www.mem.gob.pe)

Elab

#### II.4 Enfoque Operativo

La explotación del gas de Camisea (San Martín y Cashiriari) o “upstream”, tiene derecho de extracción de gases y líquidos del lote 88 por 40 años, para ello se perforará dos tipos de pozos:

- Los productores de gas húmedo
- Los inyectores de gas seco

El objetivo central de la explotación sería el de maximizar la extracción de líquidos a partir del gas húmedo obtenido, así como la extracción del gas seco suficiente para abastecer la demanda interna del mismo. Para ello, el proyecto contempla la puesta en marcha de 5 pozos para el año 2004, 4 de los cuales serán productores y 1 reinector.

**Figura 12- Camisea, Pozo San Martín**



Estas Inversiones se realizarían en el periodo 2001-2004 y corresponden a la primera fase del proyecto comprometida contractualmente. Inversiones adicionales continuarán realizándose a partir del año 2005 para efectos de continuar desarrollando el sistema de distribución de gas en Lima y Callao, así como para realizar ampliaciones de los sistemas de explotación, transporte, distribución y comercialización según lo determine el desarrollo del campo y de los mercados.

Figura 13 – Configuración Operativa



Luego de la extracción, el gas de los yacimientos de San Martín y Cashiriari pasará por una red de captación de diferentes diámetros con un total de 80 km. de extensión hasta llegar a la planta de tratamiento de gas de Malvinas, a orillas del río Urubamba, la cual tendrá una capacidad de 440 millones de pies cúbicos por día. Allí se efectuará una separación primaria que separará los condensados, y el agua del gas natural, y se estabilizarán los condensados que vienen con el gas. Posteriormente, una planta criogénica separará los hidrocarburos líquidos remanentes en el gas. Luego, el gas

procesado irá a una planta compresora, con una potencia instalada de 76,000 HP, que enviará el gas a Lima y reinyectará los excedentes a los yacimientos. En caso que se implemente el proyecto de exportación de LNG, ello implicaría un mayor volumen de extracción de gas, lo que conllevará a un incremento del volumen de producción de líquidos.

Cuadro 13 – Composición de los Condensados

<b>Composición Aproximada de los Líquidos Extraídos</b>		
	<b>Mile de BPD</b>	<b>Participación</b>
<b>Gasolina</b>	13,500	50%
<b>GLP</b>	10,800	40%
<b>Diesel y Kerosene</b>	2,700	10%
<b>Total</b>	27,000	100%

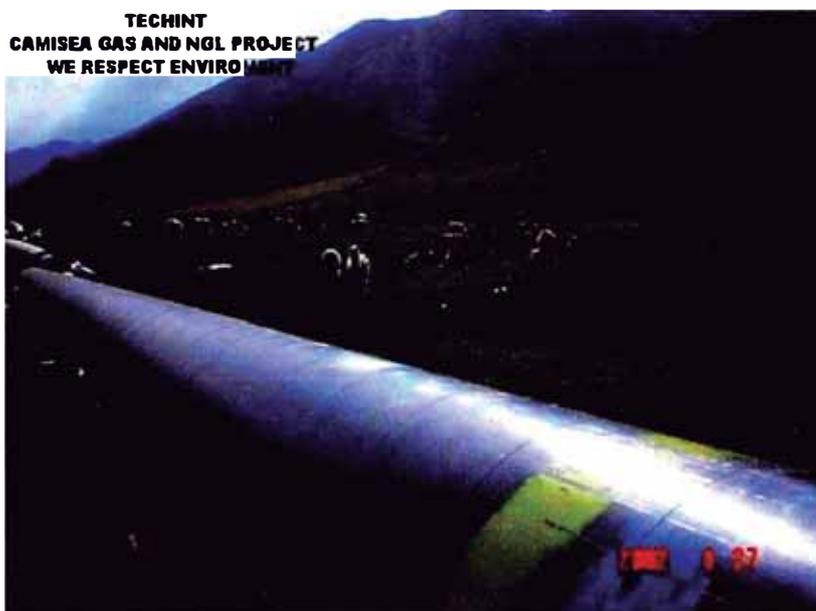
Fuente: SIEE BWS

Elab

Los líquidos serán recibidos en una planta de fraccionamiento con una capacidad de 50,000 barriles diarios y una planta de topping para 25,000 barriles diarios ubicadas en Pisco, en donde se obtendrán productos comerciales, tales como, gasolina (50%), GLP (40%), diesel y kerosene (10%). Estos productos podrán ser almacenados en las plantas de almacenaje, para luego venderse al mercado interno a través de camiones sistema, o exportarse por buques a través del terminal marino, que también será construido. Así, las inversiones vinculadas a la fase de explotación o “upstream” bordearían los US\$ 500 millones.

Por su parte, la etapa de transporte implica la construcción y operación de 2 ductos; uno de 714 km para el gas natural y otro de 540 km para el transporte de líquidos.

Figura 14 – Ducto pasando por la sierra de Ayacucho



Los ductos pasarán por los departamentos del Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El ducto de líquidos llegará hasta la planta de fraccionamiento en Pisco, mientras que el de gas natural continuará bordeando la franja costera hasta llegar al “City Gate” ubicado en Lurín.

En general, la etapa del transporte involucrará la utilización de 178,100 toneladas de tubos, de los cuales 148,500 corresponden al transporte de gas y 29,600 toneladas corresponden al transporte de líquidos. La etapa de transporte involucrará un monto de inversión de alrededor de US\$ 800 millones.

En la etapa de distribución de gas natural, el operador recibirá el gas en el “City Gate” para luego construir alrededor de 60 km. en ductos troncales de alta presión que llegarán hasta Ventanilla, y que servirán para entregar gas a empresas del sector industrial y a las centrales térmicas que lo requieran.

Posteriormente, dicha concesionaria desarrollará redes adicionales de media y baja presión, a medida que aumenta la demanda por parte de los industriales y de los consumidores residenciales. El monto estimado de inversiones en el sector distribución es del orden de US\$ 100 millones. La empresa encargada de la distribución del gas en Lima y Callao deberá continuar trabajando en el desarrollo de una red de distribución de gas en dichas ciudades, por lo que se requerirán mayores inversiones.

## **II.5 Impacto en el sector hidrocarburos**

El impacto macroeconómico resultante del desarrollo del proyecto Camisea estará reflejado principalmente por el movimiento económico que generarán las inversiones y gastos operativos directos, así como la generación de riqueza, producto de la nueva producción, de la mejora de la industria establecida y de los nuevos proyectos que se harán viables.

El impacto de Camisea en el sector hidrocarburos va a ser el de reducir apreciablemente el déficit de la Balanza Comercial de hidrocarburos. De esta forma, el paulatino reemplazo de derivados del petróleo por los hidrocarburos producidos por Camisea harían que nuestro déficit comercial de hidrocarburos se reduzca en aproximadamente 50% para los próximos 5 años. Adicionalmente, de llevarse adelante el proyecto de licuefacción de gas natural para exportación, se lograría revertir el déficit en la balanza comercial de hidrocarburos, volviéndose superavitaria. En el largo plazo, el desarrollo del proyecto Camisea modificaría la matriz energética del país, desde una altamente dependiente de combustibles derivados del petróleo, importados y contaminantes a otros producidos localmente, relativamente limpios y más económicos.

### II.5.1. Producción de hidrocarburos

El Proyecto Camisea, actualmente en ejecución, contempla la instalación de dos módulos criogénicos de 220 mpcd cada uno, es decir una capacidad total de procesamiento de 440 mpcd de gas natural, de donde se obtendrá gas natural combustible y líquidos de gas (GLP, gasolina, Kerosene, y diesel).

**Cuadro 14 – Impacto de Camisea en el Sector Hidrocarburos**

Impacto de Camisea en el Sector Hidrocarburos			
	(millones pcd)	Gas (miles bpd)	PBI Global
<b>Producción Inicial</b>	200	20	0.20%
<b>Producción Máxima</b>	440	45	0.50%
<b>Producción con LGN</b>	1000	70	1%

Fuente: SIEE BWS

Elaboración propia

La producción de 440 mpcd se obtendrá de 4 pozos perforados en la estructura San Martín. Mas adelante, en el periodo 2004-2008, se estima por lo menos duplicar la producción inicial con la perforación de pozos en la estructura Cashiriari y la instalación de por lo menos dos módulos criogénicos más de 220 mpcd cada uno.

Por otro lado, se estima que inicialmente la demanda interna alcanzará sólo 18815 mpcd, por lo que alrededor de 192 mpcd se reinyectarán al pozo. La diferencia entre la extracción total de 440 mpcd y el monto mencionado de extracción (380 mpcd) se explica por la condensación de aproximadamente 60 mpcd, que en su mayoría se convertirían en líquidos (50 mpcd) y por un saldo que se utilizaría como combustible para el funcionamiento de la planta de fraccionamiento (10 mpcd). De esta forma, se estima una producción de líquidos de gas de 27 mil barriles por día (bpd). Asumiendo la

producción inicial de gas natural y líquidos, la producción de hidrocarburos aumentaría 45.0% y aportaría 0.2 puntos porcentuales al crecimiento del PBI. De otro lado, si consideramos el desarrollo del proyecto para exportar gas natural licuefactado (LNG), y asumimos una producción total de 1,000 mpcd de gas natural y 60 mil bpd de líquidos de gas asociados, la producción de hidrocarburos se incrementaría alrededor de 180.0% respecto a lo registrado al cierre del 2001 y aportaría cerca de un punto porcentual al crecimiento del PBI, durante los próximos años.

#### **II.5.2. Balanza de hidrocarburos**

La balanza comercial de hidrocarburos ha reportado resultados negativos desde 1988 debido principalmente al descenso de la producción en los pozos en explotación de la costa y selva peruana así como al incremento de la demanda interna de los derivados de petróleo (principalmente kerosene y diesel). El año 2000 se tuvo un record histórico de déficit en este sector de US\$ 713 millones, luego descendió a US\$ 504 millones debido a la desaceleración de la economía.

De acuerdo al Plan Referencial de Hidrocarburos 2001, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, se estima, en el escenario medio, que la balanza de hidrocarburos entre los años 2001 y 2007 registrará en promedio un déficit de 30.7 miles bpd, mientras que para el período 2008-2010 se presentaría un superávit promedio de 10.9 miles bpd. En términos monetarios, se espera una tendencia declinante en la balanza de hidrocarburos, pasando de US\$589.9 millones en el año 2001 a US\$ 94.8 millones en el 2010. En ese

sentido, el inicio de la producción de Camisea permitiría reducir el déficit de US\$520.6 millones en el 2003 a US\$305.2 millones en el 2004, es decir una reducción de US\$215.4 millones.

**Gráfico 15 – Pronóstico de la Balanza Comercial de Hidrocarburos**



Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2001 - MEM

Cabe anotar que, si bien Camisea no eliminará el déficit de la balanza de hidrocarburos, si ayudará a cerrar la brecha.

Sin embargo, en lo que respecta a la balanza de pagos, es de esperarse que las empresas operadoras efectúen remesas al exterior por montos significativos, lo que contrarrestaría en cierto modo el impacto positivo sobre la balanza comercial. De esta forma, no se prevé que el proyecto Camisea tenga un efecto significativo sobre el tipo de cambio, aunque dependiendo de la secuencia de los flujos, pudieran darse presiones temporales.

### II.5.3. Incidencia en Refinería Conchán

En términos desagregados, se prevé un incremento básicamente de la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP) el cual permitiría revertir un déficit promedio de 6.6 miles bpd entre el 2001 y el 2003, y pasar a un superávit promedio de 4.2 miles bpd entre el 2004 y el 2010, es decir puede haber un excedente exportable de este productos. Refinería Conchán no comercializa GLP, pero este es un producto sustituto del kerosene y diesel, en especial del primero porque la disminución del precio del GLP haría accesible a más personas el consumo de GLP siendo el principal problema el alto costo de la inversión inicial para su uso (el precio de una cocina a gas y el balón de gas).

En el caso de la gasolina, se prevé pasar de un superávit de 15.8 miles bpd en el 2003 a 33.1 miles bpd en promedio entre el 2004 y el 2010 gracias a la producción de líquidos de gas natural de Camisea. La sobreproducción de gasolina tendrá que ser exportada, talvez habrá un impacto por menores precios en la gasolina, pero según informaciones ya existe una concertación de precios con la intención de no “canibalizar” el mercado actual con una competencia de precios.

Ya que habrá también producción de diesel y kerosene, estas producciones permitirán evitar la importación de estos productos, en el nivel producido por la planta de fraccionamiento de Pisco. Estas producciones podrían tener incidencia en las ventas de Refinería Conchán ya que estos dos productos se venden a un nivel tal que diariamente suman 8.0 a 9.0 mil barriles de venta.

Sin embargo, el impacto más importante estará dado por el uso del gas natural para la producción de electricidad. En ese sentido, se estima que en el 2004 las centrales térmicas demanden 39.9 mpcd de gas natural, lo que permitiría sustituir 5.1 miles bpd de diesel importado. En conclusión, se estima que la explotación del gas natural de Camisea permitirá sustituir en el 2004 un equivalente de 10.9 miles bpd de petróleo, de los cuales el 47% provendrá de la sustitución de diesel por gas natural en el mercado eléctrico. Este Diesel sustituido es principalmente de clientes de Refinería La Pampilla, es decir en un inicio no tendrá incidencia directa. Lo probable es que posteriormente a esto Repsol-YPF lleve a cabo estrategias para quitar mercado a Refinería Conchán.

### **Cuadro 15 – Sustitución de Derivados por gas Natural**

<b>Sustitución de Derivados por Gas Natural de Camisea</b>							
Escenario Medio - Miles de Barriles por Día							
	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Diesel</b>	5.58	4.28	4.90	4.10	4.76	5.40	5.98
<b>Electricidad</b>	5.11	3.72	4.25	3.43	4.07	4.71	5.29
<b>Otros</b>	0.47	0.56	0.65	0.67	0.69	0.69	0.69
<b>Residual</b>	4.81	5.66	6.55	6.72	6.90	6.90	6.90
<b>Kerosene</b>	0.18	0.35	0.44	0.44	0.55	0.55	0.64
<b>GLP</b>	0.36	0.61	0.73	0.76	0.89	0.89	1.00
<b>Total</b>	10.93	10.90	12.62	12.02	13.10	13.74	14.52

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2001 - Ministerio de Energía y Minas

Especificaremos seguidamente el impacto en cada uno de los sectores y lo relacionaremos con la Refinería Conchán.

### II.5.3.1. Sector industrial

En el sector industrial, actualmente se utilizan como combustibles principalmente el Residual N°6 y el Diesel N°2, productos comercializados por Refinería Conchán. Considerando el menor costo relativo del gas natural, es razonable pensar que muchas empresas se adecuarán al uso del mismo, especialmente aquellas que son intensivas en el uso de energía. Las industrias más interesadas en reemplazar sus combustibles por gas natural, se encuentran descritas en el Cuadro 16:

**Cuadro 16 – Demanda de gas natural por sectores**

Demanda de Gas Natural de Camisea por Sectores (MMPCD)							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Generación Eléctrica	30.0	65.0	81.0	92.0	92.0	142.0	142.0
Nuevas C.Térmicas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0
Coversión Santa Rosa	0.0	20.0	25.0	30.0	30.0	30.0	30.0
C.T. Ventanilla	30.0	45.0	56.0	62.0	62.0	62.0	62.0
Uso Industrial	158.0	166.8	175.2	183.9	193.1	202.9	213.0
Conversión Industrias	158.0	165.9	174.2	182.9	192.0	201.7	211.7
Nuevas Industrias	0.0	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3
Uso Comercial/Doméstico	0.0	1.5	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0
<b>Demanda Total</b>	<b>188.0</b>	<b>233.3</b>	<b>258.2</b>	<b>277.9</b>	<b>288.1</b>	<b>347.9</b>	<b>359.0</b>

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2001 - Ministerio de Energía y Minas

En el cuadro se detallan algunas empresas que ya han firmado contratos para consumo de gas natural. Entre ellas están Alicorp al cual Refinería Conchán abastece mediante el mayorista Romero Trading y Cerámica San Lorenzo. Las demás empresas a excepción de Electroperú son clientes de Refinería La Pampilla.

## Cuadro 17 – Empresas con contrato de abastecimiento

Empresas que han firmado contratos de abastecimiento de gas		
Empresas	Contrato (miles de metros cúbicos diarios)	Número de Plantas
Electroperú	1982	No definido
Alicorp	56.45	2
Sudamericana de Fibras	70	1
Cerámica Lima	100	2
Vidrios Industriales	58.2	2
Corporación Cerámica	31	2
Cerámica San Lorenzo	36.8	1
<b>Total</b>	<b>2334.45</b>	<b>10</b>

Fuente: SIEE BWS

Los principales equipos que reemplazarían diesel o residual para su consumo serían:

### Instalaciones para calentamiento

Equipos como: hornos circulares, rotativos, túnel, crisoles y retortas. Estos son utilizados en general para: cemento, siderurgia y no ferrosos, cerámica y vidrio, minería (reducción de minerales), secaderos (granos, tabaco, legumbres, etc.) y panificación. Hay que puntualizar que el sector cementero, si continúan las preferencias arancelarias al carbón colombiano es muy posible que no cambie de combustible para sus hornos. El consumidor más cercano en el sector cementero es Cementos Lima S.A.

### Producción de Vapor

Aquí tenemos los calderos y generadores de vapor. Muchas empresas textiles tienen estos servicios, también las pesqueras que tienen toda una batería de calderos para la generación de vapor. Inclusive Refinería Conchán está

evaluando la posibilidad de que sus hornos y calderos operen con el gas de Camisea, ya hay experiencia previa de sus equipos similares en Refinería Talara. También es usado en la industria del papel, celulosa, alimenticia y de productos químicos.

### **Servicios Auxiliares**

Adicionalmente hay equipos utilizados en: calefacción, agua caliente, climatización.

### **Industrias Complementarias**

Por otro lado, existen empresas que podrían utilizar el gas natural como insumo y no solamente como combustible en sus procesos productivos. Dentro de los principales proyectos que podrían demandar gas natural, se encuentran:

- Fábrica de nitratos para hacer explosivos apuntando al mercado chileno (EXSA).
- Fábrica de hierro esponja por medio de la cual se podría exportar el triple en valor, debido a que el producto estaría libre de óxidos y otras impurezas (Shougang).
- Fábricas de plásticos.
- Fábricas de fertilizantes (úrea).

### II.5.3.2. Sector Transporte

Las gasolinas y diesel son productos usados en este sector, a la vez son parte importante de la venta diaria de Refinería Conchán. La estructura energética en este sector está definida y la forma de cambiarla hacia un consumo de gasolinas, que es lo que más se produce actualmente y se incrementaría con Camisea, es mediante una política tributaria diferente.

Se calcula que en el Perú existe una flota de alrededor de un millón de vehículos en el sector transporte, incluyéndose en éste, las actividades de transporte público (buses interprovinciales, buses, micros, combis, taxis), así como transporte de carga (camiones, remolcadores, camionetas pick up, etc.). Uno de los principales componentes de los costos involucrados en la actividad de transporte es el costo de los combustibles, por lo que es razonable que los agentes involucrados tomen en cuenta, que a partir del 2004, entraría a la matriz energética un combustible alternativo de bajo costo: el gas natural comprimido (GNC).

Para el 2002, se espera que se consuma en el mercado interno aproximadamente 8 millones de barriles de gasolina por un valor aproximado de US\$ 880 millones<sup>9</sup> (en precios al usuario) y 16 millones de barriles de diesel N°2 por un valor

---

<sup>9</sup> Fuente: Dirección General de Hidrocarburos - MEM

de US\$ 1,200 millones (en precios al usuario). Así, como se puede apreciar, existe un importante mercado para el GNC como potencial sustituto de dichos combustibles. Sin embargo, para que un vehículo se adecue para la utilización de GNC se requiere de una inversión relativamente importante, que en el caso de un vehículo que utilice gasolina alcanzaría un mínimo de entre US\$ 1,000 y US\$ 1,500, lo que implica una barrera a la entrada importante para los transportistas cuyo consumo de combustible sea muy bajo. Para el caso de los vehículos a diesel, el costo de adecuación a GNC sería mayor debido a que se tiene que reemplazar el motor. Otro factor a tomarse en cuenta para la viabilidad de la conversión de los vehículos a GNC es el diferencial entre los precios de los diferentes combustibles en el mercado. Sobre este aspecto, según algunos estimados, el ahorro por el uso de GNC con respecto a la gasolina y al diesel serían del orden del 33% y del 43%, respectivamente. Sin embargo, esta cifra sería meramente referencial debido a que gran parte de los costos de los combustibles están determinados por la estructura tributaria. Por otro lado, el GNC debe ser vendido a los usuarios finales en estaciones de servicio especiales, las mismas que requieren una masa crítica de clientes para que se justifique la inversión. Por ello, es de esperarse que el concesionario de la distribución de gas en Lima introduzca el producto “inicialmente”, negociando con empresas e instituciones (públicas y privadas) que cuenten con grandes flotas de vehículos y posteriormente atiendan a los clientes particulares.

Lo más probable es que si se cambia la estructura tributaria, esta sería para alentar el consumo de gasolina sobre el kerosene y el diesel. Petroperú y Refinería Conchán son superávitaros en este aspecto por lo cual le convendría vender a precio paridad de importación en el mercado nacional en ves que exportarlos. El efecto de Camisea en este sector no sería muy notorio por lo menos los primeros cinco años.

#### **II.5.3.3. Consumo de hogares**

La distribución del gas natural a nivel residencial se debe realizar a través de una compleja red de ramales y tuberías, las cuales se conectan directamente a los hogares. En este sentido, si el objetivo fuese el de atender a gran parte de la población de Lima, se deberían efectuar inversiones significativas en el desarrollo de las redes, lo que se justificaría solamente si existiese un mercado potencial interesante.

A diferencia de otras ciudades, Lima posee un clima relativamente templado y estable, por lo que no se requiere la instalación de sistemas de calefacción en los hogares. Ello es de suma importancia debido a que gran parte del uso residencial del gas natural en otros países viene de los sistemas de calefacción. En contraste a ello, en Lima el gas

natural a nivel residencial se utilizaría básicamente para las cocinas y termas, reemplazando al GLP y a la electricidad.

Un hogar promedio en Lima consume entre 1 y 2 balones de 10 kilos de GLP, lo que implica un gasto de entre US\$ 7<sup>10</sup> y US\$ 15 al mes. Asumiendo que el precio del gas para clientes residenciales (incluyendo un monto fijo de US\$ 0.70) sería de alrededor de US\$ 14.33 por MBTU y considerando que un balón de 10 kilos de GLP equivale a 0.47 MBTU, el consumo potencial por vivienda sería de entre US\$ 6.7 y US\$ 13.5 al mes. Así, como se puede apreciar, el ahorro por vivienda no sería significativo. Por otro lado, considerando el “costo de acometida” (costo de conexión del gas a la vivienda sería de alrededor de US\$ 306 dólares, precio máximo establecido por Osinerg, no sería rentable atender a estos clientes. Por estos motivos creemos que el uso de gas natural para clientes residenciales va a ser un negocio marginal para la distribuidora, limitándose al cumplimiento de las metas de clientes establecidas en el contrato de concesión (10,000, a los 2 años de operación, 30,000 a los 4 años y 70,000 a los 6 años).

En todo caso, el segmento objetivo sería de hogares en el estrato C (medio bajo – bajo), por ejemplo en los conos, donde la densidad de habitantes por hogar es elevada, y el área de los mismos es menor al de zonas residenciales de estratos con mayor poder adquisitivo, lo que reduce los costos de instalación de redes (menores distancias).

---

<sup>10</sup> Precio al cual es expendido el GLP en balones

Adicionalmente, en estas áreas suelen operar PYMES (casas taller) en donde se potencia el uso del gas.

#### II.5.3.4. **Sector eléctrico**

Este sector usa intensivamente diesel y residuales. Estos combustibles son usados por las generadoras que tienen equipos térmicos. Hay que indicar que el uso de diesel es en horas punta y que el principal proveedor de este a Etevensa que es la de mayor consumo es Refinería La Pampilla. Por otro lado la Refinería Conchán no abastece de Diesel o Petróleos Industriales a la Generadoras. Se harán comentarios sobre el impacto en este sector por la importancia que reviste.

El objetivo principal de la introducción del gas en este sector ha sido inducir a la reducción de tarifas para los usuarios. Esto implicó que se diseñara un esquema más agresivo que forzase el ingreso del gas a la matriz energética, el cual, si bien no está totalmente definido, podría introducir, dependiendo del esquema final adoptado, un factor distorsionante en dicho mercado, en opinión de algunos generadores eléctricos.

Para entender el efecto de Camisea sobre el sector eléctrico debemos primero explicar brevemente cómo se forman los precios en el sector. Existen tres mercados para la venta de energía:

El de las distribuidoras eléctricas, cuyos precios son regulados.

El de los clientes de mayor tamaño (clientes libres) a precios libres (negociados entre las partes). Cuyo consumo es de más de 1 MW de potencia.

El “mercado spot”, en el cuál las empresas generadoras efectúan operaciones entre sí en función a sus necesidades de energía, para cumplir con sus compromisos de venta a sus clientes.

En el caso de las ventas a distribuidoras eléctricas, los precios se calculan sobre la base de proyecciones de costos marginales para los próximos 4 años, considerando el crecimiento de la demanda y oferta, los precios de los combustibles, entre otros.

En el caso de los clientes libres (aquellos con demanda de potencia mayor a 1MW) pueden negociar libremente las tarifas con generadoras y distribuidoras.

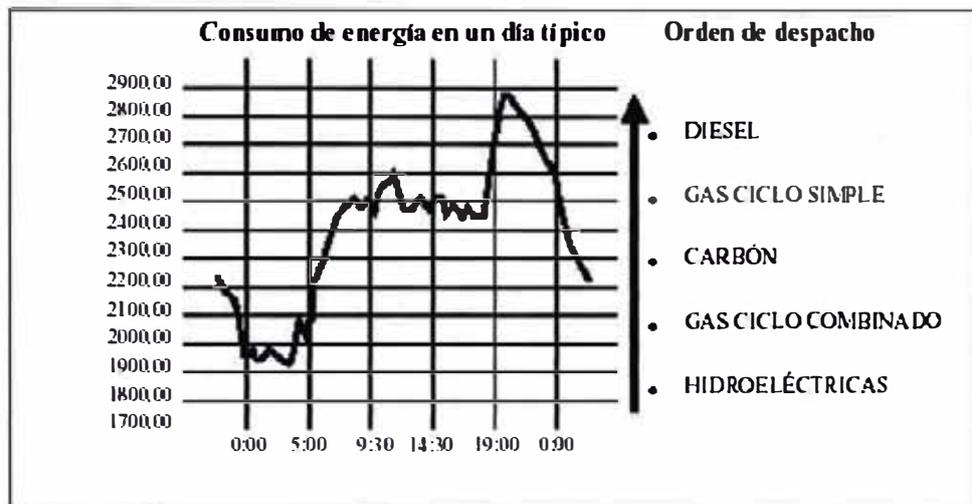
En el caso del mercado “spot”, el precio se fija con el “costo marginal instantáneo”, es decir, el costo de producción de la última planta que requiera despachar energía en requiera despachar energía en función a la demanda real. Este precio es registrado cada 15 minutos por el COES<sup>11</sup> sobre la base del ordenamiento de las empresas generadoras de forma tal

---

<sup>11</sup> Organización que agrupa a todos los generadores y que se encarga de la operación eficiente del sistema de generación eléctrica

que marque el precio la planta más eficiente disponible para cubrir la demanda por electricidad, en cada momento en el tiempo.

Figura 16 – Consumo de Energía según Combustible



Fuente: SI EE - BWS

Dado que las tarifas reguladas se basan en proyecciones de oferta y demanda por cuatro años y, considerando que Camisea está programado para llegar en agosto del 2004, las tarifas actuales ya están incluyendo en sus proyecciones en 2 de los 4 años, el funcionamiento de dos turbinas a gas operando en ciclo simple con gas de Camisea con una capacidad conjunta de 300MW. Sin embargo, a medida que nos acerquemos más a la fecha de llegada del gas de Camisea, este efecto sobre las tarifas debería profundizarse, debido a que pasarían a tomar un mayor porcentaje del horizonte temporal de 4 años utilizado por Osinerg (GART).

En el caso de los clientes libres, las tarifas van a seguir formándose a partir de la negociación entre los grandes clientes y las generadoras y distribuidoras, aunque ello no implica que Camisea no tendría efecto, ya que dichas negociaciones suelen partir del “benchmark” del mercado regulado y de las proyecciones futuras de las tarifas. Por último, el efecto de Camisea sobre el mercado spot, sólo de dará cuando la oferta efectiva surja, es decir, cuando una planta empiece a utilizar dicho gas.

Las objeciones de algunas generadoras eléctricas se derivan del hecho que se haya otorgado incentivos para promover el proyecto y que a su criterio, éstos deriven en distorsiones en el mercado. Así, la pregunta que naturalmente surge es si es correcto que algunos participantes del sector se vean perjudicados por la decisión de política energética de llevar adelante el proyecto de Camisea, no sólo para mejorar nuestra matriz energética y reducir así nuestra dependencia de hidrocarburos importados, sino hidrocarburos importados, sino fundamentalmente para que las tarifas eléctricas que enfrentan los usuarios, se reduzcan por la aplicación de un esquema determinado.

En general, la posición de los generadores privados críticos al uso del TOP<sup>12</sup>, puede resumirse de la siguiente forma: no están en contra de Camisea, ya que ésta siempre ha sido considerada en las proyecciones futuras, sino aducen una

---

<sup>12</sup> TOP: Contrato “Take or Pay” firmado entre Electroperú y Pluspetrol.

supuesta interferencia del Estado en el desarrollo del sector generación. De acuerdo a este argumento, el Estado no debe forzar el ingreso de una central de un tamaño determinado, de una tecnología determinada y en una fecha determinada. Esta debería ser una decisión privada de aquel que esté dispuesto a tomar el contrato TOP considerando su retorno esperado. Si el Estado fuerza el ingreso de un ciclo combinado, estaría decidiendo cuál es el retorno que deben percibir los generadores.

Los principales incentivos diseñados para llevar adelante el proyecto son:

Un contrato "Take or Pay" (TOP) con Electroperú, mediante el cuál este último se ve obligado a comprar un monto de 56 MMPCD de gas natural, los mismos que solamente podrán utilizarse para generar electricidad. Es decir, al operador del campo se le garantiza una demanda mínima.

Una garantía por red principal, mediante la cual los consumidores de electricidad deberán pagar un monto que garantice una rentabilidad de 12% al concesionario de la etapa del transporte, por el periodo de vigencia del contrato. Esta garantía la pagaría el usuario eléctrico al ser el beneficiado de la reducción de tarifas debido al ingreso del gas en la matriz energética (donde una parte de la reducción iría a pagar esta (garantía).

Una tarifa diferenciada del gas a "boca de pozo" según el tipo de cliente. Así, los que opten por utilizar gas para generar electricidad deberán pagar US\$ 1 dólar por millón

de BTU mientras que los clientes industriales pagarían US\$ 1.80 dólares por el gas a “boca de pozo”. La menor tarifa del gas aplicada a generación eléctrica permite el ingreso del mismo a la matriz energética, derivando en la reducción de tarifas que, de otra forma, no se produciría.

El sentido del contrato “Take or Pay” (TOP) es el de garantizar ingresos mínimos al operador de la etapa de explotación. Esta medida es explicable desde el punto de vista que el Estado tiene el derecho a determinar su política energética e incluso dar incentivos para que un proyecto tan importante como Camisea se concrete.

Adicionalmente, todo parece indicar que dicho contrato fue diseñado para ser transferido a Etevensa, empresa que cuenta con 2 plantas térmicas con una capacidad conjunta de 320MW y prácticamente listas para producir energía con gas a ciclo simple. Finalmente, es decisión de la empresa si decide tomar el TOP en la licitación pública que se está organizando.

Luego de un proceso de dos años, Electroperú optó recientemente por dejar en manos de Proinversión la tarea de licitar el TOP. El problema del TOP radica, entonces, en el esquema que finalmente se aplique y el impacto que éste tenga sobre las tarifas eléctricas.

## **CAPÍTULO III:**

### **ANÁLISIS DE LAS CINCO FUERZAS DE PORTER**

En base a los datos analizados verificamos cada uno de los puntos que sugiere la metodología de Michael Porter.

#### **III.1 Impacto en el sector hidrocarburos**

##### **III.1.1. Amenaza de competidores potenciales**

Entendemos como competidores potenciales a aquellas empresas que en la actualidad no participan en la industria de la refinación, pero tienen la capacidad de hacerlo si lo deciden. Esta capacidad está en función de la dificultad de las barreras de entrada, las cuales dependen de las siguientes fuentes. De hecho el caso más relevante es Camisea.

##### **III.1.2. Lealtad a la marca**

Si bien los productos que ofrece el sector refinación son muy difíciles de diferenciar ya que son muy genéricos, observamos que pequeña proporción de ellos si gozan de cierta preferencia y lealtad con respecto a otros productos energéticos o derivados del petróleo. Por

ejemplo, los asfaltos producidos por Conchán gozan de muy alto prestigio en el mercado latinoamericano, especialmente en los países de la Comunidad Andina a donde han sido exportados. En cuanto a los Petróleos industriales se tiene un cliente cautivo que es Quimpac (Química del Pacífico en Paramonga) que prefiere estos combustibles por su calidad con respecto a otros proveedores.

### **III.1.3. Ventajas de costo absoluto**

Estas ventajas surgen de técnicas de producción superiores. En este sentido, todo el sector de refinación en el país se encuentra con una desventaja en costo absoluto ya que opera con tecnología desfasada en comparación con el que se aplica a nivel mundial. Refinería Conchán es de complejidad 2, Refinería La Pampilla y Refinería Talara son de complejidad 3. El máximo grado de complejidad, todavía inexistente en nuestro país es 5.

Además, toda la tecnología de producción se encuentra anclada al petróleo, producto con muy pocas perspectivas de crecimiento a largo plazo en el Perú.

### **III.1.4. Economías de escala**

Todas las empresas del sector en estudio cuentan con altas economías de escala (entre ellas de diferente magnitud). A pesar de ello dudamos que esta sea una gran disuasión para posibles futuros competidores ya que estos últimos indudablemente apostarán por el desarrollo de otra tecnología basada en un producto energético alternativo. Este es el gas natural.

## **III.2 Rivalidad entre compañías establecidas**

El grado de rivalidad entre los competidores actuales depende básicamente de los siguientes factores:

### **III.2.1. Estructura competitiva**

El sector refinación es una industria consolidada con pocos participantes (Relapasa (Repsol-YPF), Maple Gas y Petroperú) con productos muy difíciles de diferenciar. Esta industria debe su actual estructura competitiva a los procesos de privatización que en la década de los 90's realizó el Estado Peruano.

En esta estructura actual es interesante observar el papel que juega Petróleos del Perú – PETROPERU en la regulación de los precios de los combustibles en el mercado nacional porque evita que éstos se incrementen desmesuradamente por la falta de competidores, ya que al ser este mercado relativamente pequeño, no facilita el acceso a muchos competidores que compitan libremente.

La falta de competidores podría originar un cierto “Dumping” entre los pocos productores o distribuidores para “manejar” los precios; sin embargo, el mantener a Petróleos del Perú - PETROPERU como empresa estatal, ha permitido que esto no suceda, ya que al no poder participar PETROPERU se rompe las posibilidades de concertar precios.

El lado negativo de este contexto es que en ocasiones el estado ha intervenido y ha subsidiado el combustible generando pérdidas a Petroperú.

### III.2.2. Condiciones de demanda

En el corto plazo se observa una creciente demanda nacional por productos derivados del petróleo, tendencia que se ha venido observando desde los últimos 3 años. Esta demanda ha generado incluso la importación de productos terminados por parte de las refinerías, ya que éstas poseen las instalaciones adecuadas para recibirlos y almacenarlos de los buques tanque.

En el corto plazo el inicio de las actividades de explotación, transporte y comercialización del gas de Camisea repercutirán negativamente en los niveles de procesamiento de las refinerías, ya que al ser éste un combustible más eficiente y barato, desplazará a los petróleos industriales como combustible. Por ello es necesario que las empresas inviertan en otros procesos que les permita un mejor aprovechamiento de los residuales<sup>13</sup>, por ejemplo como carga para Visbreaking, Craqueo Catalítico, Reformación Catalítica, etc., procesos donde el residual es convertido en gasolinas, diesel, etc. es decir, productos de mayor valor agregado.

### III.2.3. Barreras de salida

Este factor representará una seria amenaza competitiva cuando decline la demanda de los productos de este sector industrial. La excesiva capacidad productiva resultante de una poca demanda podría desencadenar una fuerte competencia de precios en donde la empresa con mayores economías de escala sobrevivirá.

---

<sup>13</sup> Los Petróleos Industriales en el sector petrolero también son llamados Residuales

Asimismo, hay que tener en cuenta la posible aceptación del Perú de la propuesta del Banco Mundial para la “Armonización de las Especificaciones de los Combustibles en América Latina y el Caribe” con el fin de mejorar los estándares de combustibles al 2005. Estos estándares, aparte de significar una serie de altas inversiones en capital, implicarían el cierre de refinerías con capacidades menores a 50MBD (lo que comprende a Conchán e Iquitos).

### **III.3 El poder de negociación de los compradores**

Los clientes del sector refinación, en general, están constituidos por:

- Distribuidores mayoristas (31%).
- Estaciones de servicio independientes (33%).
- Clientes de los Sectores Minería, Petróleo, Agropecuario, Pesquero, Industrial, Construcción, Transporte, Servicios Públicos, Fuerzas Armadas y otros (36%).

En la actual coyuntura una alta proporción de los distribuidores mayoristas tiene un alto poder de negociación (que se traduce en mejores condiciones de pago y calidad de los productos y los servicios).

A los demás compradores de este sector industrial se les puede considerar menos poderosos por las siguientes circunstancias:

- Las empresas refinadoras no dependen de ningún comprador en especial, en un gran porcentaje de sus pedidos, debido a la gran cantidad de productos diversificados que ofrecen.

- Los compradores son muchos y de poca magnitud con respecto a las refinadoras.
- Mayormente adquieren los productos en cantidades poco considerables (en términos relativos con respecto a las refinadoras). De esta manera son muy pocos los compradores que puedan utilizar su poder de adquisición para negociar reducciones de precios.
- Los comercializadores mayoristas que no están integrados verticalmente no pueden usar esta amenaza como instrumento de reducción de precios.
- Los compradores no pueden cambiarse a productos sustitutos o alternativos sin incurrir en altos costos (sin embargo en el mediano plazo sí lo podrán hacer a través de la industria del gas).

#### **III.4 El poder de negociación de los proveedores**

Se ha determinado que el costo total de adquisición de los insumos en relación con el precio de ventas para todo el sector esta en el orden del 55%.

A estos proveedores se los puede clasificar en:

- Suministradores de crudo.
- Proveedores de suministros.
- Proveedores de otros materiales.

El poder de negociación de cada uno de estos proveedores varía considerablemente. Así tenemos:

### III.4.1. **Suministradores de crudo**

Si bien en el caso de los proveedores de crudo hay pocos sustitutos y este es de vital importancia para la compañía, en el mercado nacional no hay prácticamente otros clientes a quienes venderlo. Sin embargo, existe la posibilidad de su exportación, como ha sucedido en los últimos años después de privatizados los campos productores de Petróleo, lo cual ha obligado a PETROPERU a depender cada vez más de la importación, agravado por la disminución de la producción nacional.

Por otra parte, el hecho que la producción este en manos privadas determina que el precio del Petróleo, sea nacional o importado, no cambie porque el mismo es fijado por indicadores internacionales. La única diferencia es el costo en el transporte porque el flete se incrementa notoriamente cuando se tiene que importar: Esto último puede reducirse significativamente si se modifican las instalaciones para recibir buque de mayor capacidad tipo "PANAMAX". Actualmente, Refinería Conchán esta adecuando las instalaciones del amarradero y su capacidad de tancaje para concretar esta opción.

Debido a la poca diferenciación del producto, el sector Refinación no enfrenta costos por cambiar de proveedores.

En este caso, dado que las refinerías no dependen de ningún importador en especial para la adquisición del petróleo, en un gran

porcentaje de sus pedidos, se considera que el poder de negociación de los suministradores de crudo no afecta considerablemente a PETROPERU y por ende a refinería Conchán.

#### **III.4.2. Proveedores de suministros**

Los suministros que requiere la refinería, debido a su limitada capacidad de procesamiento, para cubrir la demanda del mercado que actualmente atiende, son principalmente diesel y kerosene. En menor proporción gasolina de alto octanaje.

Estos productos, en los volúmenes requeridos no son producidos por la competencia nacional por lo tanto deben ser importados.

Por razones similares indicadas en el caso del crudo, podemos afirmar que el poder de negociación de los proveedores de suministros no afecta considerablemente a PETROPERU.

#### **III.4.3. Proveedores de otros materiales**

Los materiales restantes que utilizan las refinerías tienen que ver con los insumos utilizados durante los procesos, como por ejemplo: soda cáustica para neutralizar los productos corrosivos; o aditivos, como sulfito de sodio para eliminar el remanente de oxígeno en el agua alimentada a los calderos para producir vapor.

También debemos considerar en este rubro, los materiales utilizados para el mantenimiento de los equipos e instalaciones, como válvulas,

soldadura, etc.

Todos estos materiales son de fácil adquisición, por lo tanto, los proveedores no tienen mayor poder de negociación que pudiera afectar a PETROPERU.

### III.5 La amenaza de productos sustitutos

Podemos considerar como productos sustitutos a las demás fuentes de energía mediante los cuales se abastece el consumo energético en el mundo (el petróleo y sus derivados satisfacen el 40% de la demanda mundial):

- Carbón            27%
- Gas                23%
- Nuclear           7%
- Hidráulica        3%

De estos el más cercano y de incidencia a corto plazo es el gas natural de Camisea.

#### III.5.1. Carbón

En el Perú, básicamente la única industria que utiliza el carbón en gran cantidad para su proceso es Cementos Lima, debido en parte porque los aranceles para su importación son bastante bajos y que la quema de este combustible produce residuos que incrementan el volumen de producción de clinker. Sin embargo, de eliminarse esta facilidad, tendría que verse obligado a utilizar otras fuentes

energéticas. Actualmente solamente podría utilizar residuales hasta que el gas de Camisea llegue a la costa.

Adicionalmente, debemos tener en cuenta que el carbón existente en el Perú no es el más adecuado para los procesos industriales en gran escala. En el pasado se desarrollaron unas “briquetas” de carbón para incentivar el uso del mismo con resultados poco alentadores.

### III.5.2. **Gas**

En los últimos años las exploraciones realizadas buscando petróleo no han logrado obtener grandes resultados. La producción actual de petróleo es muy inferior a los requerimientos actuales de energía y este déficit se irá incrementando debido a un constante aumento de la demanda en el país.

El gas es una fuente energética con grandes ventajas sobre otros tipos, tanto por su costo como por su calidad y limpieza. No necesita contar con lugares de almacenamiento así como tampoco requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales.

El gas tiene grandes ventajas para ser utilizado como insumo para la industria siderúrgica (hierro esponja) y petroquímica (etanol, metanol, amoníaco, etc.), como combustible para la generación eléctrica, para su utilización en hornos de calentamiento en la industria, etc., aparte de jugar un importante papel en el consumo energético doméstico y en la sustitución de combustibles en nuestro parque automotor.

En vista que las reservas probadas oficiales del área de Camisea, en energía equivalente, prácticamente equivalen a seis veces nuestras actuales reservas de petróleo, se considera que ésta proporcionará la energía necesaria que el país requiere para lograr su desarrollo.

El sector en el cual incidirá inmediatamente será en el eléctrico y a medida que vaya desarrollándose, la alternativa de proveer a los hogares también consumirá volúmenes expectantes. Existe el proyecto de exportar gas natural licuado. Esta alternativa es evaluada por Pluspetrol como contingencia al bajo nivel de consumo de gas natural en los sectores primarios.

### **III.5.3. Nuclear**

La generación de energía nuclear en el país es muy limitada, solamente esta abocada a la producción y exportación de radioisótopos (especialmente el Samario - 153) para aplicaciones médicas, industriales, hidrológicas, etc. Su actual objetivo (vía el IPEN) es producir una mayor variedad de radioisótopos para exportación mediante la operación continua del reactor RP-10.

### **III.5.4. Hidráulica**

La producción de energía hidráulica es relativamente barata una vez construidas las centrales eléctricas pero está sujeta a que en la naturaleza existan las caídas de agua apropiadas, y contar, además,

con los recursos económicos porque la inversión inicial es sumamente cara, razón principal para que en el Perú no haya crecido su producción a mayores niveles. Para que la construcción de una central hidroeléctrica sea atractivamente económica debe tener un costo de inversión por megawatt no mayor de USD 1,200. La Ley de Concesiones Eléctricas cumple un rol fundamental en la promoción de nuevas inversiones.

### III.6 Medio Ambiente

Refinería Conchán desarrolla permanentemente sus actividades en concordancia con la política de protección ambiental de PETROPERU que le permite minimizar cualquier efecto negativo en el medio ambiente. Asimismo, continua con las inversiones destinadas a adecuar las instalaciones conforme a la legislación vigente, para cumplir con los programas de adecuación ambiental suscritos con la Dirección General de Hidrocarburos.

Entre los lineamientos más importantes de la política de Petróleos del Perú sobre protección ambiental, tenemos:

- Optimizar el uso de los recursos naturales durante la realización de sus actividades.
- Prevenir el deterioro ambiental que podrían producir sus actividades, productos y servicios futuros.
- Mejora progresiva de la prevención y control del deterioro ambiental crónico producido por sus actividades y productos.
- Reducción progresiva del pasivo ambiental resultante de actividades anteriores.

- Minimizar el deterioro ambiental que pudieran producir eventuales accidentes y su mitigación oportuna.
- Plena identificación de la Administración con los compromisos ambientales adquiridos.
- Compromiso de todos los trabajadores de mantener una actitud diligente respecto a los asuntos ambientales.
- Contribución a los esfuerzos de la sociedad en general, dirigidos a la motivación y toma de conciencia sobre los asuntos ambientales, y a la efectiva protección del ambiente.

## **CAPÍTULO IV:**

### **PROPUESTA**

En los capítulos previos hemos podido analizar el contexto en el cual se encuentra la Refinería Conchán. Actualmente enfrenta la competencia de Repsol-YPF en todos los mercados en los cuales se encuentra. Esta competencia se está trasladando hacia adelante, es decir tanto Petroperú como Repsol-YPF, están tratando de integrarse hacia adelante con diferentes estrategias que tratan de cubrir la mayor cantidad de grifos de Lima. Por otro lado el 2004 ya Camisea entra al mercado, inicialmente su efecto será en el sector eléctrico ya que regirá el contrato Take or Pay con Electroperú. En paralelo Camisea, tratará de abastecer clientes que consumen grandes cantidades de combustible, reemplazando principalmente el petróleo industrial del mercado, Refinería Conchán recibirá un efecto negativo porque algunos de sus clientes optarán por reemplazarlo por gas natural.

Además, una vez que esté operativa la planta de fraccionamiento en Pisco, habrá una oferta adicional de aproximadamente 2700 barriles por día entre kerosene y diesel, volumen que pensamos puede ser fácilmente absorbido por el mercado ya que mensualmente se importan volúmenes mucho mayores a estos. El resultado será la menor importación de estos combustibles y dependiendo a quién afecte

con su ingreso al mercado, Repsol o Petroperú, dejará de percibir el margen por barril de estos productos dejados de vender.

Internamente Petroperú tiene problemas que no facilitan las inversiones en mejores procesos. Si observamos el presupuesto de inversiones veremos que Refinería Conchán no tiene ninguna inversión prevista que implique prepararse ante las posibles incidencias de Camisea. Según las consultas que realizamos a los directivos<sup>14</sup>, hay dos explicaciones para esto: a) que aunque se generen utilidades, éstas son destinadas por el gobierno a otras prioridades y b) que cualquier nueva inversión propuesta debe ser aprobada por organismos burocráticos que rigen las empresas productivas estatales, quienes al no conocer las necesidades de Petroperú no facilitan las inversiones.

Lo que queda es realizar mejoras que no involucren inversión. Este es el contexto actual de Refinería Conchán.

Analizaremos una mejora que se está tratando de dar actualmente en la Refinería esta es: ***“La Transferencia de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad”***

#### IV.1 Antecedentes

Petroperú, del conjunto de refinerías con las que cuenta, tiene dos ubicadas en la costa: Refinería Talara y Refinería Iquitos. Estas dos abastecen en general a toda la costa peruana y desde allí a la sierra. La competencia directa es Refinería La Pampilla.

---

<sup>14</sup> Se hizo una entrevista al Gerente de Refinería Conchán. Además uno de los integrantes del grupo trabaja en la empresa por lo cual es posible tener información relevante sobre esto.

- Algunos datos relevantes de la Refinería Talara son:

Inicio de Operaciones	: 1917
Ubicación	: Provincia de Talara, Piura
Capacidad de Procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria	: 62 000 BPD (Barriles por día)
Unidad de Destilación al Vacío	: 24 000 BPD
Unidad de Craqueo Catalítico FCC	: 19 000 BPD
Unidad Merox	: 10 000 BPD
Planta de Bases Lubricantes	: 1 200 BPD
Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	: 992 000 Bbls (Barriles)
Productos	: 2 560 000 Bbls

Por otro lado Refinería Conchán tiene su Unidad de Destilación Primaria y su Unidad de Destilación al Vacío. Estas dos unidades están actualmente subutilizadas y en ningún momento se ha buscado la complementariedad con al Refinería Talara en sus operaciones para que sean más competitivas como conjunto respecto a Refinería La Pampilla o ante el nuevo contexto que presentará a partir del 2004 el Gas de Camisea.

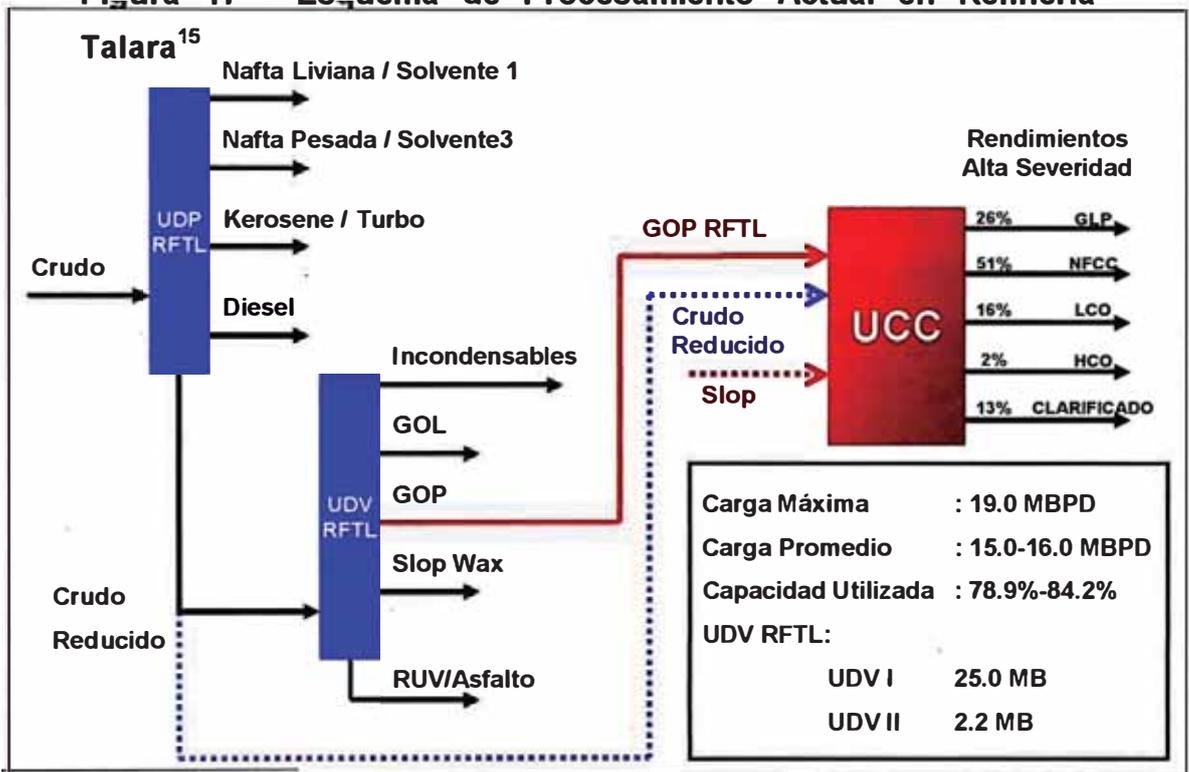
## IV.2 **Análisis de las Operaciones**

Se analizarán puntos importantes que tengan que ver o que tengan relevancia con la propuesta. Analizamos la refinería Talara pues juega un papel importante en la propuesta final.

### IV.2.1. Operaciones en Refinería Talara

Es necesario, para tener un enfoque claro de la propuesta analizada, conocer las operaciones de la Refinería Talara. Ya se ha descrito las características de sus principales equipos y en la Figura 17 se presenta las operaciones como se llevan actualmente.

**Figura 17 - Esquema de Procesamiento Actual en Refinería**



<sup>15</sup> UDP RFTL: Unidad de Destilación Primaria de Refinería Talara

UDV RFTL: Unidad de Destilación al Vacío de Refinería Talara

GOL: Gasóleo Liviano

GOP: Gasóleo Pesado

RUV: Residual de Vacío

UCC: Unidad de Craqueo Catalítico

NFCC: Nafta Craqueada

GLP: Gas Licuado de Petróleo

HCO: Aceite Clarificado

La Refinería Talara tiene un esquema de procesamiento similar a Refinería Conchán, con la diferencia que tiene poco más de cuatro veces su capacidad de procesamiento y una unidad adicional que es la Unidad de Craqueo Catalítico UCC.

La Refinería Talara tiene un problema en cuanto al dimensionamiento de su equipamiento. El cuello de botella de todo su proceso son sus Unidades de Destilación al Vacío (UDV RFTL). Es decir que del total de producción de su Unidad de Destilación Primaria (Crudo Reducido) no todo puede ser procesado por la Unidad de Destilación al Vacío teniendo que ser enviado en parte a la Unidad de Craqueo Catalítico (UCC) y lo demás como residual que posteriormente será exportado previa conversión a un petróleo industrial comercial (petróleo industrial 6 o 500).

Entonces hemos identificado que la Refinería Talara no tiene una suficiente capacidad de procesamiento en su Unidad de Destilación al Vacío. Esto acarrea un problema o pérdida de oportunidad adicional, que la Unidad de Craqueo Catalítico UCC diseñada para trabajar a 19.0 MBPD<sup>16</sup> no opera a su máxima capacidad, solo opera entre 15.0 a 16.0 MBPD a un 84% de su capacidad de procesamiento de diseño.

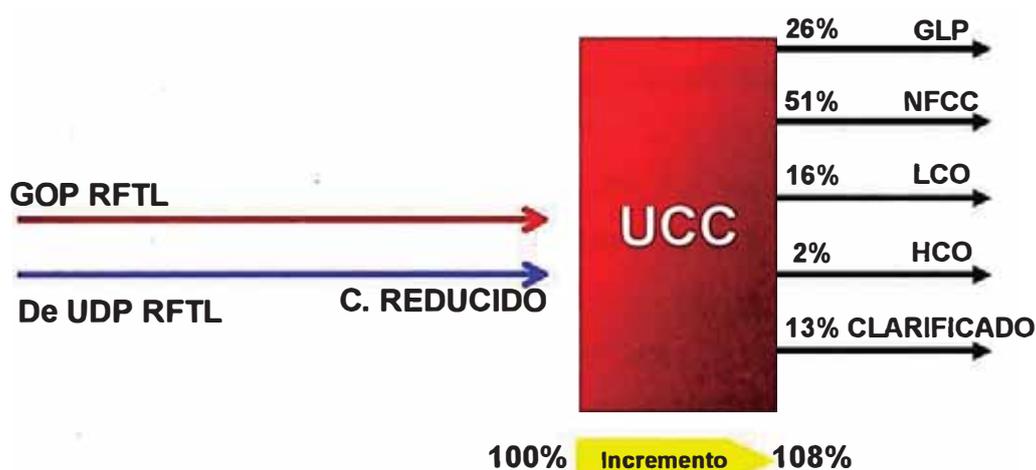
La carga (o materia prima) principal de la Unidad de Craqueo Catalítico es el Gasóleo Pesado (GOP) producido en la Unidad de

---

<sup>16</sup> MBPD: Miles de Barriles Por Día

Destilación al Vacío. La producción de GOP que se tiene no es la suficiente para trabajar a máxima capacidad. Esto es una pérdida de oportunidad ya que no se pueden tener productos de mucho mayor valor agregado que generarían mayores ingresos a la empresa. Adicionalmente, a la carga de GOP se inyecta, en pequeñas proporciones, de casi 5% crudo reducido. Estas dos materia primas son relativamente baratas.

**Figura 18 – Procesamiento en Unidad de Craqueo Catalítico**



Como productos del procesamiento del Gasóleo Pesado en la Unidad de Craqueo Catalítico, de mayor valor agregado en el mercado, se obtienen:

**Gas Licuado de Petróleo (GLP)**, en un 26% del total. El GLP es un producto que se importa para el mercado local, su mayor producción implica dejar de importar este producto.

**Nafta Craqueada (NFCC)**, con un 51%, esta es una gasolina que tiene un octanaje entre 92 y 94 RON. Como comentamos en capítulos anteriores nuestro país es superavitario que en consecuencia debe exportar. Al haber una mayor producción Petroperú tendrá que exportarla pero definitivamente a un mejor precio que si exportase GOP que tiene un menor precio en el mercado spot.

**LCO**, con 16%, es un aceite cíclico ligero que tiene unas características intermedias entre el kerosene y el diesel. Una parte de este producto es enviado al diesel y vendido como tal y otra parte es usada como mezclas de los petróleos industriales.

**HCO**, con 2%, es un aceite cíclico pesado que es enviado como mezcla de los petróleos industriales (6 o 500)

**Clarificado**, con 13%, también es un aceite pero de mayor viscosidad que el HCO. Tiene una viscosidad de 150 cst @ 50 °C. Si lo comparamos con un petróleo industrial 6 es menor ya que tiene 630 cst @ 50 °C. Este concepto lo explicaremos posteriormente.

Algo adicional y muy importante es que el procesamiento en la Unidad de Craqueo Catalítico genera un **incremento de volumen de un 100% a un 108%** (más no así de masa que es la misma antes y después). Si tenemos en cuenta que los combustibles se venden por volumen y no por masa hay un 8% adicional de productos que al final se convierten en ingresos.

## IV.2.2. Operaciones en Refinería Conchán

Ya se ha descrito previamente las operaciones de Refinería Conchán, aquí trataremos de puntualizar algunos aspectos que tendrán incidencia en la propuestas.

### IV.2.2.1. Esquema de procesamiento tradicional

El esquema de procesamiento actual, que lo llamamos tradicional, implica procesar crudo en su Unidad de Destilación Primaria en donde se extraen los productos más ligeros de la destilación. Este Crudo Reducido es enviado a la Unidad de Destilación al Vacío en donde se tratan de extraer productos como:

**Nafta**, este es un producto que se envía a los inventarios de diesel, es decir, finalmente es valorizado a precio de diesel.

**Gasóleo Liviano (GOL)**, es otro producto similar al diesel que también es enviado a los inventarios de diesel.

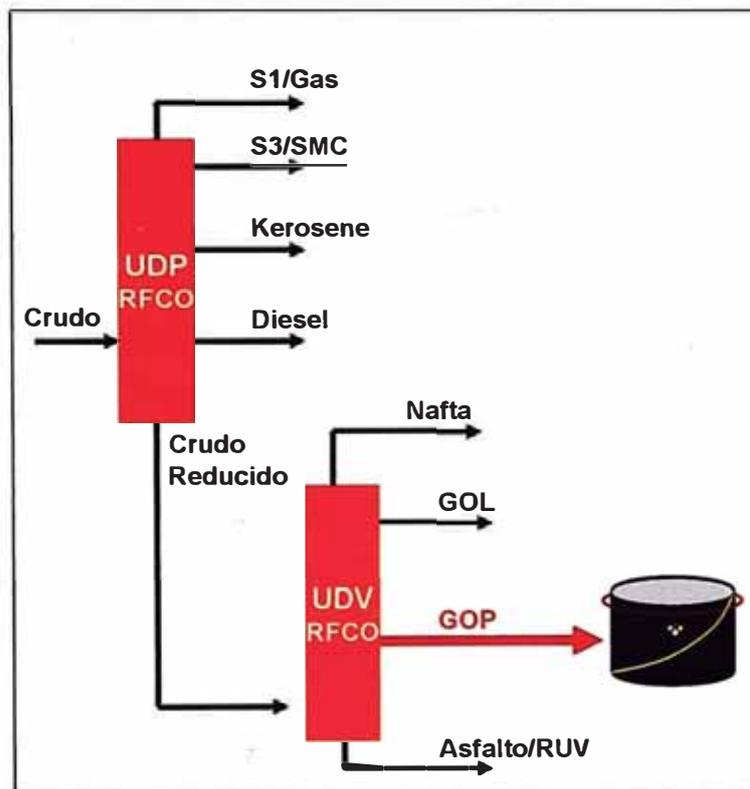
**Gasóleo Pesado (GOP)**, es un producto que al ser extraído es enviado a los inventarios de los petróleos industriales.

**Residual de Vacío (RUV)**, es un insumo utilizado en la preparación de petróleos industriales. Tiene la característica de que es un producto muy pesado con características de asfalto. Para que se pueda vender como petróleo industrial

es necesario mezclarlo con otros productos llamados material de corte (gasóleo pesado, kerosene o diesel).

Los parámetros de operación varían en función del producto que se quiera extraer. En este caso se trabajan a parámetros de operación normales en la Unidad de Destilación al Vacío (la temperatura de ingreso a esta unidad es de 700 °F).

**Figura 19 - Esquema de Procesamiento Actual de Refinería Conchán**

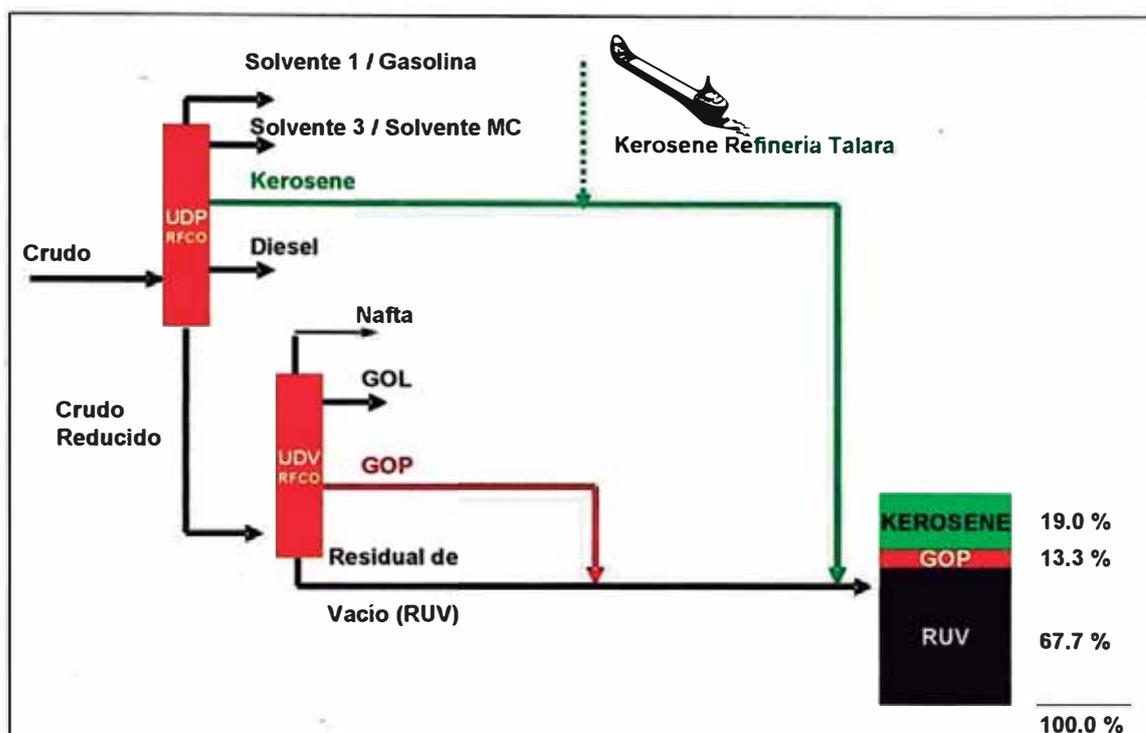


#### **IV.2.2.2.Método de preparación de los petróleos industriales en Refinería Conchán**

Los Petróleos Industriales son productos compuestos básicamente de dos componentes: residual de vacío y material de corte. Como mencionamos este material de corte pueden ser el gasóleo pesado (GOP), kerosene o diesel.

Al preparar, por ejemplo el petróleo industrial 6 se utilizan productos de la Unidad de Destilación al Vacío: Residual de Vacío (producto demasiado viscoso para ser utilizado industrialmente) y gasóleo pesado (producto ligero y que puede ser usado en otras operaciones que brindan mayor valor agregado). La mezcla en porcentajes de 67.7% y 13.3% no dan un producto en especificación, es necesario adicionarle un 19.0% de kerosene. Este kerosene puede ser lo producido en la Unidad de Destilación Primaria de la misma refinería o proceder de la Refinería Talara o de importación.

**Figura 20 - Método de Preparación de Petróleo Industrial 6**



### IV.3 Nuevo esquema propuesto

Se han identificado puntos de complementariedad. Hemos identificado que la Unidad de Craqueo Catalítico UCC de Refinería Talara no trabaja a máxima capacidad. No tiene la suficiente carga, Gasóleo Pesado (GOP), para maximizar su capacidad de procesamiento y obtener productos de mayor valor agregado.

Por otro lado la Refinería Conchán si produce Gasóleo Pesado (GOP) pero es enviado a los inventarios de los Petróleos Industriales, como componente en su preparación. Además sus parámetros de operación son estándares.

Entonces la propuesta es muy lógica: **Enviar el Gasóleo Pesado a Refinería Talara para su procesamiento en su Unidad de Craqueo Catalítico** y obtener productos de mayor valor agregado. Pero esto tiene otras implicancias que analizaremos posteriormente.

#### **IV.3.1. Transferencia de gasóleo pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara**

Como mencionamos el fondo de la propuesta es transferir o enviar el Gasóleo Pesado (GOP de Refinería Conchán a Refinería Talara). Para ello se deben de incidir en los siguientes puntos:

##### **IV.3.1.1. Optimizar la producción de gasóleo pesado en Refinería Conchán**

Este producto de la Unidad de Destilación al Vacío tiene un rendimiento de 10.47%. Es decir de 1000 barriles que se suministran a la planta se produce 105 Barriles de GOP.

Las primeras semanas de mayo se han estado realizando pruebas para obtener mayores rendimientos de GOP, para ello se ha modificado una variable importante que es la temperatura de ingreso a la columna de Destilación al Vacío. Esta era en operación estándar de 700 °F, se ha elevado a 810 °F, es decir la severidad en la operación de los equipos se ha incrementado. Ha esta nueva operación se la ha llamado **Operación Visbreaking-Baja Severidad** porque se

han obtenido resultados ligeramente similares a una Operación de Visbreaking<sup>17</sup>.

Esto ha permitido incrementar los rendimientos de Gasóleo Pesado de 10.47% a 17.10%. Es decir, hay una mayor producción que será enviada a Refinería Talara.

Este incremento de temperatura en la temperatura de ingreso de la Unidad de Destilación al Vacío implica además mayores riesgos ya que la metalurgia de los equipos está trabajando al límite de sus especificaciones técnicas. Esto implica que se incida en un mejor Mantenimiento Predictivo y Preventivo.

#### **IV.3.1.2. Transporte a Refinería Talara**

El GOP producido tiene que ser almacenado hasta tener volúmenes económicamente transportables. Para ello se debe destinar por lo menos un tanque de almacenamiento de 30 mil barriles.

El medio de transporte a Refinería Talara es mediante buques tanque. Hemos mencionado que la Refinería Conchán se abastece de crudo o productos mediante buques tanque atendiéndolo en su amarradero submarino. Se aprovecharán estos buques para transportar el GOP a Talara. El volumen mínimo de transporte es por lo general

---

<sup>17</sup> En el Capítulo II, 3.3.2.1. hay una mejor referencia sobre este proceso.

de 20 mil barriles. El costo de transporte es de US\$ 1.57 por barril, en este caso por aprovechar el falso flete será menor, pero para la evaluación económica se tomará el valor normal.

Refinería Talara cuenta con instalaciones similares a Refinería Conchán para la recepción del GOP enviado.

#### **IV.3.1.3. Nuevo método de preparación de petróleos industriales en Refinería Conchán**

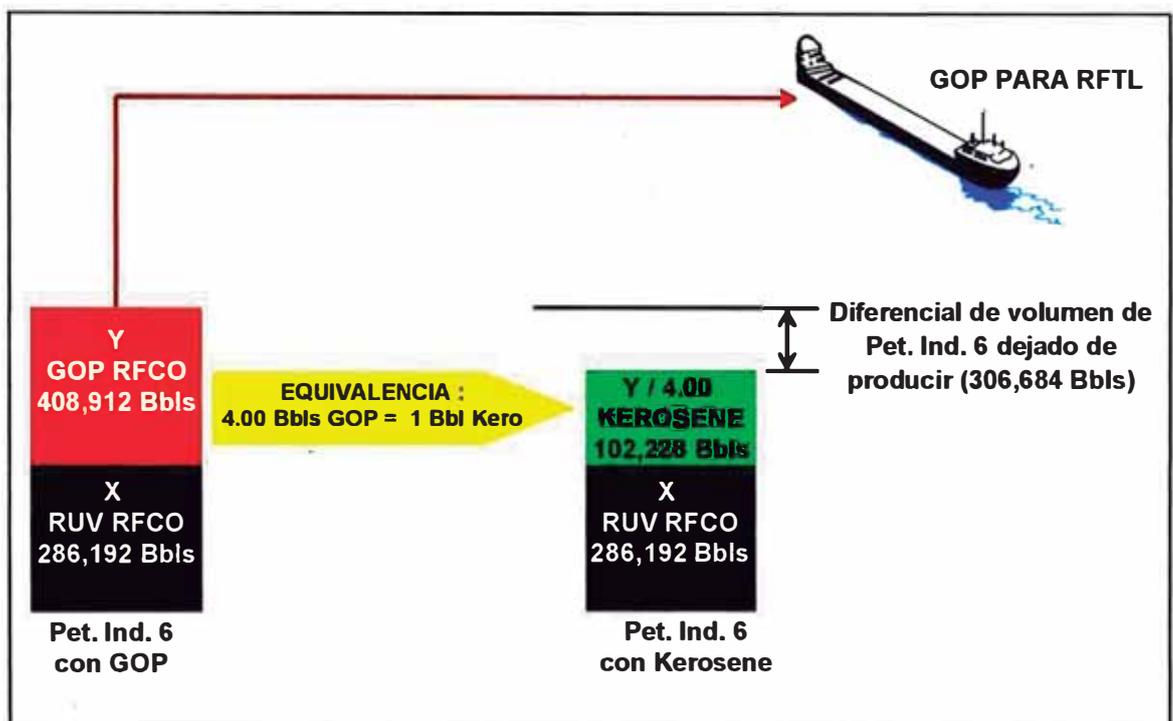
Ya mencionamos que el Gasóleo Pesado (GOP) era un componente en la preparación de los Petróleos Industriales que comercializa Refinería Conchán.

Al enviarse a Refinería Talara debe ser reemplazado por otro material de corte. Este material de corte será el kerosene o diesel.

Al ser reemplazado por kerosene hay un volumen de residual 6 que se estaría dejando de producir. Se ha calculado que anualmente este volumen sería de 306,684 barriles. Este efecto es porque las propiedades físicas del kerosene y del GOP hacen que haya una equivalencia entre estas de 1 a 4 con respecto a su efecto de material de corte. En el año se podrá enviar 408,912 barriles de GOP a Refinería Talara y este deberá ser reemplazado por 102,228 barriles de kerosene. El menor volumen dejado de producir

de Petróleo Industriales se alinea con el objetivo ante la llegada de Camisea que reducirá el consumo de estos productos.

**Figura 21 - Nuevo Método de Preparación de los Petróleos Industriales**



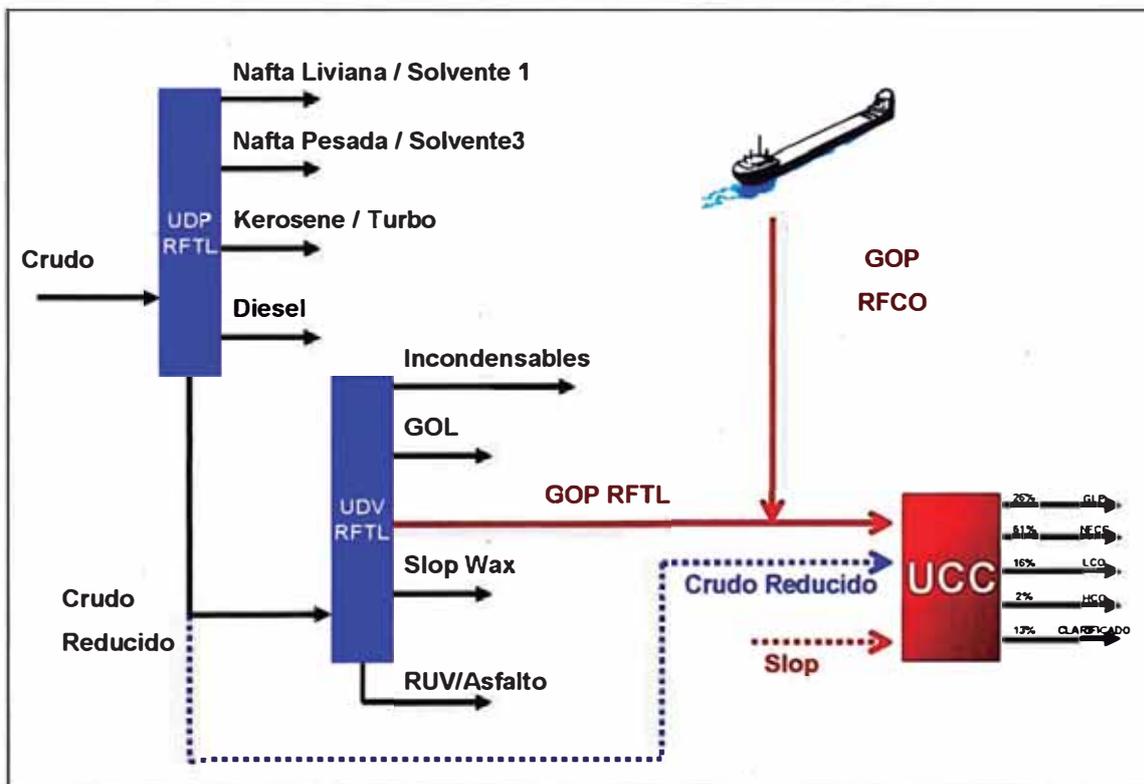
El efecto de material de corte significa que para llevar al Residual de Vacío (RUV) a las propiedades de un Petróleo industrial 6 es necesario mezclarlo con materiales más livianos. Si se mezclase con GOP, por ejemplo sería necesario 4 barriles. Pero si se mezclase con kerosene sería necesario solo 1 barril de kerosene para que el Residual de Vacío tome las propiedades de un Petróleo Industrial 6.

Este material de corte puede ser un 100% de kerosene, se analizará el efecto de la escasez de kerosene y se tendrá que mezclar con diesel en diferentes proporciones: 80% kerosene + 20% diesel, 70% kerosene + 30% diesel. La restricción del uso del kerosene (que económicamente es más conveniente) es su efecto sobre una propiedad física del petróleo industrial que es su punto de inflamación.

#### IV.3.2. Procesamiento del GOP en Refinería Talara

Una vez que se ha enviado desde Refinería Conchán a Refinería Talara queda la operación de procesar en su Unidad de Craqueo Catalítico UCC.

Figura 22 – Nuevo esquema de procesamiento de GOP en Talara



Entonces este GOP adicional tendrá efectos en la Refinería Talara. Básicamente habrá un mayor aprovechamiento de su capacidad de procesamiento ya que en el año tendrá que procesar 408,912 barriles adicionales de GOP lo cual incrementará su capacidad de procesamiento hasta 17.0 a 18.0 miles de barriles por día.

El mayor procesamiento permitirá producir mayor cantidad de GLP, NFCC, LCO, HCO y Clarificado. Productos de mayor valor agregado que el Gasóleo Pesado utilizado como carga a su Unidad de Craqueo Catalítico.

Por lo tanto se logra complementariedad y mayor eficiencia operativa entre la Refinería Talara y Refinería Conchán.

#### **IV.4 Análisis económico de la propuesta**

Esta nueva propuesta tiene incidencias económicas en la corporación Petroperú, para ello se analizará según los siguientes efectos que genera la propuesta:

- La transferencia por Buques Tanque de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara implica comprar Kerosene u otro material de corte que reemplace al GOP. Este es un gasto que se carga al proyecto propuesto. Se asume que se importará kerosene a precio paridad de importación de US\$ 49.59 dólares por barril, se tendrá que importar 102,228 barriles al año. El diesel se valoriza a US\$ 47.21 dólares por barril.

- Ya que Camisea todavía no abastece al mercado peruano se tendrá que cubrir el Petróleo Industrial dejado de producir: 306,684 barriles anuales. Para ello se tendrá que incrementar el nivel de procesamiento de la Refinería Conchán en aproximadamente 1.3 mil barriles por día. Esto genera ingresos adicionales ya que el margen de refinación<sup>18</sup> de Refinería Conchán es de US\$ 1.76 por barril de crudo procesado. Este incremento disminuirá a medida que Camisea vaya ingresando al mercado y reemplazando al Petróleo Industrial.
- El traslado geográfico desde Conchán a Talara por Buque Tanque implica un costo por barril transferido de US\$ 1.57. Este precio es el que cobra la compañía Petrolera Transoceánica<sup>19</sup> a Petroperú por el manipuleo y traslado de hidrocarburos en sus buques tanque desde Conchán a Callao. Para efectos de hacer más conservador el proyecto se asumirá este costo, aunque en la realidad este debe ser menor ya que se aprovecharán los buques tanque que ya están transitando en el litoral.
- Este GOP tendrá que ser procesado en la Unidad de Craqueo Catalítico UCC de Refinería Talara. El costo variable de procesamiento es de US\$ 0.78 dólares por barril de GOP procesado. Este costo es básicamente por el catalizador que se usa en estas unidades. Los productos que se obtendrán serán GLP, NFCC, LCO, HCO y Clarificado

---

<sup>18</sup> Margen de Refinación, este es un concepto muy usado en la industria refinera. Indica las ganancias que se tiene por procesar un barril de petróleo en una refinería dada.

<sup>19</sup> Petrolera Transoceánica se formó en el año 1996 con los buques tanque que se privatizó de Petroperú: B/T Trompeteros, B/T Capahuari, B/T Isabel Barreto. Actualmente esta empresa se ha instalado en Panamá por los beneficios tributarios que este país brinda y se ha convertido en proveedor de Petroperú. Adicionalmente hay un contrato para el uso de buques tanque de la Marina de Guerra: BAP Talara y BAP Lobitos. Estos buques circulan por todo el litoral y están al servicio de los requerimientos de Petroperú.

Seguidamente se presenta un resumen de las principales variables que intervendrán en la evaluación económica:

Los precios internacionales (de paridad ya sea de exportación o importación) a mayo de las materia primas (o cargas) y de los productos que se obtendrán en la Unidad de Craqueo Catalítico UCC de refinería Talara son los siguiente:

<b>GLP (Incluye Flete RFTL-Callao)<sup>1</sup></b>	USD/Bbl	33.02
<b>Kerosene<sup>1</sup></b>	USD/Bbl	49.59
<b>Diesel 2 TI<sup>1</sup></b>	USD/Bbl	47.21
<b>Pet. Ind. 6<sup>2</sup></b>	USD/Bbl	26.65
<b>NFCC<sup>2</sup></b>	USD/Bbl	38.55
<b>GOP<sup>3</sup></b>	USD/Bbl	35.00
<b>Crudo Reducido<sup>4</sup></b>	USD/Bbl	26.65
<b>Clarificado<sup>4</sup></b>	USD/Bbl	29.34
<b>LCO<sup>5</sup></b>	USD/Bbl	48.40
<b>Flete RFCO-RFTL</b>	USD/Bbl	1.57
<b>Flete RFTL – Callao (GLP)</b>	USD/Bbl	3.14

<sup>1</sup> Precio de Importación

<sup>2</sup> Precio de Exportación

<sup>3</sup> Precio de Transferencia

<sup>4</sup> Valorizado en Base a Pet. Ind. 6

<sup>5</sup> Valorizado en Base a Kerosene y Diesel 2 TI

Se asume que lo producido en Talara reemplazará los productos importados (GLP, Kerosene, Diesel 2) y los excedentes serán exportados (Petróleo Industrial 6).

Otros datos importantes para la evaluación económica son los siguientes:

### Datos Refinería Conchán

<b>Carga RFCO – Crudo Loreto<sup>20</sup></b>	8000 MBPD
<b>Días Operativos Año (Op. Máx GOP)<sup>21</sup></b>	254
<b>Días Operativos Año (Op. Asfalto)</b>	96
<b>Días Mantenimiento Año<sup>22</sup></b>	15
<b>Rendimiento<sup>23</sup> GOP (Op. Máx GOP)</b>	17.10 % vs 10.48 %
<b>Rendimiento GOP (Op. Asfalto)</b>	8.00 %
<b>Rendimiento RUV (246´000,000 CST @ 50C)</b>	42.10 % vs 53.14 %
<b>Margen de Refinación<sup>24</sup> Presupuestado</b>	1.76 US\$/Bbl(2003)

### Datos Refinería Talara

<b>Margen de Refinación Presupuestado</b>	0.78 US\$/Bbl
<b>Rendimiento Crudo Reducido UDP</b>	50.00 %

### Rendimientos UCC<sup>25</sup>

GLP	26.00%
NFCC	51.00%

---

<sup>20</sup> Se ha asumido un nivel de procesamiento de 8.0 mil barriles por día.

<sup>21</sup> Se asume que en la Operación Visbreaking Moderado Baja Severidad se estará por espacio de 254 días. Otra Operación es la producción de Asfalto en la cual se estará 96 días al año.

<sup>22</sup> Los días estimados de mantenimiento serán de 15, este es un histórico de los últimos años.

<sup>23</sup> Los rendimientos son el porcentaje de producción sobre la carga total de crudo. Se trabaja con diferentes rendimientos. Estos son función del tipo de operación con la cual se trabaja.

<sup>24</sup> Margen de Refinación, son los dólares que gana la refinería por cada barril de petróleo procesado.

<sup>25</sup> Estos son rendimientos clásicos trabajando a Alta Severidad en la Unidad de Craqueo Catalítico UCC de la Refinería Talara. Es la Operación menos eficiente. Se ha tomado esta para ser más conservadores en los cálculos.

LCO	16.00 %
HCO	2.00 %
CLARIFICADO	13.00 %

El resultado se presenta en el Cuadro 18 siguiente<sup>26</sup>.

**Cuadro 18 – Evaluación Económica de la Propuesta**

GANANCIAS PETROPERU SEGÚN USO DE MATERIAL DE CORTE (RFCO) OPERACIÓN VISBREAKING		
REEMPLAZO DE GOP	USD/AÑO	USD/BBL GOP
70% KEROSENE+30% DIESEL	3,269,447	6.75
80% KEROSENE+20% DIESEL	3,303,220	6.82
KEROSENE	3,413,242	6.98

Las ganancias generadas por **La Transferencia de Gasóleo de Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad** genera ganancias adicionales hasta por US\$ 3.413 millones de dólares<sup>27</sup> (antes de impuestos).

<sup>26</sup> Se han hecho sensibilidades para diferentes materiales de corte que reemplazarían al GOP que sería enviado a Talara.

<sup>27</sup> Esta cifra ha sido hallada utilizando el software Refinery and Petrochemical Modeling System, no es posible dar mayor alcance sobre su funcionamiento por ser de carácter CONFIDENCIAL.

## **CAPÍTULO V:**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **V.1 CONCLUSIONES**

- La Refinería Conchán – Petroperú se encuentra ad portas de un nuevo contexto energético con la puesta en marcha del Proyecto Camisea. Éste producirá principalmente gas natural, producto sustituto de los Petróleos Industriales que produce Refinería Conchán, lo cual genera la necesidad de hacer más eficientes sus operaciones y tomar las medidas para reducir la producción de éstos. Cualquier excedente de estos productos se tendrá que exportar, con menores márgenes que si se vendieran en el mercado nacional.
- Se sustituirá el Diesel 2 utilizado por las generadoras eléctricas (p.e. Etevensa) por gas natural lo cual no afectará a Refinería Conchán ya que estos son clientes de Repsol-YPF. Pero a futuro este menor mercado de la competencia, Repsol-YPF, obligará a que implementen nuevas estrategias para quitar mercado a Petroperú y reemplazar el margen que estaría perdiendo por la entrada de Camisea. Adicionalmente los condensados de Camisea que serán procesados en una refinería instalada en Pisco producirá en suma alrededor de 2.7 mil barriles diarios de kerosene y diesel, esto puede incidir en las ventas de Refinería Conchán ya que estos productos estarían ingresando al sur, que es el mercado al cual se dirige la refinería. Las ventas diarias entre estos dos

productos de Refinería Conchán son de alrededor de 8.5 mil barriles diarios. El mayor problema para la colocación del kerosene y diesel producido por Camisea serán sus canales de distribución. Inclusive lo más probable es que estos productos sean vendidos a Petroperú o a Repsol-YPF que ya tienen canales de distribución.

- La Refinería no tiene fondos económicos para realizar las inversiones necesarias para implementar otros procesos más eficientes como: Visbreaking total, Hidrocracking, etc. Las normas de austeridad, a pesar de que la empresa genera utilidades<sup>28</sup>, no permiten que se realice inversiones ya que el gobierno prioriza otros sectores.
- La propuesta analizada: **Transferencia de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad**, se resume en aprovechar las capacidades y equipos de la Refinería Talara y Refinería Conchán y buscar la complementariedad de sus Unidades de Negocio. El proyecto permitirá transferir un producto de poco valor agregado (Gasóleo Pesado) de Refinería Conchán a Refinería Talara para su procesamiento en su Unidad de Craqueo Catalítico obteniendo productos de mayor valor agregado (Gas Licuado de Petróleo, Gasolina de 93 octanos, Aceite Ligeros, Clarificados). Esto permitirá aprovechar capacidad instalada no utilizada. También generará hasta US\$ 3.4 millones de ganancias antes de impuestos.
- Existe complementariedad entre la Refinería Talara y Refinería Conchán. La sinergia de estas permite generar mayores ganancias a la corporación. Es necesario tener en cuenta esta complementariedad para cualquier Proceso de Privatización posterior.

---

<sup>28</sup> Petroperú generó el año 2002 una Renta Neta antes de Participaciones de S/ 155,194,170.

## V.2 RECOMENDACIONES

- Implementar el proyecto de ***Transferencia de Gasóleo Pesado de Refinería Conchán a Refinería Talara en nueva Modalidad Operación Visbreaking-Baja Severidad.***
- Los fondos generados por este proyecto, en la medida que la normativa gubernamental lo permita, deberán ser invertidos en procesos que disminuyan la producción de Petróleos Industriales (Visbreaking total, Hidrocracking), ya que este será sustituido por el gas natural de Camisea. Si existiesen excedentes deberá ser exportado a los mercados internacionales.
- Continuar con la estrategia de Integración hacia adelante. El mayor número de grifos comprados o concesionados permitirá asegurar mercado para el combustible de las Refinerías. De esta manera el kerosene y diesel producido por Camisea no conseguirá facilidades para su colocación y deberá ser vendido a Petroperú o Repsol-YPF evitando una guerra de precios.

## **Bibliografía**

- What Is Strategy? (HBR OnPoint Enhanced Edition) by Michael E. Porter
- Principios de Marketing  
Philip Kotler, Gary Armstrong, Kimberley F. Chawla, Prentice Hall; 10th edition
- Administración de Operaciones. Toma de Decisiones en la Función de Operaciones  
Roger G. Schroeder, Mc Graw Hill Interamericana de México S.A.
- Inversión en el Perú 2002  
Roca Tavella, Santiago, Ediciones ESAN 2002
- Manual de Operaciones de Refinería Conchán  
Departamento de Refinación – Refinería Conchán, 1999
- Manual de Operaciones de Refinería Talara  
Departamento Técnico – Refinería Talara, 2001

## **Web Sites consultados:**

- [www.mem.gob.pe](http://www.mem.gob.pe), Ministerio de Energía y Minas
- [www.petroperu.com](http://www.petroperu.com), Petróleos del Perú S.A.
- [www.bp-amoco.com](http://www.bp-amoco.com), British Petroleum
- [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com), Petróleos de Venezuela S.A.

**Anexos:**

## **Anexo 1 - Entrevista al Gerente de Refinería Conchán**

Con el objetivo de conocer más la empresa y tener un concepto claro de las operaciones que esta realiza se entrevistó al Gerente interino de la Refinería Conchán, en ese entonces, Luis Lem Arce<sup>29</sup>.

### **¿Cuáles de sus variedades de productos y/o servicios son los más distintivos?**

La refinería desde sus inicios se ha caracterizado por producir asfaltos de diferentes calidades para las diferentes vías del Perú e incluso de países limítrofes como Chile y Bolivia, este es un producto muy reconocido de la refinería, pero no el que influye más en sus ventas. Además de estos productos también se produce todos los tipos de gasolinas, petróleos industriales (N° 5, 6 y 500), kerosenes, solventes y diésel.

### **¿Cuáles de sus variedades de productos y/o servicios son los más rentables?**

La Refinería Conchán como parte de la Corporación Petroperú esta regida por la política de precios de la corporación y esta a su vez por el Gobierno Central. Esta política de precios va de la mano con la principal competidora Refinería La Pampilla de Repsol-YPF, es decir que la política de precios de Petroperú esta basada en la regulación de los combustibles sin llegar a subsidiarla, lo cual no necesariamente se ha cumplido en el período que cubre los acontecimientos del Golfo Pérsico en donde nuestra empresa tuvo fuertes pérdidas. Los productos que unitariamente son más rentables actualmente son solventes 1 y 3, seguidos de los destilados medios (kerosene y diésel), gasolinas. Los productos asfálticos y los

---

<sup>29</sup> Actualmente se desempeña como Gerente de Operaciones de Petroperú

residuales son los de menor rentabilidad pero importantes por ser los de mayor producción por la refinería. El producto más vendido es el Diesel 2 el cual es en su mayor parte es importado de Venezuela (Petróleos de Venezuela-PDVSA) y de Colombia (ECOPETROL).

### **¿Cuáles de sus clientes son los más satisfechos?**

En definitiva los clientes finales más satisfechos son los de diesel 2; Petroperú es conocido por producir un Diesel oscuro (a diferencia de La Pampilla que es más claro), y este color es identificado como sinónimo de mejor calidad. Al ser más claro el cliente es propenso a creer que se ha mezclado con kerosene y por consiguiente de menor calidad. Otro sector de clientes satisfechos con los productos de la Refinería son los de Petróleos Residuales (N° 6 y 500) estos están distribuidos por todo el litoral (Plantas de harina de pescado, azucareras, plantas de generación eléctrica térmicas, etc. Y finalmente un sector de clientes muy satisfechos son los de asfaltos (empresas constructoras de redes viales). Los asfaltos, según su grado de penetración, son usados en diferentes altitudes. La última experiencia satisfactoria de la refinería ha sido la exportación de 20 MB de asfalto 85/100 a Bolivia en donde es ampliamente reconocido; cabe indicar que en esta licitación compitió con empresas chilenas, venezolanas, ecuatorianas y colombianas, saliendo airoso.

### **¿Qué clientes, canales u ocasiones de compra son las más rentables?**

La rentabilidad de los productos es prácticamente inversamente proporcional a los rendimientos de producción, es decir –como se explicó–, los solventes se producen mucho menos que los petróleos residuales pero son más rentables. La utilidad de la empresa también se basa en el volumen de venta, lo cual compensa el menor margen de utilidad. Es muy importante para la Refinería la colocación de los petróleos residuales teniendo como clientes importantes a empresas como

Paramonga, Shougang, Romero Trading, Mobil, etc.; empresas que compran grandes cantidades de residuales y a su vez actúan como distribuidores mayoristas (excepto Shougang e incluyendo a Texaco, Amioil, Corserviz, Mayconsa, etc.) de productos destilados medios.

**¿Cuáles de las actividades de su cadena de valor son las más diferenciadas y efectivas?**

Básicamente los procesos administrativos y operativos de las refinerías son similares, diferenciándose en lo que se llama “la escuela”, por ejemplo se dice que la escuela de la Refinería Talara es más “ordenada” que la de Refinería Conchán, pero que esta última es más “dinámica” en sus procesos productivos. Entonces se puede afirmar que una de las actividades primarias que crea más valor es Operaciones, representada por el Departamento de Refinación. La Refinería por ser de una capacidad de alrededor de 14.0 MBPD tiene la capacidad de ser muy flexible, es decir recibe diferentes dietas de crudo dependiendo del perfil refinero y este a su vez de la demanda de mercado (Vgr. si se requiere más diesel en el mercado, los crudos a procesar serán “dieseleros” ). También puede cambiar fácilmente de tipo de Operación en cuestión de horas (Vgr. De Operación Solvente 1 a Solvente 3) sin bajar su capacidad de producción, lo que no ocurre con otras refinerías.

**¿De qué manera se están preparando para el nuevo contexto que provocará la llegada del gas de Camisea a Lima?**

Se tiene un gran freno sobre esto. Las políticas de austeridad no permiten realizar las inversiones que técnicamente están identificadas y que nos pondrían en una mejor posición competitiva ante Camisea ya que en el tiempo este proyecto cambiará la matriz energética del país. Aún así hay varios proyectos que se están analizando de poca inversión y que permitirán ser más eficientes operativamente.

Por otro lado el principal problema que nos puede generar Camisea es en lo referente a la disminución de las ventas de los Petróleos Industriales. Si no es posible colocarlo en el mercado nacional tendremos que colocarlo en el mercado internacional. Otra alternativa es procesar los condensados, lo cual técnicamente con pequeños cambios en la planta es factible. Es decir el problema no es tan grave, pero hay que estar preparados para las eventualidades.

## **Anexo 2 – Marco Legal del Sector Hidrocarburos**

Las leyes que regulan directamente al Sector Hidrocarburos dependen o están altamente influidas por el marco legal de las inversiones en el país. Sin embargo consideramos que hay mayor estabilidad en este marco regulatorio en el corto plazo (1 o 2 años) así como en el largo plazo.

Ley Orgánica de Hidrocarburos (LEY N° 26221). Norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional; mediante esta ley el Estado promueve el desarrollo de las actividades de hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.

Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (LEY N° 27133) y su Reglamento (D.S. N° 040-99-EM). Establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del Gas Natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía (LEY N° 27116).

Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía (LEY N° 27037). Tiene por objeto promover el desarrollo sostenible e integral de la Amazonía, estableciendo las condiciones para la inversión pública y la promoción de la inversión privada.

Reglamentos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y Reglamentos relacionados a

los aspectos Tributarios y Ambientales.

### **Organismos para la aplicación de las leyes**

A fin de que se apliquen las leyes, el Estado Peruano ha constituido organismos federales reguladores. Ya que estos organismos tienen cierto albedrío para aplicar las leyes, tienen mucha importancia en la actuación de cualquier empresa. Hay que resaltar sin embargo que una tendencia mundial es ir hacia la autorregulación. En el sector Hidrocarburos los principales organismos son

Ministerio de Energía y Minas. Es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector energético (donde están los hidrocarburos) y minero, así como de dictar las demás normas pertinentes.

OSINERG. Es el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.

PERUPETRO S.A. Es una empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas que tiene a su cargo la promoción de la inversión en las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos.

Comisión de Tarifas de Energía. Es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de Gas Natural por ductos y de distribución de Gas Natural por ductos.

### **Anexo 3 – Marco Regulatorio y Tarifario del Proyecto Camisea**

El proyecto de Camisea se divide en tres etapas:

- La explotación
- El transporte
- La distribución

El marco regulatorio sobre el cual se basan estas actividades está determinado por la “Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural (Ley N°27133), por los contratos de concesión firmados entre los concesionarios y el Estado, y por reglamentos referidos a cada una de sus actividades, incluyendo las políticas tarifarias.

#### **Las regalías**

En lo que se refiere al pago de regalías del consorcio de explotación, el contrato contempla esquemas de pago diferenciados de acuerdo con los 3 productos que se pueden explotar, es decir petróleo, gases líquidos y gas natural.

(i) En el caso del petróleo, la regalía será el 37.24% del valor estimado de los recursos extraídos. El valor del petróleo se determinará en función del volumen extraído, multiplicado por el precio de una “canasta de petróleo” durante la vigencia de la concesión.

(ii) En el caso de los demás hidrocarburos líquidos, se utilizará la misma metodología que en el caso anterior, pero restándole al precio de una “canasta de líquidos”, un monto fijo de US\$ 6.40. Este monto se detrae en reconocimiento a dos factores que implican costos adicionales para que la empresa logre colocar el producto comercializable a precios FOB: el costo relacionado al uso de los ductos

y el costo variable de convertir los gases líquidos en productos comerciales, tales como, el GLP, la gasolina, el kerosene y el diesel. Al igual que en el caso anterior, la regalía aplicable asciende al 37.24% del valor de la producción de líquidos.

(iii) En el caso del gas natural, las regalías toman como referencia el precio efectivo que paguen los usuarios del gas, el cual se determinará mediante negociación entre los clientes y los proveedores. Al igual que en los demás casos, la regalía representará el 37.24% del valor de gas vendido.

(iv) En el caso de las exportaciones de gas natural por medio del proyecto de LNG, el monto de la regalía no ha sido estipulado en el contrato, estando pendiente la negociación con el Estado. Sin embargo, queda claro que la regalía deberá ser menor a las anteriores, para que dicho proyecto sea viable y competitivo a nivel internacional.

## **Esquema de precios del gas natural**

### **Precios a “boca de pozo”**

El esquema de precios del gas natural “a boca de pozo” contempla precios máximos diferenciados, fijados de acuerdo al tipo de cliente. Así, en el caso de los clientes eléctricos (generadoras) el precio máximo a boca de pozo sería de US\$ 1 dólar por millón de BTU, mientras que para los demás usuarios en el mercado interno sería de US\$ 1.80 dólares por millón de BTU. El precio más bajo del gas destinado a la generación de energía eléctrica permite su ingreso en la matriz energética, que de otra manera no podría producirse, y que permitiría una reducción de la tarifa eléctrica a los usuarios. En el caso del gas destinado a la exportación, el precio máximo es de US\$ 0.6 dólares por millón de BTU, precio que lo haría competitivo a nivel internacional.

Los precios máximos variarán a partir del segundo año en que se inicien las operaciones comerciales, ya que en ese momento, estas tarifas serían reajustadas

de acuerdo a la variación en los precios del Fuel Oil (petróleo residual N°6) registrados en tres mercados diferentes (US Gulf Coast, Rotterdam y Nueva York), al no existir un mercado centralizado de gas natural. Para atenuar la volatilidad, el factor toma el ratio de los precios de los últimos 4 años con respecto a los de los últimos 10 años.

Por otro lado, considerando que los precios en la etapa “upstream” son libres y sujetos a negociaciones entre las partes, existen contratos privados que no necesariamente se efectúan a “precios tope”. Sin embargo, la mayoría de los contratos firmados están estructurados de una forma similar, aunque tenemos entendido que algunos de ellos incluyen otros factores de ajuste tales como la inflación en EE.UU. Adicionalmente, se sabe que los contratos que se firmaron en una etapa inicial habrían tenido descuentos de entre 10% y 20% con respecto a las tarifas máximas. Sobre estos precios pactados, se calculan las regalías mencionadas previamente.

### **Costo del servicio del transporte de Gas**

El costo del transporte de gas está determinado por los costos de inversión requeridos para construir, mantener y operar un ducto que transporte gas natural hasta por un monto de 450 millones de pies cúbicos diarios, incluyendo una rentabilidad anual del 12%. De esta forma, se ha calculado el costo de servicio total, trayendo a valor presente los costos de inversión (considerando la rentabilidad mencionada) y los costos de operación y mantenimiento, con un periodo de recuperación de 30 años (aunque cabe mencionar que el periodo de concesión es de 33 años). Sobre la base de ello, se ha garantizado un monto mínimo de pago al operador del ducto, que cubre el tramo desde el yacimiento hasta el punto de derivación en Pisco, el mismo que corresponde a 380 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) para los primeros 7 años de operación y de 450 MMPCD desde el octavo año hasta el fin del periodo de recuperación.

Por su parte, en lo que respecta al tramo desde el punto de derivación al “City Gate” en Lurín, se ha garantizado un pago para los primeros 7 años de operación de 225 MMPCD y de 255 MMPCD desde el octavo año hasta el fin del periodo de recuperación.

Así, se ha determinado como tarifa base para los consumidores eléctricos, el cociente entre los costos total de servicio de transmisión y la demanda garantizada, ambos a valor presente. Se estima que este valor estaría en el orden de US\$ 0.9 dólares por millón de BTU en el caso de los clientes eléctricos. En el caso de los demás clientes, la tarifa se origina del cociente del costo total del servicio de distribución entre la demanda proyectada de estos consumidores, ambas también a valor presente. Se estima que el costo de transporte para los clientes no eléctricos sería del orden de US\$ 1.5 dólares por millón de BTU.

Sin embargo, como hemos mencionado líneas arriba, si los ingresos originados del uso de servicio de transporte de gas no llegase al valor mínimo garantizado, se aplicará una tarifa adicional a los usuarios eléctricos de forma tal que cubra dicho déficit. El cargo adicional que se origina por el cargo por red principal se calcula restándole al ingreso garantizado, los pagos efectuados por los usuarios del ducto. Esta diferencia o déficit se divide entre la máxima demanda del sector eléctrico. Dicho monto es agregado proporcionalmente a las cuentas de los clientes eléctricos como un cargo adicional en el peaje, por lo que las empresas de transmisión que las empresas de transmisión eléctrica son las encargadas de recolectar el dinero y entregárselo mensualmente al consorcio operador de la etapa de transporte (consorcio TGP). Cabe mencionar que para evitar un aumento importante en las tarifas en el 2004, como resultado del pago por la garantía por red principal, el Estado ha optado por adelantar el pago de la misma y así suavizar el efecto de la misma sobre la tarifa total. En este sentido, paralelamente a la

reciente publicación de la nueva fijación de las tarifas (para el periodo nov. 2002-abril 2003) por parte de Osinerg (GART), se ha adelantado el pago de la garantía, con lo que el efecto de 3.4% de caída en las tarifas eléctricas no ha sido percibido en su totalidad por los usuarios.

Costo del servicio de distribución de Gas en Lima Para el costo del servicio de distribución de gas en Lima se ha utilizado un esquema similar al de la distribución eléctrica, pero con una garantía de ingresos mínimos. En este sentido, el contrato ha establecido la construcción de un ducto "troncal" diseñado para abastecer a los 8 clientes que firmaron el contrato de abastecimiento por adelantado y que requieren la conexión a 11 puntos de entrega. Adicionalmente, se le ha solicitado que los ductos soporten una capacidad para distribuir 255 MMPCD, de forma tal que se pueda cubrir el crecimiento de la demanda en el futuro.

En cuanto a la determinación de las tarifas, éstas son diferenciadas entre las generadoras y los demás usuarios. Además, si se utilizan redes adicionales para atender a nuevos clientes, los costos derivados de ella pueden añadirse a los del uso del ducto "troncal" principal. De acuerdo al contrato de concesión, la sociedad concesionaria tiene derecho a un ingreso garantizado mensual igual al producto de la capacidad garantizada mensual por la tarifa base. Esta tarifa base se determina como el resultado de la división del costo del servicio de distribución vigente entre la capacidad garantizada total. En otras palabras, Tractebel (el concesionario) debe recibir ingresos que cubran sus costos totales de inversión, de mantenimiento, operación e incluyan una rentabilidad de 12% sobre los mismos, suponiendo que las redes trabajan a su máxima capacidad. Así, este es el costo que deben pagar los usuarios no eléctricos. En el caso de los eléctricos, el pago corresponderá al uso que efectivamente se le dé a la red para cubrir su demanda, lo que implica que dichos pagos serían menores a los de los demás usuarios. Sin embargo, la concesionaria distribuidora del gas recibirá un monto

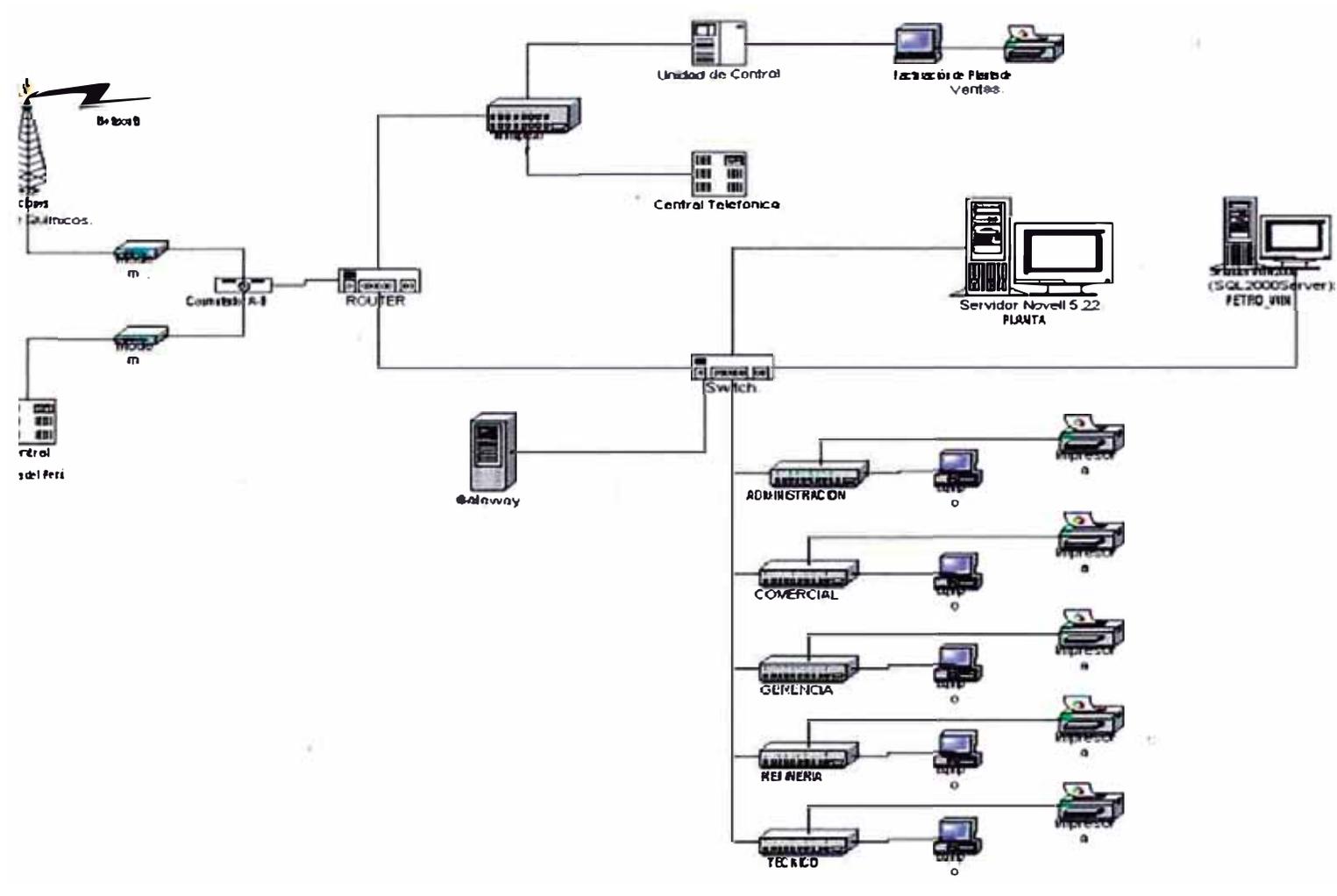
que corresponda al uso total de las redes. Esta diferencia entre el costo del uso total de los ductos y lo que efectivamente usan, será cubierta por la garantía por red principal, la misma que será cubierta por los usuarios eléctricos en función a su demanda por energía eléctrica (basado en el principio que son estos quienes se benefician de la reducción de tarifas derivada del ingreso del gas en la matriz energética).

Por otro lado, en el caso de que un cliente nuevo solicite el servicio y se encuentre lejos de la red troncal de distribución, la empresa concesionaria efectuará un estudio de los costos que implicaría la construcción de ductos para cubrir su demanda. Este caso no está estipulado en el contrato de concesión, por lo que se determinará en función de la negociación directa entre concesión, por lo que se determinará en función de la negociación directa entre Tractebel y su potencial cliente. Así, si se deriva del estudio que no es rentable para la concesionaria atender a dicho cliente, no existe obligación para hacerlo (Osinerg deberá verificar dichos cálculos). En el caso que sea rentable, el costo de tender los ductos podría cargarse al usuario en el tiempo, quien podrá pagarlo del ahorro que se genere al usar un combustible más barato.

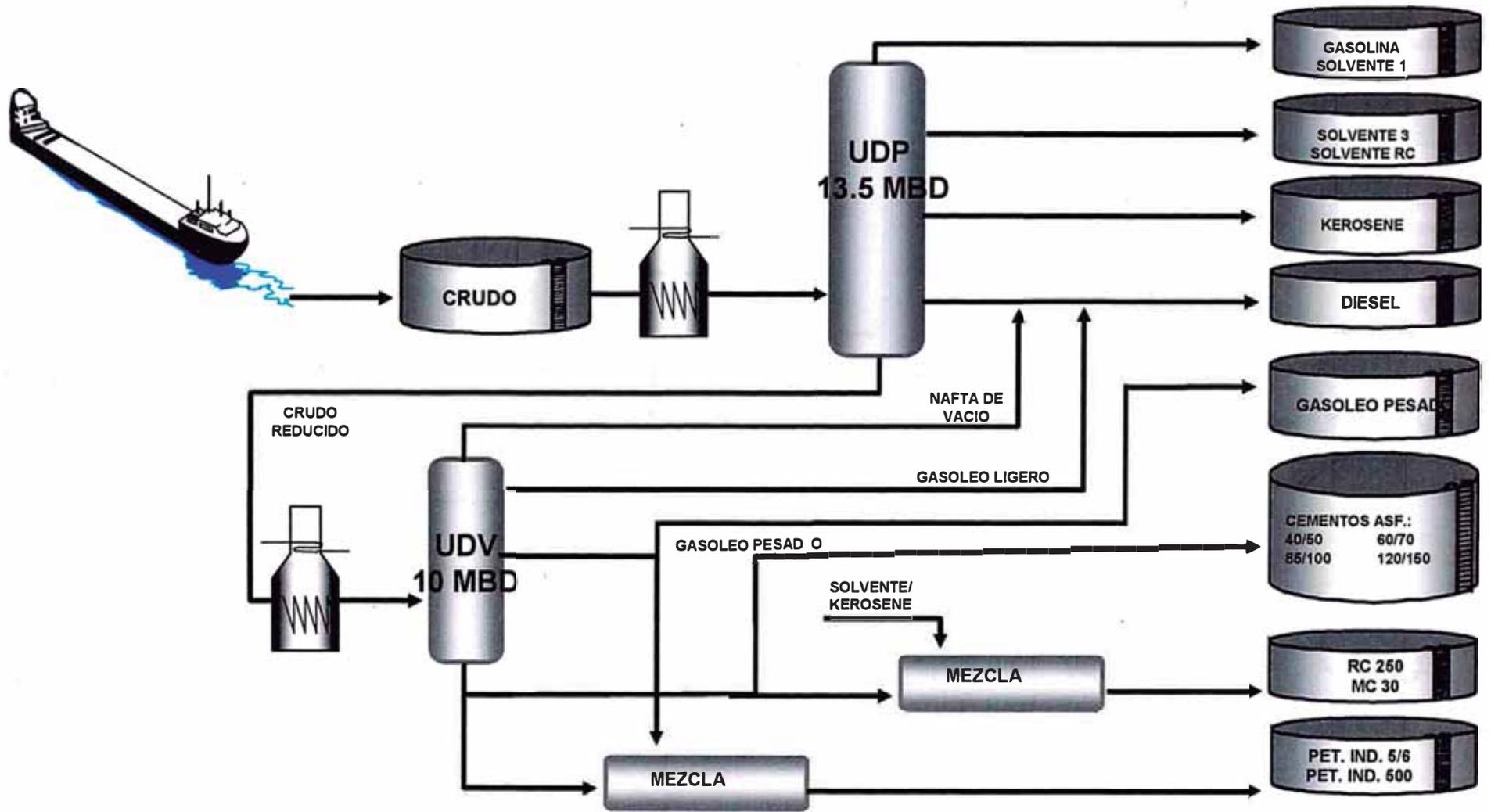
#### Anexo 4 - Organigrama Jerárquico Refinería Conchan



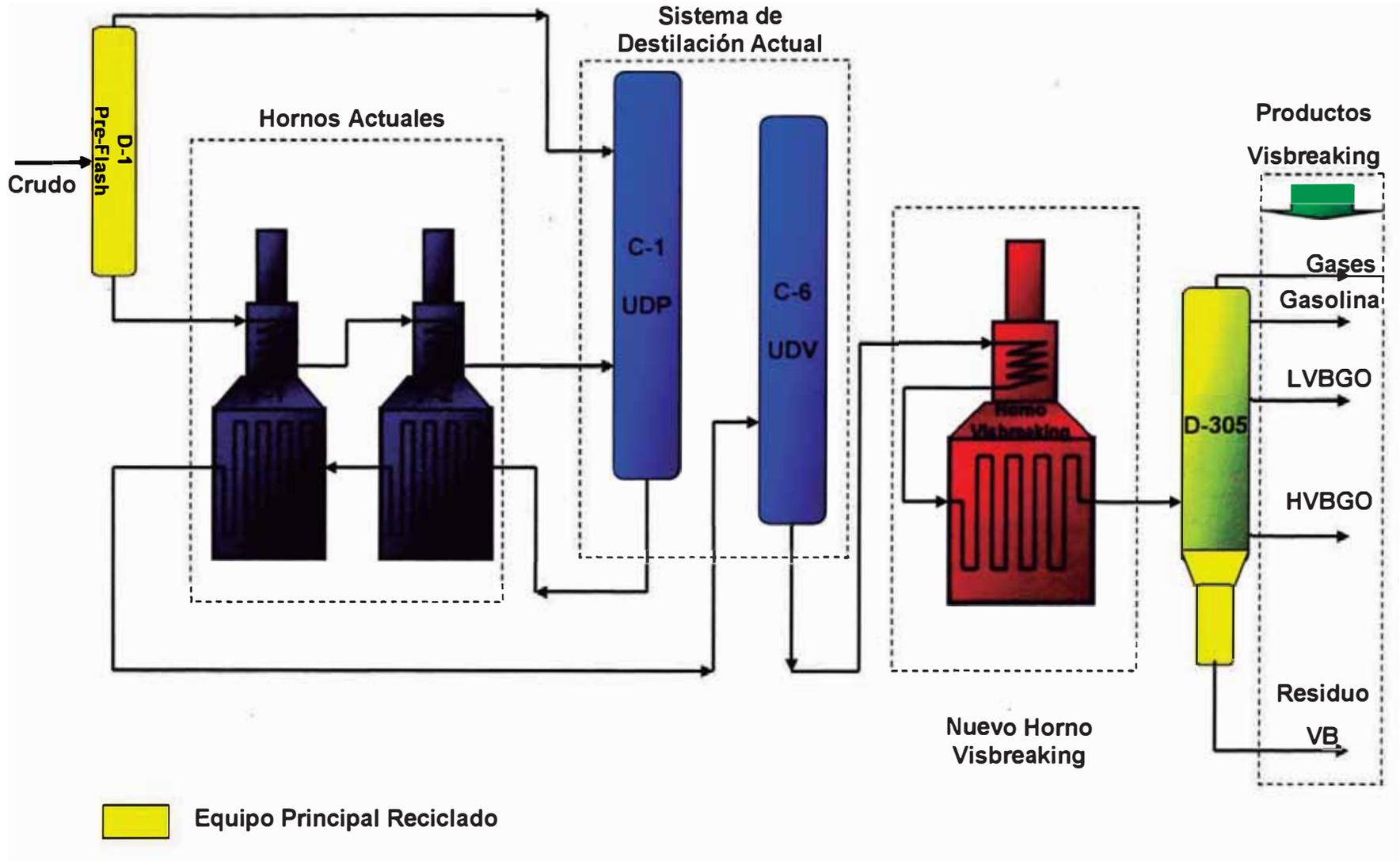
## Anexo 5 - Soporte Tecnológico en Refinería Conchán



Anexo 6 - Diagrama Procesos de Refinación en Refinería Conchán.



Anexo 7 - Diagrama Procesos de Visbreaking en Refinería Conchán



Anexo 8- Diagrama de Flujo General del Proyecto Camisea

# DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL

