

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

SECCION DE POST-GRADO Y SEGUNDA ESPECIALIZACION



ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO:

**RECUPERACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL GAS
NATURAL DEL LOTE I**

Trabajo de Investigación para optar el Título de Segunda Especialización
Profesional en Ingeniería del Gas Natural

Presentado por:

ALUMNO: ING. ROBERTO SALCEDO MONCADA

**Lima – Perú
2004**

**PROYECTO: RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL
GAS NATURAL DEL LOTE I**

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

SUMARIO

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. BASES**
- 3. ANTECEDENTES, CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL PROYECTO**
- 4. ESTUDIO DE MERCADO**
- 5. TAMAÑO DEL PROYECTO**
- 6. INGENIERIA DEL PROYECTO**
- 7. INVERSIÓN**
- 8. FINANCIAMIENTO**
- 9. PRESUPUESTO DE INGRESOS Y COSTO**
- 10. ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN**
- 11. EVALUACIÓN Y JUSTIFICACIÓN ECONOMICA**
- 12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- 13. ANEXOS**

INDICE

I.- INTRODUCCIÓN	01
II.- BASES	03
III.- ANTECEDENTES, CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL PROYECTO	06
3.1 DENOMINACIÓN Y UBICACIÓN.	06
3.2 ORIGEN DEL PROYECTO.	06
3.3 NATURALEZA Y EXTENSIÓN.	07
3.4 ANTECEDENTES Y ESTUDIOS PREVIOS.	08
IV.- ESTUDIOS DE MERCADO	10
4.1 INTRODUCCIÓN	10
4.2 AREA GEOGRÁFICA	10
4.3 PRODUCTOS	11
4.4 ESTUDIO DE LA DEMANDA POTENCIAL DE LOS PRODUCTOS	11
4.4.1 Especificaciones	11
4.4.2 Clasificación por rama de actividad	12
4.4.3 Análisis del comportamiento histórico de la demanda y situación actual.	13
a) Comportamiento histórico de la demanda	

b)	Situación actual	
4.4.4	Proyección de la demanda	15
a)	Población	
b)	Producto Bruto Interno Regional	
c)	Políticas Generales de Desarrollo	
4.4.4.1	Proyección de la demanda de gas combustible	
4.4.4.2	Proyección de la demanda de GLP	
4.4.4.3	Proyección de la demanda de Gasolina liviana	
4.4.4.4	Proyección de la demanda de Condensado pesado	
4.5	ESTUDIO DE LA OFERTA ACTUAL DE LOS PRODUCTOS PRINCIPALES	21
4.5.4	Empresas productoras de combustibles Instaladas	21
4.5.5	Precio de Venta de los Productos	22
4.6	COMERCIALIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS MAYORES	23
4.6.1	Identificación de las Empresas Intermedias	23
4.6.2	Formas de Comercialización	24

V.- TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN	56
5.1 ALTERNATIVAS DE TAMAÑO	56
5.1.1 Relación Tamaño /Mercado	56
5.1.2 Relación Tamaño /Inversión	57
5.2 ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN	57
5.2.1 Factores cuantificables	58
a) Tamaño de la Planta	
b) Transporte de productos	
c) Terreno	
d) Disponibilidad de agua	
e) Desarrollo de la segunda etapa del proyecto	
5.2.2 Factores Cualitativos	60
a) Política de descentralización	
b) Desarrollo regional	
c) Influencia del medio ambiente y efectos sobre el mismo	
 VI.- INGENIERIA DEL PROYECTO	 62
6.1 ESTUDIOS PREVIOS	62
6.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA, EXPLORATORIA E INVENTARIO DE RECURSOS	62
6.2.1 Ubicación	62

6.2.2 Estructura	62
6.2.3 Pozos perforados y pruebas de producción	63
6.2.4 Reservas	63
6.3 DEFINICIÓN DE LOS PRODUCTOS A PRODUCIR	63
6.4 PROCESO DE PRODUCCIÓN	64
6.4.1 Presentación, análisis y elección entre alternativas	64
6.4.1.1 Descripción de cada una de las fases del proceso productivo	
A) Facilidades iniciales de producción	
B) Transporte de gas y líquidos del gas	
C) Procesamiento del gas	
6.4.1.2 Posibilidades de uso de tecnología propia para cada una de las fases	
6.4.1.3 Tecnologías existentes para cada una de las fases de los procesos	
6.4.1.4 Condiciones cuantitativas y cualitativas de adquisición de tecnología	
6.4.1.5 Requerimientos de maquinarias para cada proceso productivo	
6.4.1.6 Requerimientos de insumos para cada proceso productivo	

6.4.1.7	Requerimientos de mano de obra para cada proceso productivo	
6.4.1.8	Elección del proceso productivo y de la tecnología a desarrollarse	
6.5	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	75
6.5.1	Capacidad teórica en cada fase	75
6.5.2	Eficiencia de cada unidad a pleno funcionamiento	76
6.5.3	Capacidad nominal y eficiencia para cada etapa, cuando el proyecto se ejecuta por partes.	77
6.5.4	Plazo en que la capacidad real será copada	77
6.5.5	Análisis de flexibilidad del proyecto	77
6.6	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL PROYECTO	78
6.6.1	Terreno	78
6.6.2	Obras civiles	79
6.6.3	Características de las instalaciones, maquinarias y equipos	79
6.6.3.1	Selección de maquinarias y equipos	
6.6.3.2	Cantidad y características	
	- Planta de procesamiento de gas	
	- Facilidades iniciales de producción	

- Transporte del gas

6.6.3.3 Normas de fabricación

6.6.3.4 Abastecimiento nacional y extranjero

6.6.3.5 Flexibilidad

6.6.3.6 Adaptación del equipo a las

condiciones atmosféricas del lugar

6.6.3.7 Equipo para el servicio de mantenimiento

6.6.3.8 Vida útil de las obras, equipos e

instalaciones

6.7 PLANIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO 84

6.7.1 Estados de los Estudios de

Ingeniería-Arreglo para diseño definitivo 84

6.7.2 Plan general de ejecución, métodos

de contratación, licitación, garantías. 86

6.7.2.1 Plan general de ejecución,

métodos de contratación, licitación

6.7.2.2 Garantías

6.7.3 Previsión, inicio y término de la obra. 88

- Estudio de la ruta crítica del proyecto

- Diagrama de recursos físicos

6.7.4 Supervisión y control de la ejecución

del proyecto 88

6.8	DESCRIPCION DEL PROCESO TURBO	
	EXPANSION	91
	- Gráficos	
VII.-	INVERSIÓN	
7.1	COMPOSICIÓN DE LA INVERSIÓN	106
7.2	INVERSIÓN FIJA	106
7.3	CAPITAL DE TRABAJO	107
VIII.-	FINANCIAMIENTO	109
8.1	FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN	109
8.2	FINANCIAMIENTO DEL CAPITAL DE TRABAJO	109
IX.-	PRESUPUESTOS DE INGRESOS Y COSTOS	112
9.1	INGRESOS	112
9.1.1	Programa de producción	112
9.1.2	Ingresos por ventas	113
9.2	COSTOS	115
a)	Mano de obra	
b)	Mantenimiento	
c)	Seguros	
d)	Costos variables	
e)	Gastos administrativos	
f)	Los gastos por ventas	
9.3	DEPRECIACIÓN	117

9.4 IMPUESTOS	117
9.5 TASA DE DESCUENTO REAL	118
X ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	127
XI EVALUACIÓN Y JUSTIFICACIÓN ECONOMICA	130
11.1 RENTABILIDAD DEL PROYECTO	130
XII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
12.1 CONCLUSIONES.	139
12.2 RECOMENDACIONES	140
ANEXO A: MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LA PLANTA	141
ANEXO B: IMPACTO EN EL MEDIOAMBIENTE POR LOS PROCESOS DEL GAS NATURAL	155
ANEXO C: VARIOS TEMAS	165
BIBLIOGRAFIA	179

CAPITULO 1

I.- INTRODUCCIÓN

Actualmente el país vive una crisis energética, cada año estamos importando más energía (petróleo crudo ligero, diesel oil y GLP), lo que trae como consecuencia un desembolso cada vez mayor de divisas debido a la irracionalidad que se está cometiendo, de consumir más de lo que en realidad menos tenemos. Sin embargo, disponemos de gas natural que muy bien puede sustituir a toda una serie de productos energéticos que estamos importando y asimismo este recurso energético representa un insumo con el que se puede obtener un mayor valor agregado y por ende lograr un desarrollo sostenible del país.

El presente estudio de prefactibilidad consolida la información técnica y económica acumulada en torno a la Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del gas natural del Lote I y tiene por objeto describir sus características más importantes, confirma su viabilidad técnico-económica y da pautas que permite avanzar hacia su puesta en marcha. Hasta el presente, el gas ha sido utilizado en forma limitada como combustible de motores y compresores en los pozos, para el levantamiento artificial del petróleo y para ser inyectado al reservorio para mantener la presión interna, también el gas natural está siendo utilizado como combustible para generar electricidad en las Centrales Térmicas

Siendo este un proyecto que permitirá maximizar la recuperación de Hidrocarburos Líquidos del gas natural, disminuyendo, en algún modo, los déficit departamentales, regionales y nacionales de estos Hidrocarburos

Líquidos que podrán abastecer los mercados de GLP, condensados pesados (kerosene / diesel) y gasolina liviana (gasolina de 84 octanos).

Mediante este estudio de Prefactibilidad se ha buscado disminuir los riesgos en la decisión de la Inversión, hecho que se ha logrado mejorando la calidad de la Información obtenida.

Los aspectos fundamentales del proyecto en esta etapa de estudio son la Ingeniería y el Mercado. Las evaluaciones realizadas al Proyecto ha comprendido los aspectos técnicos, económicos, financieros y administrativo. Ha menudo es suficiente presentar el estudio de prefactibilidad para obtener apoyo financiero para los proyectos pequeños y medios menos complejos.

Este estudio de prefactibilidad ha consistido en el descarte de los Procesos para la recuperación de hidrocarburos líquidos y por otro lado su propósito final consiste en la determinación de la existencia de una alternativa factible y rentable a nivel de la solución seleccionada.

Estamos usando tres anexos en donde estamos tratando dos temas muy importantes como son la seguridad y el control del medio ambiente y un anexo de temas varios de información.

El tema de la Seguridad de Planta y de la Conservación del Medio Ambiente están siendo tratados en los anexos A y B respectivamente, además estamos adjuntando en el anexo C material informativo de consulta que fue obtenido de diferentes fuentes como son los Ministerios y Organismos del Estado que tiene que ver con Hidrocarburos y Estadística Poblacional, es con estos materiales que se ha tomado como ayuda consultiva para elaborar este estudio de Prefactibilidad.

CAPITULO 2

II.- BASES

Para la preparación del presente Estudio de Prefactibilidad se han utilizado las siguientes Bases:

1. Cobertura del Estudio : Nivel Departamento de Piura
2. Área principal de influencia : Zona de la Región Norte
3. Horizonte de Planeamiento : 5 años
- Período de Estudios – Inversión : 2 1/2 años (2001 / 2003)
- Período de Operación : 10 años (2003 / 2013)

4. Los productos combustibles que se obtendrán son:

Gas Combustible

- GLP
- Gasolina Liviana
- Condensado Pesado

5. Demanda de Productos Combustibles:

Para los combustibles líquidos se utilizó los estudios correspondiente al reporte del consumo de energía del departamento de Piura, preparado por el MEM.

Para el gas combustible se utilizó, además, información directa de los consumidores potenciales, siendo preponderante la información del “Estudio de Mercado Eléctrico de la Zona Norte” preparado por ELECTROPERU S.A., por corresponder

al principal consumidor potencial de gas combustible en la zona norte.

6. Capacidad de Planta y de transporte de gas y productos:

Se estimó que en cada caso se debe disponer de capacidad suficiente para cubrir la demanda proyectada para la zona Norte hasta el año 2013. En base a ello se determinó que tanto la Planta de Procesamiento de Gas Natural como las líneas para transporte de gas y productos líquidos deben ser diseñados considerando una producción máxima de 5.0 MM PCD de gas natural en pozos. De acuerdo a los fabricantes la Planta tiene una eficiencia del 80%.

7. Precios de productos Combustibles:

En base a la información que nos da la balanza comercial de hidrocarburos de los tres últimos años hemos escogidos los precios promedios de importación del diesel, GLP y gasolina .

8. El monto de inversión requerido se estimó de acuerdo a lo siguiente:

La inversión correspondiente a la Planta de Procesamiento de Gas, a las facilidades de producción /separación en la Bateria 16 y a los tanques de almacenamiento de productos se ha estimado en base a consultas efectuadas a firmas especializadas en este tipo de diseño y construcción.

9. Los costos de operación considerados son:

- Mano de obra · 8 hombres – año aproximadamente
- Mantenimiento · Costo anual comprendido en los 20% de la inversión en Planta.

- Seguros : Costo anual comprendidos en los 20% de la inversión (excluyendo costo de servicio de pozos).
- Otros : Costo anual comprendidos en los 20 % de la Inversión (excluyendo costos de servicios de pozos).
- Depreciación : Lineal en 5 años.

10. La Evaluación Económica se realizó considerando lo siguiente:

- Tasa de descuento de 15% anual para medir la rentabilidad del Proyecto.
- Tasa impositiva para el pago del impuesto a la renta de 30% anual.

11. Pago por regalías, hemos considerado que se tiene que pagar un 25% del Ingreso por la venta de los productos producidos por la planta, en este caso se le aplico al Ingreso por ventas del gas seco, GLP, gasolina liviana y al condensado pesado.

CAPITULO 3

III.- ANTECEDENTES, CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

3.1. DENOMINACIÓN Y UBICACIÓN

Proyecto Planta par la Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I, ubicado en la zona Noreste, Departamento de Piura, Perú.

3.2. ORIGEN DEL PROYECTO.

La decisión de llevar adelante un estudio para el desarrollo y utilización de los hidrocarburos líquidos del gas natural del Lote I fue tomada por la alta dirección de la empresa en el primer trimestre del año 2001, en base a la propuesta presentada por la Gerencia de Desarrollo de Gas Natural.

Los estudios preliminares realizados mostraron la conveniencia de desarrollar por etapas la recuperación de los hidrocarburos líquidos del gas del Lote I, orientando la primera etapa a la demanda potencial de los combustibles líquidos actual y futura en el departamento de Piura y continuar con el abastecimiento de gas a la Central Térmica de Malacas.

En este sentido, se desarrolló el estudio de Prefactibilidad del Proyecto de Planta de Recuperación de los Hidrocarburos Líquidos del Lote I, que comprende la explotación del yacimiento de gas del Lote I para utilizar el gas residual y los líquidos de este gas como combustibles en el departamento de Piura. Los resultados del mencionado estudio muestran que el proyecto, en su primera etapa, ofrece una buena rentabilidad para la Empresa y será un gran propulsor de ahorros de divisas al país al evitar la importación de combustibles líquidos tales como: GLP, Gasolina, Diesel y Kerosene.

3.3 NATURALEZA Y EXTENSIÓN

El Proyecto, tiene como objetivo la utilización del gas natural del Lote I y su área de influencia para reemplazar parte de los combustibles líquidos que actualmente se usan en el departamento de Piura, lo que permitirá mejorar el abastecimiento de combustibles en esa zona, mientras que a nivel de país permitirá el ahorro de divisas. Asimismo, la ejecución de este Proyecto estimulará el desarrollo de plantas de recuperación de hidrocarburos líquidos en las otras compañías que trabajan en los lotes de la región Norte.

El Proyecto consiste en construir una Planta y recuperar los hidrocarburos líquidos del gas natural que se obtiene de la producción de petróleo del Lote I, para esto se construirá una planta que estará en la Batería 16 la que se encuentra en el Lote I y cerca a 10 Km. de la ciudad de Talara.

El Proyecto contempla la entrega de gas seco o residual a la Central Térmica de Malacas ya que al momento se esta entregando gas húmedo o sea el gas que se obtiene de los separadores y de los tanques de almacenamiento con todo sus hidrocarburos líquidos que el gas contiene, desde la Bateria 16 se comprime el gas que llegue hasta la Central Térmica por intermedio de un ducto existente con diámetros de 6 y 8 pulgadas que ha sido acondicionado y reparado para que ahora sea usado como un gaseoducto. De esta Bateria también se inyecta el gas al reservorio a través de dos pozos inyectores para Incrementar su presión interna.

Esta planta por el momento procesará 3.0 millones de pies cúbicos por día de capacidad, por la que obtendremos gas combustible seco y también separará los líquidos del gas natural y obtendremos el Gas Licuado de Petróleo (GLP), gasolina liviana y condensado pesado.

En el largo plazo, se tiene programado ampliar el alcance del Proyecto para mejorar el abastecimiento de combustibles en el departamento de Piura.

3.4 ANTECEDENTES Y ESTUDIOS PREVIOS

Ya anteriormente se ha realizado perfiles de proyectos para recuperar los hidrocarburos líquidos de este gas. Debido a que en la actualidad en el área de Talara se usa gas natural como combustible en la generación de electricidad (Central

Térmica de EESA), en las operaciones de las industrias petroleras de la zona y también como combustible residencial (aproximadamente 350 viviendas). Existe la posibilidad de que se desarrollen proyectos de distribución en las ciudades de Talara, Sullana y Piura.

De este gas húmedo se podría recuperar (adicional al gas seco) el GLP ya que al momento existe un mercado insatisfecho de este popular combustible para el mercado doméstico y industrial. Adicionalmente la producción de gasolinas liviana para obtener las gasolinas que el mercado Piurano necesita y los condensados pesados del cual se extraen el kerosene y el diesel.

CAPITULO 4

IV.- ESTUDIO DE MERCADO

4.1 Introducción

El objetivo principal del Estudio de Mercado del Proyecto de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I es la determinación de la demanda potencial de Gas Licuado (GLP) así como de la demanda de los combustibles líquidos relacionados, para atender el mercado del departamento de Piura. Para ello se ha utilizado el pronóstico de demanda de los Estudios del Ministerio de Energía y Minas, PETROPERU, de los estudios de Censo y poblaciones del Instituto Nacional de Estadística y de Informática, así como la "Proyección del Mercado Eléctrico hasta el 2012" preparado por el MEM, en lo referente al consumo de combustible en la Planta Termoeléctrica de Malacas en Piura.

Con respecto al gas combustible, se tiene por el momento el consumo garantizado por la Central Térmica de Malacas.

En conclusión toda nuestra producción de GLP va dirigido al mercado Piurano y los otros productos se venderá a la refinería de Talara para obtener diesel, kerosene y gasolinas.

4.2 Área Geográfica

El estudio de la demanda potencial del GLP, materia principal para el Proyecto, corresponde principalmente al mercado del departamento de Piura y de sus provincias de influencia, enmarcadas éstas dentro

de las urbanizaciones conformadas por empleados en donde el consumo de GLP es masivo.

En esta área geográfica se ha determinado que, inicialmente, el principal consumidor de gas combustible es la Central Térmica de Malacas, para los otros combustibles como la gasolina liviana y el condensado pesado serán procesados por la Refinería de Talara y se obtendrá kerosene, diesel y gasolinas.

4.3 Productos

El desarrollo del Proyecto Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Gas Natural del Lote I, permitirá disponer de los siguientes productos:

- Gas Combustible (Gas Seco)
- Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- Gasolina Liviana
- Condensado Pesado (Destilados medios)

4.4 Estudio de la Demanda Potencial de los Productos

4.4.1 Especificaciones

En la Tabla N° 4.1 se presentan las especificaciones técnicas del GLP, las gasolinas, kerosene y diesel, como lo exige PETROPERU, INTINTEC y OSINERG para aquellos productos combustibles puestos en el mercado.

Para el caso del gas combustible, se incluye la Hoja de Especificaciones propuesta, dado que no cuenta con especificaciones aprobadas debido a que actualmente no se le comercializa en el país en forma masiva.

4.4.2 Clasificación por rama de Actividad

La Tabla N° 4.2 muestra la distribución de la demanda de energía neta en el Departamento de Piura por sectores de consumo, en unidades de energía.

Estamos usando unidades de Energía tales como el tera joule ya que podemos transformarlos a unidades equivalentes de BEP (barriles equivalentes de petróleo), TEP (toneladas equivalentes de petróleo), TEC (toneladas equivalentes de carbón), Tcal (tera calorías), MW.h (mega watt hora) y GLP (gas licuado).

Recordando que:

1 gln de GLP <> 97083 BTU

1 Tera joule <> 951487×10^3 BTU <> 233.35 Bls de GLP

Estamos presentando gráficos sobre el consumo de energía neta final por cada departamento de la región Norte y el sector de consumo, también el consumo total de la región y el porcentaje que representa cada fuente de energía por departamento, en especial el departamento de Piura, donde el consumo de GLP representa el 5.7% de toda la energía neta usada. También observamos que la leña y el kerosene son las fuentes de energía mas usadas lo que indicaría que existe un

mercado potencial para el GLP al reemplazar estas fuentes de energía. Esta información obtenida nos da el mercado potencial para nuestro Proyecto. Ver el comentario sobre el mercado potencial para el gas licuado.

4.4.3 Análisis del Comportamiento histórico de la Demanda y situación actual.

a) Comportamiento Histórico de la Demanda

Consideramos la Balanza comercial de Hidrocarburos y lo presentamos en la Tabla N° 4.3 se presenta el comportamiento histórico de las compras de productos combustibles a nivel de país en el período 2000 - 2003.

En esta figura se aprecia que las compras de combustibles líquidos en el período mencionado, se nota que siguen una tendencia básica ascendente, aunque en ciertos períodos se constate descensos de compras. Es interesante anotar que la tasa promedio de crecimiento de poblacional es de 1.5% anual a nivel de país dato obtenido del INEI y que se va tomar como referencia, y este valor lo consideramos útil debido a que no se tiene esta información actualizada, luego la demanda de combustibles se va considerar de 1.5 % anual en el período. 2000 – 2005.(Ver gráficos del INEI, páginas 27-30)

b) Situación Actual

Se ha tomado en esta sección información de un balance energético realizado por el MEM en los cuatro departamentos de la costa Norte del Perú, que nos servirá como precedente para hacer nuestro estudio de mercado potencial. Para esto hemos considerado los datos del departamento de Piura. La información tomada proviene del Estudio de Utilización de la Energía Nacional del último reporte del MEM que corresponde al año 1998.

También adjuntamos al final del capítulo información estadística de consumo de combustibles tomados del MEM.

PIURA

El departamento de Piura representa el 6,1% de la población de Perú y consume el 4,2% y 2,8% de la energía neta y útil del país, posee una eficiencia del 25,8 %.

El sector más importante en consumo de energía es el residencial (83% en energía neta y 57,4% en útil). Se aprecia en segundo término el sector pesca, cuya participación en energía útil es 25,5%. El sector industrial posee una participación de 5,7% en energía neta y 15,8% en energía útil. Hay diversificación del abastecimiento por fuentes con un peso importante de la electricidad y el petróleo residual, ambas con el 54,1% en energía útil y vinculadas a la generación del calor y fuerza motriz, respectivamente en la actividad industrial. Aparece en este departamento el consumo de gas distribuido que se aplica al sector residencial,

pero que sólo representa el 2,7% de energía útil del departamento. Otro energético de peso es el gas licuado de petróleo que abastece a los hogares y participa con el 10,8% en términos de energía útil. Ver al final del capítulo.

4.4.4 Proyección de la Demanda

Para la proyección de la demanda de combustibles, aparte del comportamiento histórico del consumo, se deben tener en cuenta variables fundamentales tales como:

- Crecimiento poblacional
- Crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) Regional
- Políticas Generales de Desarrollo

a) Población

En la siguiente Tabla N° 4.4, muestra el reporte de la población de Piura de acuerdo al último Censo tomado el año 1993. Estamos considerando un incremento de la población de 1.5% por año a nivel de país, debido a la falta de información oficial. Se aprecia una tasa de crecimiento poblacional de 1.5.% anual en el período 2000/2005 en el gráfico adjunto al final del capítulo.

b) *Producto Bruto Interno Regional*

El crecimiento de la actividad económica regional está directamente relacionado al consumo de combustibles en general.

En ausencia de información específica para estimar el crecimiento del PBI a nivel regional se pueden suponer que la tendencia en la evolución del PBI a nivel país en los próximos años se reflejará en forma directa a nivel regional.

Las estimaciones actuales del Instituto Nacional de Estadística y Informática (INEI) para el crecimiento del PBI a nivel país en el período 2002/2005 se nota una gran variación de acuerdo al gráfico mostrado por eso sólo podríamos tomar el PBI a nivel de país que se espera esta en el orden del 3.6 % anual. Ver gráficos al final del capítulo.

c) *Políticas Generales de Desarrollo*

Las actuales políticas generales de desarrollo otorgan prioridad al desarrollo del agro y a la descentralización del país, lo que se traduciría en un incremento sostenido del desarrollo regional. Es importante tener en cuenta también las perspectivas económicas de corto y mediano plazo que sobre la base del relativo éxito de las actuales políticas de reactivación económica, deben sustentar un constante crecimiento del aparato productivo nacional en los próximos años.

En cuanto al desarrollo de los Departamento de la costa Norte, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por la Corporación Departamental de Desarrollo que en sus planes de corto y mediano plazo considera prioritario potenciar el desarrollo de los llamados “El eje de desarrollo de la región Norte” y en especial el departamento de Piura.

4.4.4.1 *Proyección de la Demanda de gas combustible.*

La demanda potencial de gas combustible se esta estimando en base a la demanda actual y futura del GLP, kerosene y la leña en el sector residencial en los departamentos del Norte. Para ello se ha tenido en cuenta que, de existir disponibilidad de gas combustible todo consumidor actual o potencial lo preferirá por el beneficio económico que con lleva su menor precio.

En el sector industrial, agroindustrial, pesca y minería, siendo el gas combustible de menor precio se aprecia a través de la comparación el ahorro que resultaría si usáramos gas. Al hacer la comparación de los precios actuales de los combustibles industriales en la zona Norte versus el nivel de precios que tendría el gas combustible a nivel industria, resulta que el gas es un combustible barato y limpio que no contamina el medio ambiente.

	<u>Precio de Venta</u>	<u>Precio Equivalente</u>
Petróleo Industrial N° 6	33.65 US\$/B	5.8 US\$/MMBTU
Diesel N° 2	33.36 US\$/BI	7.1 US\$/MMBTU
Gas Combustible	2.0 - 3.6 US\$/MMBTU	(Tarifa según Perupetro)

El atractivo económico de usar gas combustible en reemplazo de Petróleo Industrial N° 6 ó de cualquier otro combustible, no sólo se circunscribe a su menor precio por unidad calorífica sino que, además, genera menores costos de operación, mantenimiento y transporte.

La producción de combustibles que va a tener la planta tiene asegurado la venta de gas combustible o gas seco está determinada, básicamente, por el consumo de la planta Termoeléctrica de Malacas, EESA, empresa regional de electricidad encargada de brindar servicio eléctrico en la zona Norte.

Esta planta de Malacas se ha convertido en la principal suministradora de energía eléctrica para la ciudad de Talara y la región Norte. Esperamos que en el futuro el combustible que consuman las industrias que se encuentren en la zona Norte ya que los demandantes de gas serán los hoteles, restaurantes y oficinas públicas, las que usarán este combustible barato y no contaminante.

4.4.4.2 Proyección de la Demanda de GLP

La demanda de GLP se ha estimado en base a la información obtenida por los reportes que publica el Ministerio de Energía y Minas. La importación estimada de GLP se muestra en la Tabla Nº 4.5 a nivel de País. La demanda de GLP en Piura de acuerdo al balance energético neto representa el 5.7 % de la demanda potencial total de la zona Norte y es la que se ha considerado en el presente estudio solamente el consumo residencial que esta en el orden de 695.7 tera joules (162.3 MBIs de GLP por año). Sin embargo es conocido que desde la Refinería de Talara se abastece parcialmente a Piura y otras ciudades importantes de la zona Norte, por lo que es factible que la demanda real, cuando se disponga GLP en la planta esta pueda en alguna forma contribuir con el poco volumen de producción de la planta a el mercado insatisfecho de Piura.

Actualmente parte del abastecimiento de GLP a la ciudad de Piura se realiza desde Lima. El mayor consumo de GLP en Piura se registra en el sector Residencial.

4.4.1 Proyección de la demanda de Gasolina Liviana

Para estimar la demanda futura de la gasolina liviana de alto octanaje se ha considerado los estimados de la demanda de Gasolina 84 octanos del Estudio de Mercado de la información proporcionado por el MEM. Se ha tenido en

cuenta también que en la actualidad la totalidad de la Gasolina 84 octanos que se consume en la Zona Norte y es producida por la refinería de Talara; sin embargo, aproximadamente el 0.13 % es la energía que proviene de la gasolina motor en Piura. Gran parte de la Gasolina consumida en Piura corresponde a nafta craqueada de alto octanaje que se transporta de la refinería de la Pampilla. La necesidad de transportar gasolina desde Lima es necesario ya que este déficit en la demanda se debe principalmente en el requerimiento de la calidad de este producto final (Gasolina con Número de Octanos 84 RON) y que no pueden ser alcanzados por la gasolina de bajo octanaje que se obtiene a partir del crudo que se destila en la refinería de Talara.

En la Tabla Nº 4.5 se muestra la Demanda Estimada de Gasolina de alto octanaje para el período 2000/2003.

4.4.2 Proyección de la Demanda de Condensado Pesado

El estudio de Combustibles en la zona Norte también ha servido de base para determinar el nivel de demanda futura de condensado pesado.

Este producto intermedio se puede utilizar en la producción de Kerosene o Diesel 2, desde la Refinería Talara en donde se procesaría a fin de incrementar la producción de Kerosene y/o Diesel 2.

Actualmente se producen déficit estacionales de kerosene y/o Diesel en la zona, los que se estima se incrementarán en el

futuro, por lo que el condensado pesado disponible por la Planta ayudará en alguna manera a disminuir el transporte de estos productos desde Lima, por eso se requiere que las demás empresas petroleras desarrollen este tipo de proyecto de recuperación de líquidos del gas para así abastecer estos mercados insatisfechos y ahorrar divisas.

Como referencia del nivel de demanda para el Kerosene y Diesel en el período 2000/2003, se adjunta en la Tablas N° 4.5

El porcentaje de uso del kerosene y diesel en el departamento de Piura esta dado por 11% y 1% respectivamente.

4.5 Estudio de la Oferta Actual de los Productos Principales

4.5.1 Empresas productoras de combustibles Instaladas.

La Refinería Talara: Capacidad instalada, Producción Anual y Expansión de la Capacidad Instalada.

La Refinería de Talara consta de una Unidad de Destilación Primaria de 62,000 b/d, una Unidad de Destilación al Vacío de 24,000 b/d y una Unidad de Craqueo Catalítico de 16,000 b/d. Su capacidad de almacenamiento es de 2'549,000 barriles, de los cuales 250,000 son de crudo. Sus principales productos derivados son: asfaltos, (cementos asfálticos, asfalto RC250, asfaltos oxidados), combustibles y solventes

industriales, gas licuado de petróleo, gasolina motor (90 y 97 octanos), turbo A1 , kerosene y diesel.

En los últimos años se ha logrado una gran flexibilidad operativa en el proceso de refinación que ha permitido , por ejemplo, mejorar en 20% el rendimiento de la unidad preparadora de carga para craqueo, duplicar la producción de LCO (material de corte) en la unidad de craqueo catalítico y realizar craqueo de residual de alta viscosidad, agregando valor a la materia prima.

4.5.2 Precio de Venta de los Productos

El precio de venta de los combustibles al usuario final es fijado por el Gobierno, es decir, los combustibles tienen carácter de precios “controlados” y en tal sentido, no están sujetos al juego de la oferta y demanda.

Los elementos para fijar los precios básicamente son:

- Costos y Utilidad del Productor
- Impuestos
- Margen del Grifero

Los costos y Utilidad del Productor constituyen, dentro de la estructura de precios, la retribución o ingreso total que recibe el productor por los productos que comercializa a este rubro del precio se le denomina Precio PETROPERU).

Dentro del elemento Impuestos deben diferenciarse varios tipos aplicables a todos los combustibles en general y a alguno en particular. El impuesto, aplicable a todos los combustibles, es el denominado Impuesto Selectivo al Consumo, mientras que un caso específico es el de las

gasolinas que reciben dos Impuestos adicionales: El Impuesto al Rodaje y el Impuesto a la Venta de Gasolina.

La suma del precio Petroperú e Impuestos constituye el precio ex Planta.

Por último, el Margen del Grifero, aplicable a los combustibles que se comercializan en grifos y estaciones de servicio (Gasolinas, Kerosenes y Diesel).

Los factores determinantes de las variaciones de los precios son básicamente dos:

- La presión de costos que soporta el productor.
- La obtención de nuevos recursos fiscales (Impuestos).

De acuerdo al primer factor, los valores de venta tradicionalmente han estado por debajo de los costos de producción.

Por el segundo factor, el Estado recurre a los aumentos de precios como fuente de obtención de nuevos recursos fiscales. Así tenemos que las gasolinas, además del Impuesto Selectivo al Consumo, están afectas a los Impuestos al Rodaje, y a la Venta de Gasolina, mientras que los otros combustibles sólo están afectos al Impuesto Selectivo al Consumo.

4.6 Comercialización de los Productos Mayores

4.6.1 Identificación de las Empresas Intermediarias

La comercialización de los productos combustibles la realiza PETROPERU (Departamento de Ventas de la Gerencia Función Comercialización y Transportes), a través de las Plantas de Ventas distribuidas a lo largo y ancho del país.

En la Zona de Talara la comercialización se realiza a través de la Planta de Ventas de la Refinería de Talara.

El retiro de los productos de esta planta se realiza principalmente por camiones-tanque de transportistas particulares.

Las gasolinas, kerosenes y Diesel 2 se expenden al público en los grifos, principalmente.

El GLP se expenderá a través de empresas privadas, el despacho se hará en la Planta. Las empresas privadas se encargarán de la distribución y venta.

4.6.2 Formas de Comercialización.

En el caso del Gas Combustible y del GLP que se comercializarán directamente en la zona de producción, se estima lo siguiente:

- La distribución y venta del Gas Combustible se entrega a través del ducto mencionado anteriormente, se entrega a la Central Térmica de Malacas.

- En el caso de GLP la venta se tendrá que mantener el sistema establecido, el cual es a través de empresas privadas.

Con respecto a los otros productos como la gasolina liviana y los condensados pesados, serán entregados a la Refinería de Talara para ser procesados en kerosene, diesel y gasolina, y la Refinería se encargará de su distribución y venta.

Tabla 4.1**Calidad Típica: Prod. Destilados y Residuales**

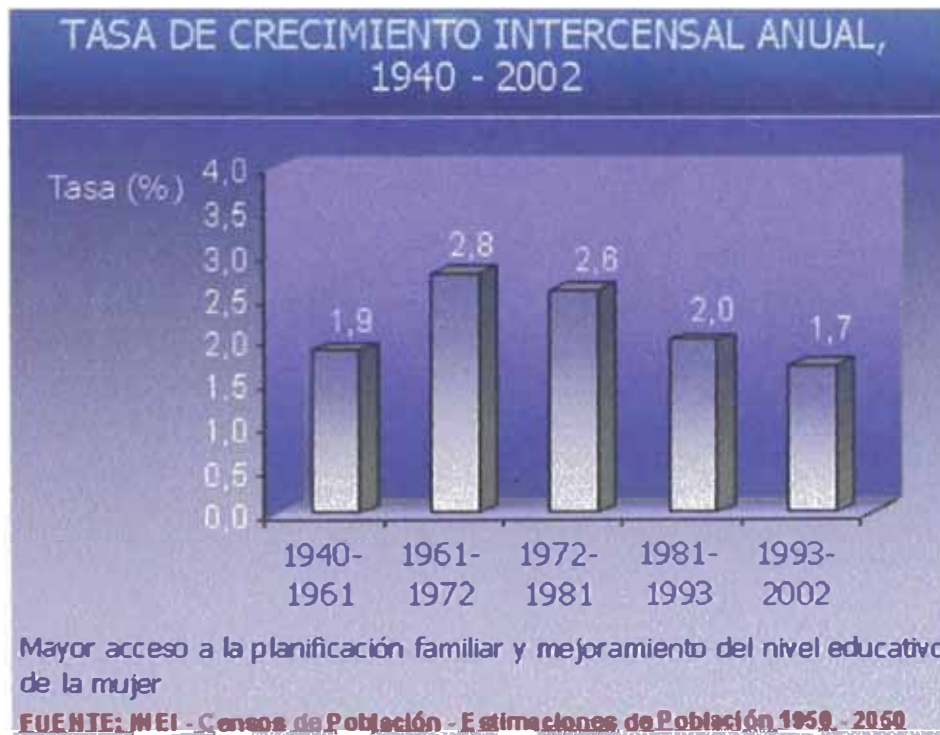
INSPECCIONES	Diesel 2	Kerosene	Pet.Ind. 6	Pet.Ind.500
<u>Apariencia</u>	Clara y brill.	Clara y brill.	-	-
Color Saybolt	-	+18	-	-
Color ASTM	1.5	-	-	-
<u>Volatilidad</u>				
Gravedad API a 15.6°C	33.2	40.3	11.6	11.2
Gravedad específica a 15.6/15.6°C	0.8591	0.8236	0.9888	0.9916
Punto de Inflamación, °C	65	46	84	86
<u>Destilación °C (a 760 mm Hg)</u>				
Punto Inicial de ebullición	162	157	-	-
10 % Vol. Recobrado	214	182	-	-
50 % Vol. Recobrado	300	222	-	-
90 % Vol. Recobrado	352	268	-	-
Punto Final de ebullición	380	288	-	-
<u>Combustión</u>				
Punto de Humo, mm	-	22	-	-
Prueba de Combustión a 16Hrs	-	Pasa	-	-
Poder Calorífico Bruto, BTU/Gal	139,619	135,567	151,222	151,517
Poder Calorífico Neto, BTU/Gal	131,036	127,060	143,150	143,421
<u>Composición</u>				
Azufre Total, %masa	0.20-0.40	0.07	1.10	1.30
Carbón Conradson, %masa	-	-	13.1	15.1
Carbón Conradson, en 10% fondos	0.020	-	-	-
<u>Fluidez</u>				
Viscos. Cinemat. a 37.8 °C, cSt	4.5	2.2	-	-
Viscos. Cinemat. a 50 °C, cSt	-	-	620	1013
Punto de Fluidez, °C	-8	-	+5	+5
<u>Contaminantes</u>				
Agua y sedimentos, %Vol	0.00	0.0	0.10	0.10
Cenizas, %Masa	0.0010	0.0012	0.05	0.05
<u>Corrosión</u>				
Lám. de cobre, 3Hr a 100°C, N°	1a	1a	-	-
<u>Contenido de Metales</u>				
Vanadio, ppm	0.00	0.00	60-80	80-100
Níquel, ppm	-	-	15	-
Índice Cetano	50	-	-	-

Temperaturas				
De almacenamiento (Máxima, °C)	-	-	50-60	60-70
De bombeo (Mínima, °C)	-	-	45	50
De atomización				
Tiro Forzado, Margen °C	-	-	100-110	110-120
Tiro Natural, Margen °C	-	-	110-120	120-130

INSPECCIONES	GASOLINAS			
	Gasol. 97sp	Gasol. 95sp	Gasol. 90sp	Gasol. 84
Apariencia	Transparente	Clara y brill.	Transparente	Clara y brill.
Color comercial	Tenue	brill.	Violeta	brill.
Gravedad API a 15.6 °C	Amarillo	Azul	59.5	Amarillo
Destilación °C (a 760 mm Hg)	49.8	52.5		61.4
Punto Inicial	39	38	39	39
10 % Vol	60	58	55	61
50 % Vol	114	109	99	103
90 % Vol	158	165	168	154
Punto Final	198	201	195	184
Presión de vapor REID, psig.	7.9	7.3	7.4	8.0
Corrosión lámina de cobre-3Hr a 50 °C, N°	1a	1a	1a	1a
Azufre Total, % masa	0.008	0.009	0.017	0.017
Goma existente, mg/100ml	1.0	1.0	1.0	1.0
Número Octano Research	97.0	95.1	90.1	84.2
Contenido de Plomo, gr Pb/litro	-	-	-	0.15

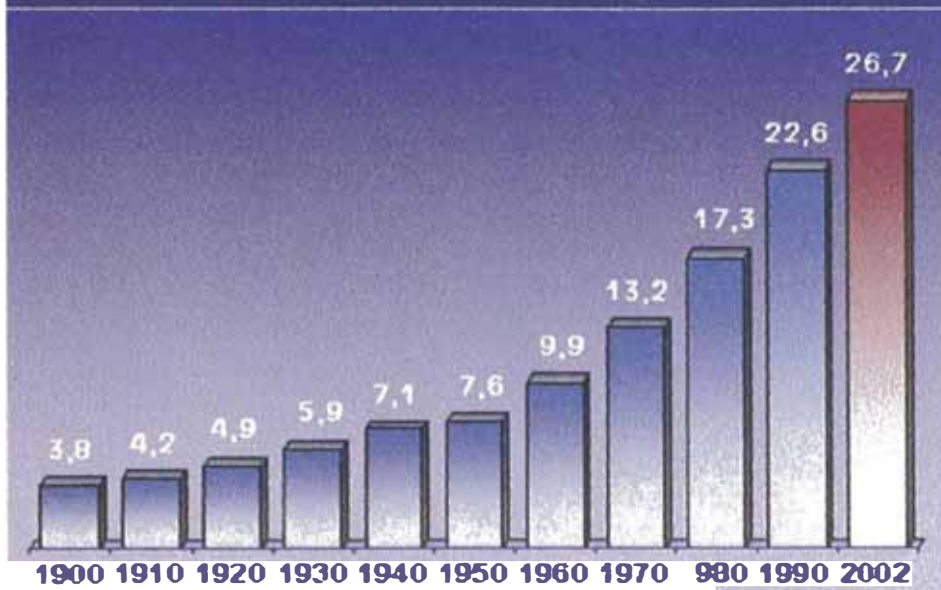
INSPECCIONES	GLP
Presión de Vapor a 37.8 °C, Psig, máx	116-125
Composición (% Vol)	
HC Tipo C3	50-60
HC Tipo C4	50-40
Gravedad Especifica a 15.6/15.6 °C	0.5434 - 0.5354
Corrosión lámina de cobre, 1Hr a 37.8 °C	1a
Poder Calorífico (Btu/Gal)	97,083 - 95,828

GRAFICOS DEL INEI



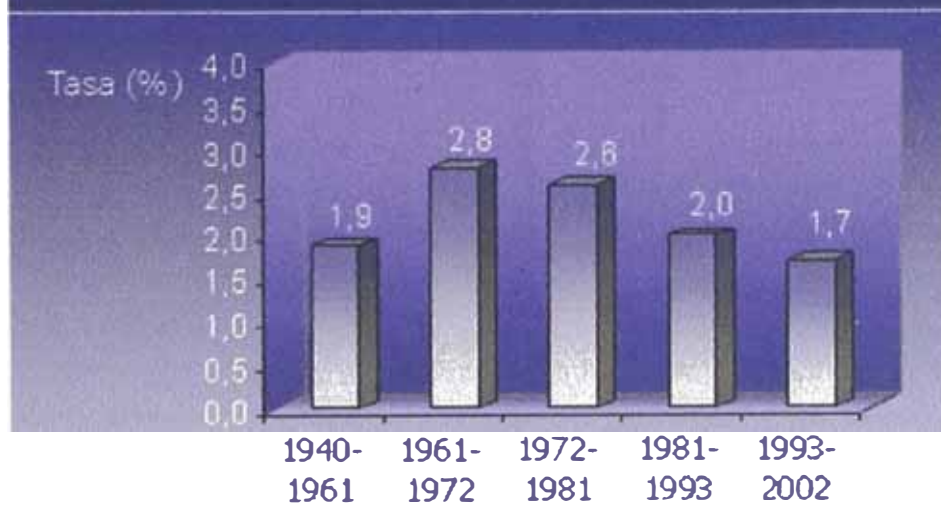
PERU: EVOLUCION DE LA POBLACION EN EL TIEMPO

(En millones de personas)



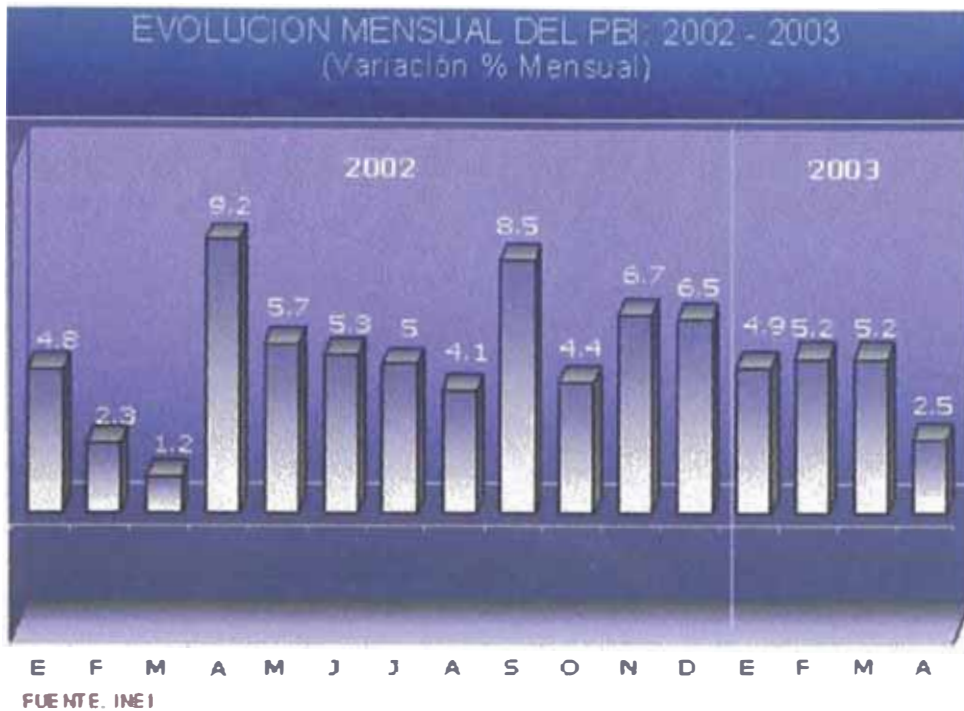
FUENTE: INEI - Censo de Población 1940 - Estimaciones de Población 1950 - 2050

TASA DE CRECIMIENTO INTERCENSAL ANUAL, 1940 - 2002



Mayor acceso a la planificación familiar y mejoramiento del nivel educativo de la mujer

FUENTE: INEI - Censos de Población - Estimaciones de Población 1950 - 2050



PBI SEGUN SECTORES ECONOMICOS: Abril 2003
(Año Base 1994)

SECTORES	Ponderación 1/	Variación Porcentual 2003 / 02	
		ABRIL	ENE- ABR
PBI TOTAL	100,0	2,5	4,4
Agropecuario	7,6	4,7	2,8
Pesca	0,7	8,1	-10,0
Minería e Hidrocarburos	4,7	8,2	5,4
Manufactura	16,0	-0,6	3,2
Electricidad y Agua	1,9	2,7	4,4
Construcción	5,6	2,0	3,1
Comercio	14,6	2,4	5,1
Otros Servicios 2/	39,2	2,6	4,3
DM-Otros Imp. a los Prod.	9,7	0,5	8,8

1/Corresponde a la estructura del PBI valorizado a precios básicos
2/ Incluye Servicios Gubernamentales y Otros Servicios
FUENTE: INEI, Ministerio de Agricultura, Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de la Producción y SUNAT.



FUENTE: INEI

Tabla N° 4.2
CONSUMO EN ENERGIA NETA (TERA JOULE)

SECTORES	DEPARTAMENTOS DEL NORTE				TOTAL
	Piura	La Libertad	Lambayeque	Tumbes	
Residencial	10089.6	7592.4	4387.5	194.1	22263.6
Comercio y Servicios	42.0	163.4	87.9	10.2	303.5
Público	6.2	4.7	19.5	16.0	46.4
Agropecuario y agroindustrial	43.8	5677.0	644.0	0.6	6365.4
Pezca	1287.6	916.9	0.0	59.1	2263.6
Minero	0.0	842.8	0.0	0.0	842.8
Industrial	590.4	4680.4	805.8	15.0	6191.6
TOTAL	12159.6	19877.6	5944.7	295.0	38276.9

CONSUMO FINAL DE ENERGIA NETA POR DEPARTAMENTOS DEL NORTE
(tera joule)

FUENTE DE ENERGIA	DEPARTAMENTOS DEL NORTE			Tumbes
	Piura	La Libertad	Lambayeque	
DO DIESEL OIL	176.8	1097.2	331.8	32.5
PI PETROLEO INDUSTRIAL	1146.1	1467.2	501.3	0.0
KE KEROSENE	1336.2	1542.5	1344.0	6.7
GM GASOLINA MOTOR	16.1	140.7	55.4	0.0
GD GAS NATURAL	167.7	0.0	0.0	0.0
GLP GAS LICUADO	695.7	858.5	600.7	74.4
CM CARBON MINERAL	0.0	2555.3	0.0	0.0
CQ COQUE	0.0	0.0	0.0	0.0
LE LEÑA	6762.2	4298.0	1761.5	45.1
BG BAGAZO	0.0	4863.0	0.0	0.0
CV CARBON VEGETAL	504.2	167.8	161.3	0.7
BS BOSTA	0.0	65.4	0.0	0.0
YT YARETA	0.0	0.0	0.0	0.0
SL SOLAR	0.2	1.6	0.0	0.0
GI GAS INDUSTRIAL	0.0	0.0	0.0	0.0
EE ELECTRICIDAD	1354.4	2820.3	1188.7	135.5
TOTAL	12159.6	19877.5	5944.7	294.9

Tabla N° 4.3
BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
Importaciones CIF
M Bis

<u>AÑO-MES</u>	<u>GLP</u>	<u>DIESEL</u>	<u>GASOLINA</u>	<u>AÑO-MES</u>	<u>GLP</u>	<u>DIESEL</u>	<u>GASOLINA</u>
200001	0.40	1014.40	8.80	200201	75.82	283.09	42.75
200002	15.70	591.20	0.00	200202	61.89	726.90	25.18
200003	0.90	822.40	71.10	200203	98.47	250.37	45.31
200004	0.80	525.00	0.00	200204	78.69	830.96	6.58
200005	3.00	638.30	89.80	200205	75.74	489.85	76.31
200006	2.60	626.80	0.00	200206	17.84	378.39	0.00
200007	2.80	718.60	50.30	200207	64.87	648.18	99.16
200008	17.20	636.40	0.00	200208	143.21	245.35	53.42
200009	1.80	1079.60	79.90	200209	73.61	591.15	56.05
200010	1.50	1147.40	49.70	200210	111.27	228.51	0.00
200011	2.50	596.40	0.00	200211	73.26	265.06	5.50
200012	2.90	907.90	103.80	200212	105.04	36.05	0.00
200101	2.40	260.10	73.50	200301	26.51	701.43	0.00
200102	34.20	692.90	48.30	200302	124.95	567.26	54.75
200103	28.50	556.90	48.20	200303	38.67	800.59	0.00
200104	54.40	306.40	0.00	200304	50.13	280.45	52.97
200105	59.50	520.60	42.30				
200106	44.70	566.60	0.00				
200107	77.20	568.20	0.00				
200108	93.40	697.80	48.30				
200109	27.30	405.30	54.70				
200110	48.00	334.50	5.00				
200111	16.60	445.00	55.10				
200112	49.60	710.80	2.00				

BALANZA DE HIDROCARBUROS

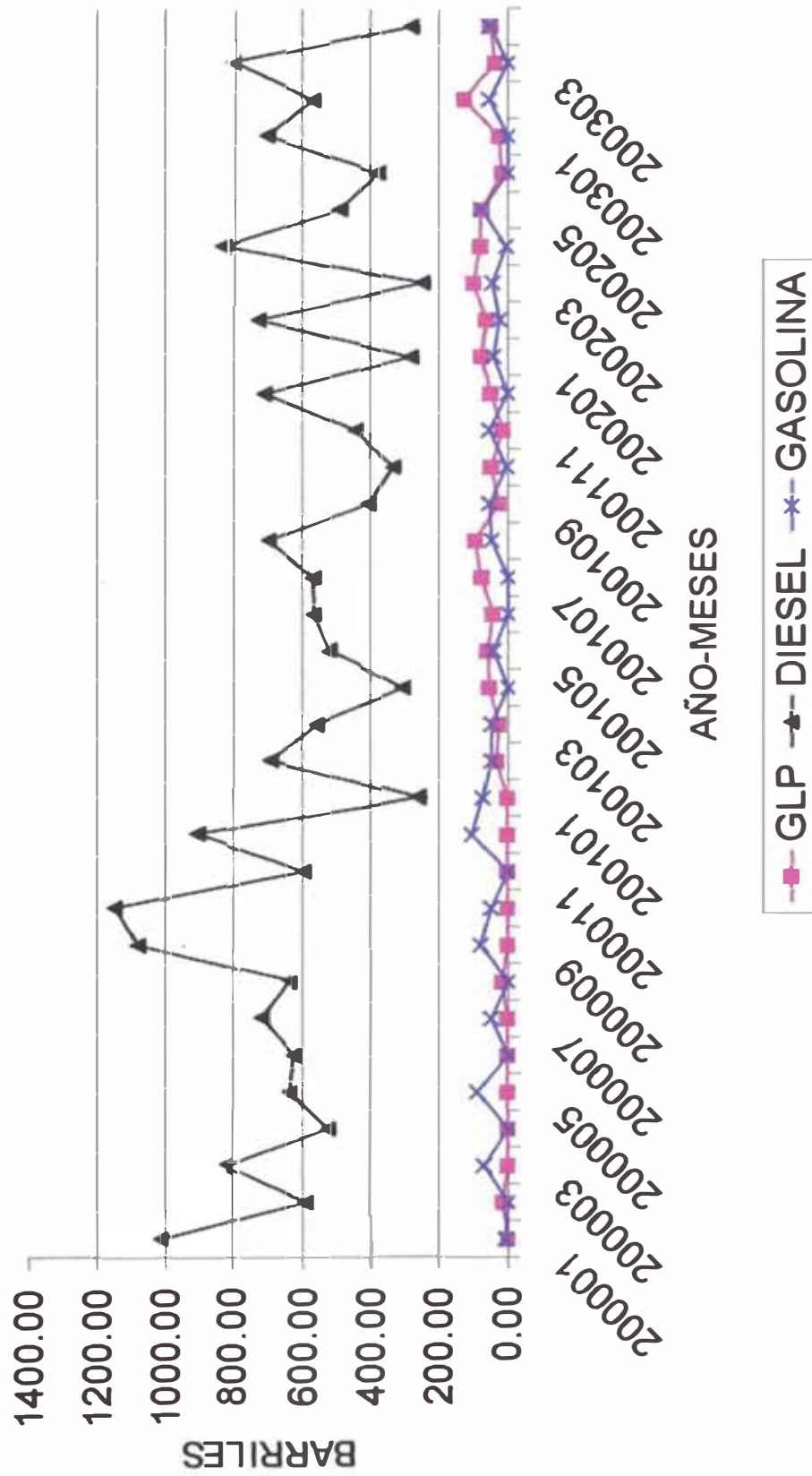


Tabla N° 4.4

RESUMEN DEL DIRECTORIO DEPARTAMENTAL DE CENTROS POBLADOS

DEPARTAMENTO PIURA	2632	1388264	291748
CIUDAD	9	89898	20989
PUEBLO JOVEN	257	430979	86348
URBANIZACION	71	86169	18348
PUEBLO	152	232293	50694
CASERIO	1640	405197	84158
ANEXO	339	36238	7536
VILLA	17	74167	16382
UNIDAD AGROPECUARIA	101	8040	1780
COOP. AGRARIA DE PRODUCCION	8	4145	774
COMUNIDAD CAMPESINA	11	191	79
CAMPAMENTO MINERO	1	239	64
OTROS	3	1906	605
CENTRO POBLADO MENOR	1	817	283
CONJUNTO HABITACIONAL	2	1764	407
ASOCIACION DE VIVIENDAS	7	1830	445
COOPERATIVA DE VIVIENDAS	1	1229	268
BARRIO O CUARTEL	12	13162	2588
PROVINCIA AYABACA	671	131310	27562
PROVINCIA HUANCABAMBA	513	117459	26083
PROVINCIA MORROPON	367	163052	36697
PROVINCIA PAITA	69	76070	17329
PROVINCIA PIURA	547	544907	111125
PROVINCIA TALARA	120	120904	25235
PROVINCIA SULLANA	345	234562	47717
AA			

FUENTE: INEI - IX CENSO DE POBLACION Y IV DE VIVIENDA 1993

RESUMEN DEL DIRECTORIO DEPARTAMENTAL DE CENTROS POBLADOS

DEPARTAMENTO TUMBES	214	155521	33500
CIUDAD	2	13120	2682
PUEBLO JOVEN	24	41827	8959
URBANIZACION	9	12328	3299
PUEBLO	27	42378	8779
CASERIO	104	16389	3410
ANEXO	23	1141	288
VILLA	4	5552	1492
UNIDAD AGROPECUARIA	3	449	112
COMUNIDAD CAMPESINA	1	46	12
BARRIO O CUARTEL	17	22291	4467
PROVINCIA TUMBES	115	115406	247148
PROVINCIA CONTRALMIRANTE VILLAR	67	13361	2994
PROVINCIA ZARUMILLA	32	26754	5788

AA

RESUMEN DEL DIRECTORIO DEPARTAMENTAL DE CENTROS POBLADOS

DEPARTAMENTO LAMBAYEQUE	1457	920795	187185
CIUDAD	5	71442	15262
PUEBLO JOVEN	144	265892	51402
URBANIZACION	82	98742	21300
PUEBLO	54	220224	47702
CASERIO	731	160542	30386
ANEXO	233	46579	9548
VILLA	1		3
UNIDAD AGROPECUARIA	172	12877	2315
COOP. AGRARIA DE PRODUCCION	12	38482	8061
COMUNIDAD CAMPESINA	8	1816	291
CAMPAMENTO MINERO	2	30	12
OTROS	8	159	54
CONJUNTO HABITACIONAL	4	2848	627
BARRIO O CUARTEL	1	1162	222
PROVINCIA CHICLAYO	554	617881	124810
PROVINCIA FERREYAFE	341	92377	20473
PROVINCIA LAMBAYEQUE	562	210537	41902

AA

FUENTE: INEI - IX CENSO DE POBLACION Y IV DE VIVIENDA 1993

Tabla N° 4.5
IMPORTACION DE COMBUSTIBLES
Importaciones CIF
M Bis

<u>AÑO-MES</u>	<u>GLP</u>	<u>DIESEL</u>	<u>GASOLINA KEROSENE</u>	<u>AÑO-MES</u>	<u>GLP</u>	<u>DIESEL</u>	<u>GASOLINA KEROSENE</u>
200001	0.40	1014.40	8.80	200201	75.82	283.09	42.75
200002	15.70	591.20	0.00	200202	61.89	726.90	25.18
200003	0.90	822.40	71.10	200203	98.47	250.37	45.31
200004	0.80	525.00	0.00	200204	78.69	830.96	6.58
200005	3.00	638.30	89.80	200205	75.74	489.85	76.31
200006	2.60	626.80	0.00	200206	17.84	378.39	0.00
200007	2.80	718.60	50.30	200207	64.87	648.18	99.16
200008	17.20	636.40	0.00	200208	143.21	245.35	53.42
200009	1.80	1079.60	79.90	200209	73.61	591.15	56.05
200010	1.50	1147.40	49.70	200210	111.27	228.51	0.00
200011	2.50	596.40	0.00	200211	73.26	265.06	5.50
200012	2.90	907.90	103.80	200212	105.04	36.05	0.00
200101	2.40	260.10	73.50	200301	26.51	701.43	0.00
200102	34.20	692.90	48.30	200302	124.95	567.26	54.75
200103	28.50	556.90	48.20	200303	38.67	800.59	0.00
200104	54.40	306.40	0.00	200304	50.13	280.45	52.97
200105	59.50	520.60	42.30				
200106	44.70	566.60	0.00				
200107	77.20	568.20	0.00				
200108	93.40	697.80	48.30				
200109	27.30	405.30	54.70				
200110	48.00	334.50	5.00				
200111	16.60	445.00	55.10				
200112	49.60	710.80	2.00				

COMENTARIOS ACERCA DEL MERCADO POTENCIAL PARA EL GAS LICUADO-GLP

En el estudio de la determinación del Mercado Potencial para el consumo de GLP, en el departamento de Piura, hemos tenido en cuenta la Instalación de la Planta de recuperación de los líquidos del gas natural del Lote I, el mercado potencial está constituido por el sector residencial urbano que consume kerosene y GLP, y al sector residencial rural que consume Leña y kerosene.

La información que se tiene procede de la Oficina Técnica de Energía del MEM, acerca del Consumo Final de Energía Neta expresada en Tera Joules, los datos corresponden al último reporte de Evaluación de Energía que corresponde al año 1998 a nivel de país. Como conocemos la tasa de variación porcentual anual dado por el DGH-MEM que es de 4.6% para el GLP y al Kerosene de -3.3% en el período 2003-2012, y para la Leña no se tiene mucha información pero hemos tomado la Información que nos da el INEI en Población y Tasa de Crecimiento, que para el período 1995-2000 la tasa de crecimiento es 1.7% y para el período 2000-2005 es 1.5%, esta tasa lo hemos tomado hasta el 2012. Estas dos tasas han sido tomadas para estos dos períodos con respecto al incremento de consumo de la Leña.

También asumimos que a partir del año 2003 hasta el 2012 la gente que usa kerosene y leña son clientes potenciales a consumir GLP, primero asumimos que si el 5% de estos consumos de kerosene se pasan a consumir GLP, como esta energía está expresada en tera joules, nos permite asumir que la energía provenga del GLP así tendremos el total consumo de GLP en este período 2003-2012. De igual forma si optimistamente asumimos el 10% y 15% de cambio de combustible, y tendremos nuevos volúmenes de GLP para este período y estas asunciones lo mostramos en la tabla y en el gráfico adjunto.

Cuando tratamos del consumo de la Leña tenemos que mencionar primero que existe una mejora en la eficiencia energética a nivel de país de acuerdo a la última medida que corresponde al año 1998 que fue de 35.7% en comparación al año 1985 que fue de 27% lo que indica una mejora en la utilización de la energía.

Se observó que existía un incremento en el sector Residencial en el período 1985-1998 en 13.2%, lo que estaría indicando que en dicho período se produjo

un importante proceso de sustitución entre fuentes energéticas. En 1985 en áreas urbanas el consumo energético representó el 27.5% del consumo total mientras que en 1998 el 40.2% del consumo total. De esta manera el consumo en el área urbana aumentó en el período un 22.1%; esto en gran medida como consecuencia del proceso de urbanización. Con respecto a las áreas rurales, en 1985 el consumo representó el 72.5% del consumo total y en 1998 el 59.8%. por lo tanto, el consumo del sector rural disminuyó en el período en un 31.1%; como se observa, el sector rural a perdido participación durante el periodo dentro del total del consumo del sector residencial y esto se debe principalmente al proceso de crecimiento de la urbanización y a la disminución del sector rural lo que trae como consecuencia la disminución del consumo de leña, el cual esta siendo sustituido principalmente por el kerosene y GLP.

El análisis de comparación se efectuó sobre la base de los resultados presentados en el BNE (Balance Nacional Energético) de 1985 y en la encuesta de 1998.

En términos de energía neta el consumo registrado en el sector residencial en 1998 disminuyó en 16,4% con respecto a 1985, debido principalmente a la disminución del consumo de leña; sin embargo, en términos de energía útil el sector residencial creció durante el período en 13,2%, lo que estaría indicando que en dicho período se produjo un importante proceso de sustitución entre fuentes energéticas.

Hacemos notar que de acuerdo a los reportes del MEM la producción de GLP por las Refinerías en el país durante el mes de Marzo del año 2003 fue de $41.17 \text{ M m}^3 = 259.0 \text{ M Bls}$ de GLP. Pero Las Ventas ocurridas durante ese mes del mismo año fueron de $77.77 \text{ M m}^3 = 489.159 \text{ M Bls}$ de GLP, o sea que sólo producimos el 52% de lo que consumimos a nivel de país, si a eso le agregamos los clientes potenciales que provienen de los consumidores de kerosene y leña del departamento de Piura tendríamos que importar más GLP y por lo consiguiente más pérdida de Divisas.

Con respecto al consumo de GLP en el departamento de Piura encontramos que el 87.7% corresponde al consumo residencial que emplea este combustible generalmente en el calentamiento del agua y cocción, y el otro sector que consume GLP es el Industrial.

Al integrarse los nuevos consumidores de GLP que provienen del Kerosene y la Leña nuestra necesidad de este combustible va a ser más apremiante, por lo que se justifica la necesidad de construir la Planta de recuperación de hidrocarburos líquidos en el Lote I, ya que esta planta en algún modo va a mitigar la necesidad de este mercado en crecimiento, estos cálculos están presentados junto a este comentario.

Adjuntamos un Glosario con términos usados en los reportes elaborados por el Ministerio de Energía y Minas.

DEPARTAMENTO: PIURA
CONSUMO FINAL DE ENERGIA NETA (TERA JOULE)
FUENTE DE ENERGIA/ ESCENARIO CONSERVADOR

Tasas promedio de Incremento anual -->		-3,3%		4,6%		1,7/ 1,5 % (*)		1,7% para 1993-2002 1,5% para 2003-2012								
AÑO	DO	PI	KE	GM	GD	GLP	CM	CQ	LE	BG	CV	BS	YT	SL	GI	EE
1998	176.8	1146.1	1336.2	16.1	167.7	695.7	0.0	0.0	6762.2	0.0	504.2	0.0	0.0	0.2	0.0	1354.4
1999			1292.1			727.7			6877.2							
2000			1249.5			761.2			6994.1							
2001			1208.2			796.2			7113.0							
2002			1168.4			832.8			7233.9							
2003			1129.8			871.1			7342.4							
2004			1092.5			911.2			7452.5							
2005			1056.5			953.1			7564.3							
2006			1021.6			997.0			7677.8							
2007			987.9			1042.8			7793.0							
2008			955.3			1090.8			7909.8							
2009			923.8			1141.0			8028.5							
2010			893.3			1193.4			8148.9							
2011			863.8			1248.3			8271.2							
2012			835.3			1305.8			8395.2							

Para el GLP y Kerosene se ha tomado tasas de incremento promedio anual
 Para la Leña se ha tomado la tasa de crecimiento poblacional Intercensa

En el año 2003 el promedio de GLP es de 871.1 Tera joules, por mes resulta: 72.59 Tera joule = 16.94 MBIs GLP/mes
 Si 1 m³ = 6.28961 barriles(de 42 galones)

La producción de GLP por las Refinerías en el país durante el mes de Marzo del año 2003 fue de 41.17 Mtr 259.0 M BIs

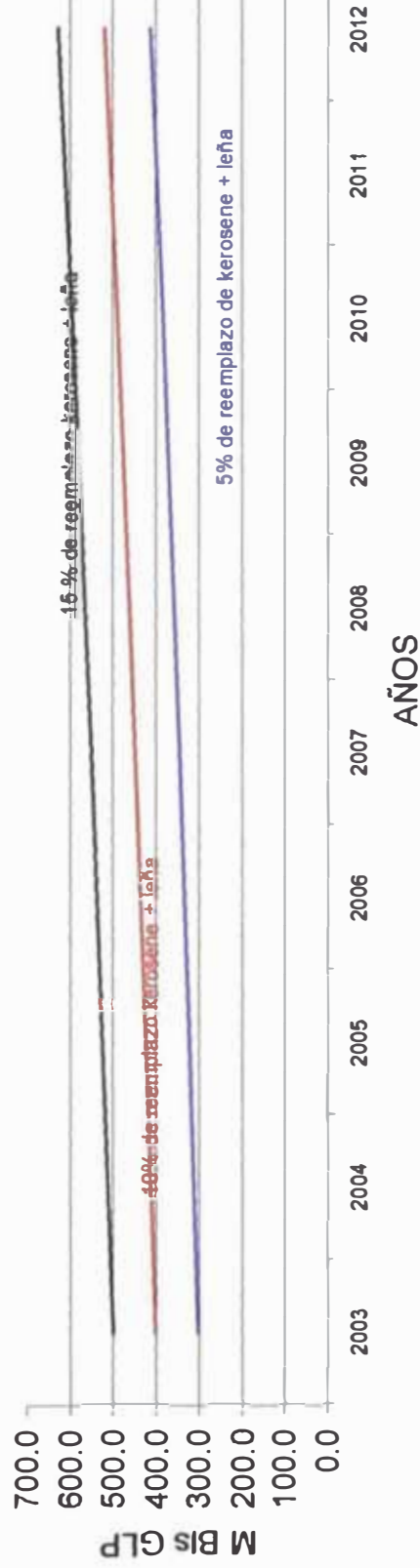
Lima y Callao en el año 1998 reportó 9639.1 Tera joule de consumo usando GLP.

DEMANDA DE DERIVADOS DEL PETROLEO Y LEÑA EN EL PERIODO 2003 - 2012
ESTIMACION DE LA DEMANDA DE GLP
ESCENARIO OPTIMIS (TERA JOULE)

AÑO	GLP	kerosene 15%	TOTAL	SUB TOTAL	LEÑA 15%	TOTAL	GLP MBIs/AÑO	GLP MBIs/mes
2003	871.1	169.5	1040.6	1040.6	1101.4	2142.0	499.8	41.7
2004	911.2	163.9	1075.1	1075.1	1117.9	2193.0	511.7	42.6
2005	953.1	158.5	1111.6	1111.6	1134.6	2246.2	524.2	43.7
2006	997.0	153.2	1150.2	1150.2	1151.7	2301.9	537.1	44.8
2007	1042.8	148.2	1191.0	1191.0	1168.9	2359.9	550.7	45.9
2008	1090.8	143.3	1234.1	1234.1	1186.5	2420.6	564.8	47.1
2009	1141.0	138.6	1279.5	1279.5	1204.3	2483.8	579.6	48.3
2010	1193.4	134.0	1327.4	1327.4	1222.3	2549.8	595.0	49.6
2011	1248.3	129.6	1377.9	1377.9	1240.7	2618.6	611.1	50.9
2012	1305.8	125.3	1431.1	1431.1	1259.3	2690.3	627.8	52.3

Asumimos que ha reemplazado el 15% de consumo de Kerosene y Leña por GLP

MERCADO POTENCIAL PARA EL GLP POR REEMPLAZO DEL KEROSENE Y LEÑA



V.- TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN

5.1 ALTERNATIVAS DE TAMAÑO (CAPACIDAD)

5.1.1 Relación Tamaño / Mercado.

El Tamaño (capacidad) de la Planta estará en función de la cantidad de materia prima que se dispone, de acuerdo al volumen de gas que se produce este tiene la tendencia de incrementarse, para esto bastará con agregar un tren Turbo-expansor.

Con respecto al Estudio de Mercado existente y insatisfecho en el departamento de Piura, se demuestra que para atender los requerimientos de GLP por un periodo de 5 años se requiere incrementar la capacidad de procesamiento de la Planta o esperar el GLP proveniente del gas de Camisea y que las otras empresas petroleras que trabajan en la zona Norte desarrollen proyectos semejantes sobre recuperación de líquidos del gas.

Con respecto al gas combustible la planta esta entregando un promedio de 1.2 MM de PCD gas seco. El producto obtenible que nos sirve de justificación para construir la Planta de procesamiento es el GLP principalmente y de las gasolinas Livianas junto con los Condensados pesados estos se entregarán a la Refinería de Talara para su conversión en Gasolinas, kerosene y diesel.

5.1.2 Relación Tamaño / Inversión

Se ha determinado que un menor tamaño de la planta, a fin de reducir la inversión inicial, no es conveniente por lo siguiente:

En el caso del costo de la planta de tratamiento que si las líneas secundarias, separadores, bombas, calderas, torres, etc., no guardasen relación directa con la dimensión adecuada de diseño por reducir un incremento sustancial de la inversión por unidad de capacidad disponible.

Se restaría flexibilidad de producción, principalmente en el caso de la planta de procesamiento de gas, la que vería reducida su capacidad de atender picos de consumo o de afrontar paradas por mantenimiento.

5.2 ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN

En el desarrollo del Proyecto se han evaluado diferentes alternativas para la localización de la Planta de Procesamiento de gas.

La localización de la Planta se ha escogido ubicarla en la Bateria 16 ya que en este lugar se tiene la batería de producción en donde están los tanques , separadores de prueba, bombas, compresores, separadores y todo las facilidades que existen en una batería de Producción. Existe espacio para la instalación de la planta y los

tanque para la gasolina liviana y condensado pesado, así como el área de despacho de los productos producidos.

Instalar la Planta en el área de la Batería 16 implica ahorro en las tuberías de conexión. Es necesario recordar que desde la Batería 16 se envía el gas a la Central Térmica. En el análisis correspondiente se han tenido en cuenta diversos factores cuantificables y cualitativos, como se muestra en los párrafos siguientes.

5.2.1 Factores Cuantificables

Los principales factores tomados en cuenta se indican a continuación:

a) Tamaño de la Planta

Se construye la planta para un volumen de tratamiento inicial de 3.0 MMPCD con la facilidad de incrementar un tren Turbo-expansor conforme incrementa el volumen de entrada de gas húmedo.

b) Transporte de productos

Se ha considerado el transporte por tanques sistemas de los productos gasolina liviana y condensado pesado hacia la Refinería de Talara. Con respecto al gas combustible la entrega se realiza desde la zona de compresores en donde está el inicio de gasoducto que transporta el gas a la Central Térmica. Y con respecto al GLP se tendrá una zona de despacho para los

camiones tanques de las empresas comercializadoras de este combustible.

c) Terreno

Con respecto al terreno se ha escogido un área de 40,000 m² que comprende la Batería 16, en donde estarán la planta y la zona de despacho de los combustibles.

La zona se ubica en el aspecto ecológico como árida tropical, con la temperatura promedio anuales de 16° a 29°C, según mediciones en la estación meteorológica de Piura, sin embargo las temperaturas mínimas y máxima pueden fluctuar entre los 15° a 36°C., las precipitaciones pluviales para un periodo de 20 años se pueden establecer entre 40 – 50 mm de promedio anual, a excepción de los años en que se ha presentado el efecto del Fenómeno El Niño en que las precipitaciones son extremadamente mayores y generalmente ocurren entre los meses de Enero y Abril.

d) Disponibilidad de agua

El agua se transportará en camiones cisterna hacia los tanques de almacenamiento o sea en la Batería 16, que es el lugar donde estará la zona de tratamiento del Gas.

e) Desarrollo de la segunda Etapa del Proyecto

Ante el incremento poblacional e industrial en el departamento de Piura se hace necesario tener planes de expansión de la Central Térmica lo que traería como consecuencia la solicitud de más gas combustible para poder abastecer la demanda de electricidad en el departamento así como también los otros combustibles como GLP, kerosene y diesel. Por lo tanto ya se tiene programado la ampliación de la planta lo cual consistiría en agregar trenes turbo-expansores para cumplir con la futura demanda.

5.2.2 Factores Cualitativos

Se han tomado en cuenta los siguientes factores:

- Política de descentralización
- Desarrollo regional
- Influencia del medio ambiente y efectos del mismo.

a) Política de descentralización

El actual Proyecto cumple con la política de descentralización establecida por el Gobierno.

b) Desarrollo regional

El Proyecto de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I, contribuirá en forma efectiva a potenciar el desarrollo de la Zona Norte y en especial el Departamento de Piura. Asimismo, disminuirá la dependencia de las refinerías de la capital del país, ya que desde Lima se transporta GLP, kerosene, diesel y gasolinas, por intermedio de camiones cisterna para abastecer el mercado insatisfecho de esa región. También se ahorrarán divisas por la disminución de la importación de estos combustibles.

c) Influencia del medio ambiente y efectos sobre el mismo

La contaminación ambiental producida por este Proyecto será cero o mínima, no existiendo riesgo de que afecte la salud de los pobladores ni la flora y fauna de la zona. Ya que este terreno se encuentra alejado de la población, además se encuentra en una zona árido tropical como se menciona anteriormente. Mencionamos que en los Anexos A y B adjuntos al proyecto tratamos de los programas de Seguridad de Planta y sobre la Contaminación del Medioambiente.

CAPITULO 6

VI.- INGENIERIA DEL PROYECTO

6.1 ESTUDIOS PREVIOS

En Julio del 2001 se presentó el Estudio de Perfil del Proyecto Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I a la Gerencia de GMP , el cual concluyó que la ejecución de este Proyecto es rentable a nivel de Empresa. Asimismo, se indicaba que como acción inicial era necesario llevar a cabo el reacondicionamiento de pozos y pruebas de producción de éstos y preparar un programa de perforación de algunos pozos que estaban en una ubicación interesante, para disponer de información y sustento técnico más preciso a fin de desarrollar a continuación el Estudio de Prefactibilidad correspondiente.

6.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y EXPLORATORIA E INVENTARIO DE RECURSOS

6.2.1 Ubicación

El Lote I se encuentra en el Departamento de Piura. Provincia de Talara.

6.2.2 Estructura

La Empresa produce petróleo y gas desde varias formaciones geológicas tales como: Mesa, Basal, Salina, San Cristóbal, Mogollón, y Pariñas.

En total se produce desde 16 campos o Yacimientos.

6.2.3 Pozos perforados y pruebas de producción

En la actualidad se tiene 123 pozos productores y las pruebas de producción indican que los pozos tienen una producción que va desde 2 BPD hasta los 40 BPD. La producción del Lote I es: 650 BOPD, 400 BWPD y 3.0 MM PCD.

6.2.4 Reservas

Hasta el 31 de Diciembre del 2002 se reportó que se tiene 5.0 BPC (5×10^9 PC) de gas y 4.394×10^6 Bls de Petróleo.

6.3 DEFINICIÓN DE LOS PRODUCTOS A PRODUCIR

La ejecución del Proyecto Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I, permitirá disponer de los siguientes productos combustibles:

- Gas Combustible	Producto final (terminado)
- GLP	Producto final (terminado)
- Gasolina Liviana	Producto intermedio (no terminado)
- Condensado Pesado	Producto intermedio (no terminado)

En el caso de los productos finales Gas Combustible y GLP, cumplirán con las especificaciones internas de la Empresa así como con las Normas Técnicas especificadas por el ITINTEC para cada uno de ellos.

En cuanto a los productos intermedios como la Gasolina Liviana y Condensado Pesado, éstos deberán reunir las características y especificaciones necesarias para poder obtener la Gasolina 84 y del Kerosene o Diesel, respectivamente, que produce la Refinería de Talara.

Como referencia, en la Tabla N° 4.1 se adjunta las hojas de especificación de todos los combustibles cuya producción, directa o indirecta, se incrementará con la puesta en marcha del Proyecto. Para el Gas Combustible se incluye la Hoja de especificaciones propuestas, dado que no se cuenta con especificaciones aprobadas debido a que actualmente no se le comercializa en el país.

6.4 PROCESO DE PRODUCCIÓN

6.4.1 Presentación, Análisis y Elección entre alternativas

6.4.1.1 Descripción de cada una de las fases del proceso productivo.

Al salir del yacimiento el gas junto al petróleo el gas natural debe someterse a tratamiento que le permita cumplir especificaciones para su transporte y consumo. El gas debe ser seco, dulce y deshidratado.

La primera de estas condiciones implica que no debe contener hidrocarburos fácilmente licuables, como propano y otros más pesados, a las presiones y temperaturas prevalecientes durante el transporte.

La segunda condición consiste en que el contenido de otros gases contaminantes no pase de ciertos límites; estos contaminantes son, principalmente, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno.

Por último, el gas no debe contener agua (en forma de vapor) en cantidades que sobrepase ciertos límites.

Es sabido cuando el gas viene asociado como en nuestro caso, el gas viene con el crudo o cuando proviene de pozos gasíferos, el gas natural, al salir del pozo contiene invariablemente (en mayor o menor grado) la mayoría de los contaminantes indicados. Es indispensable, pues tratarlo en plantas adecuadas para separar los contaminantes y obtener gas de calidad comercial, recuperando, al mismo tiempo, los hidrocarburos líquidos presentes que se utilizan como GLP y Gasolina.

Los 16 campos o yacimientos son impulsados por gas disuelto (gas asociado) y su efluente consiste de un gas con bajo contenido de hidrocarburos pesados y CO₂.

En la formación Pariñas del yacimiento Milla VI el gas y el petróleo se encuentran a una presión de alrededor de 400 psia y por esa razón se está inyectando gas al yacimiento.

Sobre esta base el proceso productivo del Proyecto puede subdividirse en tres fases bien diferenciadas:

A) Facilidades Iniciales de Producción

Para que el afluyente de los pozos pueda ser inyectado en el gasoducto debe ser previamente acondicionado, efectuándose esta operación en los equipos que integran las Facilidades Iniciales de Producción.

En este caso el acondicionamiento del gas consiste en la separación parcial de hidrocarburos líquidos condensables (propano, butano y más pesados) para alcanzar un punto de rocío comprendido entre 8°C y 12°C y en la reducción drástica del porcentaje de vapor de agua que podría estar presente. El motivo principal es que la condensación de estos componentes a lo largo del gasoducto puede provocar la formación de bolsas de líquido que afectarían el flujo normal de gas. La combinación de agua e hidrocarburos líquidos a bajas temperaturas, puede formar también hidratos que son sólidos que taponéan las tuberías. La eliminación de agua también es necesaria por el contenido de dióxido de carbono (alrededor de 0.19%) en el gas afluyente; este compuesto, en combinación con el agua, forma ácido carbónico que provocaría corrosión en las tuberías y equipos del sistema. En este caso, la separación de los líquidos requerida se obtiene mediante el enfriamiento de la corriente de gas por expansiones sucesivas e intercambio de calor en los equipos que integran las Facilidades Iniciales de Producción.

La descripción del proceso, en términos generales, es la siguiente:

El petróleo con el gas fluye desde los pozos, a través de ductos y llegan a un tubo múltiple para la distribución (llamado el manifold), que es un tubo distribuidor con varias entradas y salidas y que tiene un juego de válvulas de distribución, y que hace pasar al petróleo y al gas natural a un separador líquido/ gas, de donde se obtiene la corriente de gas que ingresará a la planta a una presión de 15 – 20 psia. y el petróleo que pasa a unos tanques para luego ser bombeados al lugar de venta.

B) Transporte de gas y líquidos del gas

Esta fase de transporte de las corrientes de gas y de líquidos del gas que comprende, a su vez, dos etapas: la primera cubre el transporte desde la ubicación de las Facilidades Iniciales de producción (separador, tanques, scrubbers) hasta la ubicación de la planta de procesamiento de Gas y, la segunda, desde esta Planta hasta la Central Térmica de Malacas.

C) Procesamiento del Gas

La Planta de Procesamiento de Gas tiene la finalidad de retirar el propano, butano e hidrocarburos más pesados y, al mismo tiempo, obtener gas combustible de calidad comercial.

Se ha considerado como más conveniente para el Proyecto después de analizar los otros procesos la instalación de

una Planta Turbo-expansor. En el diagrama de procesos de un planta turbo-expansión están explicados en los gráficos de primera y segunda parte del proceso Turbo-expansión. Esto esta descrito en forma detallada al final del capitulo.

6.4.1.2 Posibilidades de uso de tecnología propia para cada una de las fases.

La Empresa dispone al presente de un desarrollo tecnológico que permite que el Diseño Básico de ciertas etapas del Proyecto sea efectuado por el personal propio de la Empresa. En este sentido, el Diseño Básico del gasoducto principal fue realizado por el personal de la empresa así como también la instalación del Compresor en la Batería 16 y facilidades necesarias. Se reconstruyó un ducto existente el cual fue restaurado para transportar gas. Algunos otros ductos secundarios que se usan para la Inyección de gas y los tanques de almacenamiento de petróleo fueron construidos por el personal de la Empresa.

El Diseño Básico de la Planta de Procesamiento de Gas y de las facilidades iniciales de producción será efectuado por la firma que gane la Licitación.

Para la construcción y montaje de las instalaciones y el tendido de tuberías, existe en nuestro medio firmas que tienen capacidad para la ejecución de estas obras en calidad de sub contratistas, requiriendo solamente la supervisión del contratista.

Para la operación y mantenimiento no se prevén problemas ya que existe suficiente experiencia, dada la magnitud de las operaciones de la Empresa.

6.4.1.3 Tecnologías existentes para cada una de las fases de los procesos

Dentro de las fases del proyecto se estima que sólo en el caso de la Planta de Procesamiento de gas se pueden diferenciar claramente varias tecnologías para el desarrollo del proceso.

En la actualidad, para los procesos de recuperación de propano e hidrocarburos más pesados, se dispone de las siguiente tecnologías:

- Turbo expansión
- Absorción refrigerada
- Refrigeración en cascada

De estos procesos, el sistema de turbo expansión permite alcanzar los más altos niveles de recuperación de líquidos e involucra una mayor economía, dado que requiere de una menor inversión, es fácil de operar y necesita poco mantenimiento en relación a los otros sistemas. En el rubro 6.4.1.8 se amplía la información que sustenta la elección del proceso turbo expansión para este Proyecto. En el anexo C mostramos un diagrama de la planta actual de compresión.

6.4.1.4 Condiciones cuantitativas y cualitativas de adquisición de tecnología

De acuerdo a la experiencia de GMP, la adquisición de tecnología para la ejecución del Proyecto debe tener las siguientes características:

1º El pago de la licencia se realiza por una sola vez. Se establecerán cláusulas que garanticen a GMP calidad y volumen de producción, asistencia técnica y verificación de los diseños detallados, inspección de los equipos principales, arranque de la Planta y pruebas de garantía.

2º En los contratos no se establecerá ninguna cláusula que condicione la adquisición de tecnología con la compra de bienes de capital, insumos, personal, diseño detallado, etc.

3º En los contratos no se establecerá ninguna cláusula que afecte o condicione los precios de venta o reventa de los productos que se elaboran en base a la tecnología respectiva. GMP es libre para establecer sus precios y vender sus productos sin ningún tipo de restricción.

4º En los contratos no se establecerá ninguna cláusula que restrinjan la estructura ni el volumen de la producción.

5º En los contratos, GMP queda en libertad para utilizar o comprar tecnologías competidoras cuando realice proyectos nuevos o ampliaciones.

6° En los contratos no se establecerán cláusulas que obliguen a GMP a vender o transferir al Licenciador las mejoras o inventos que GMP pudiera desarrollar para el proceso.

6.4.1.5 Requerimientos de maquinarias para cada proceso productivo

En general, el tipo de maquinarias, equipos e instalaciones para el Proyecto, es diverso y con capacidades variables. En el rubro 6.6.3.2 se señalan los principales equipos, maquinarias e instalaciones que se requieren.

6.4.1.6 Requerimientos de insumos para cada proceso productivo

Para el caso de la Planta de Procesamiento de Gas se han considerado los siguientes insumos:

- a) Combustible
- b) Electricidad
- c) Agua cruda y tratada
- d) Vapor de media presión

6.4.1.7 Requerimientos de mano de obra para cada proceso productivo

En el rubro 9.2.a se indican los requerimientos de personal para el Proyecto. Dado el alto grado de tecnología y

automatización alcanzado en este tipo de procesos, se requiere poco personal para la operación del sistema.

6.4.1.8 Elección del proceso productivo y de la tecnología a desarrollarse

Tal como se indico en el rubro 6.4.1.3 sólo para la Planta de Procesamiento de Gas ha sido necesario evaluar y seleccionar una tecnología específica.

A continuación se describen los procesos que se utilizan actualmente en el mundo para la recuperación de propano e hidrocarburos más pesados.

- Proceso de Absorción

Las plantas que utilizan este proceso funcionan de modo similar a las endulzadoras (que extraen el H₂S), haciendo circular el gas a través de una torre en contracorriente con kerosene o nafta pesada (que viene hacer el aceite de absorción) que absorbe los productos licuables contenidos en el gas. Estos productos se recuperan después por destilación fraccionada del aceite de absorción.

- Proceso de Refrigeración en cascada

Este proceso utiliza el enfriamiento sucesivo de la corriente de gas para alcanzar las temperaturas

necesarias para la licuefacción de los hidrocarburos a recuperar.

Se fundamenta en el uso del calor de vaporización y condensación del propano, butano o mezclas refrigerantes para producir refrigeración a niveles de temperatura sumamente menores.

Este proceso requiere, por lo tanto, de un típico ciclo de refrigeración externa que utiliza los refrigerantes ya mencionados.

Proceso de Turbo expansión

Las Plantas de Turbo expansión retiran los productos licuables condensándolos también por refrigeración.

Sin embargo, en este caso se produce el enfriamiento haciendo expandir el gas adiabáticamente, esto se realiza en una turbina de expansión donde por reducción de la presión del gas (de 700-800 a 250-300 psia) se alcanzan bajos niveles de temperatura (entre -80° a -95°F).

A continuación se resumen las características y aplicaciones específicas de las plantas de turbo expansión, que han servido de fundamento para recomendar la elección de este proceso.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE UNA PLANTA TURBO EXPANSION

- Simplicidad en el proceso
- Fácil operación
- Alta eficiencia y confiabilidad
- Baja inversión
- Equipo integrable en módulos de fácil instalación
- Equipo físicamente pequeño
- Bajo costo de operación y mantenimiento
- Flexibilidad de procesamiento y producción.

APLICACIONES ESPECIFICAS DE UNA PLANTA TURBO EXPANSION

- Disponibilidad de gas a baja presión
- Se requiere recuperación de más de 95% de propano y butano
- Áreas alejadas

Se puede apreciar también las ventajas del proceso de turbo expansión comparando algunas variables de proceso y facilidades de servicios de cada uno de los procesos ya descritos. Ver Tabla 6.1

En cuanto a la separación del dióxido de carbono (CO₂) presente en el gas de carga, ello será definido en el Diseño Básico de la Planta de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos o Planta de Procesamiento de Gas.

De considerarse imprescindible su remoción, se podrá optar por uno de los métodos que se describen a continuación:

- Absorción por reacción química reversible (uso de aminas: MEA, DEA, etc)
- Absorción física con disolventes (Selexol, Fluor Solvent o Sulfinol)
- Adsorción (uso de tamices moleculares)

6.5 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

6.5.1 Capacidad teórica en cada fase

La capacidad teórica (de diseño) que se ha considerado en cada una de las fases principales es similar. Así se tiene que la planta

de Procesamiento de Gas, así como el Gasoducto que en la actualidad transporta gas natural para la Central Térmica de Malacas, y las Facilidades Iniciales de Producción de la Bateria 16 existente tienen una capacidad para tratamiento de una carga de 3.0 MMPCD de gas natural.

La referida capacidad se ha fijado en base a la producción de gas natural proveniente de los pozos y también se ha fijado en base a los resultados del Estudio de Mercado y de tal manera que asegure la cobertura de la demanda de la zona de Piura durante la vida útil del Proyecto.

6.5.2 Eficiencia de cada Unidad a pleno funcionamiento

El factor de operación (eficiencia) dado por el fabricante en donde considera para la Planta de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos es de 80%. Este factor cubre los tiempos de parada por mantenimiento programado y paradas menores no programadas.

Considerando los equipos, instalaciones y sistemas que tendrá la Planta se puede asegurar un suministro continuado de gas, inclusive en los períodos de parada por mantenimiento; en estos casos el mantenimiento podrá ser escalonado y contará con sistemas de "by pass" para compensar el efecto de la parada de un equipo o instalación.

6.5.3 Capacidad nominal y eficiencia para cada etapa, cuando el Proyecto se ejecuta por partes

El Proyecto será efectuado en forma integral, por lo que la capacidad de operación y eficiencia serán las indicadas en los párrafos 6.5.1 y 6.5.2.

6.5.4 Plazo en que la capacidad real será copada

Como se ha indicado anteriormente, el Proyecto será diseñado para que sea capaz de cubrir la demanda del departamento de Piura y de los departamentos de la zona Norte durante un período de 5 años. Si la demanda crece a tasas mayores de las previstas en el Estudio de Mercado, la capacidad real sería copada antes; sin embargo, en el diseño de la planta se considerarán facilidades para interconectarla con futuras ampliaciones, dado que el gasoducto y líneas de productos si serán capaces de absorber mayores volúmenes sin adiciones importantes.

6.5.5 Análisis de flexibilidad del Proyecto

El Proyecto ha sido conceptuado para mantener una adecuada flexibilidad operativa, así como asegurar un suministro continuo de gas combustible. Cabe hacer notar que en lo referente a la Planta de Procesamiento de Gas ésta estará integrada por dos o tres trenes de turbo expansión, lo que permitirá una mayor flexibilidad operativa en una zona crítica y fundamental del procesamiento del gas. Al mismo tiempo, cada turbo expansor

deberá disponer de válvula "by pass" del mismo (efecto Joule Thompson) para permitir sacar fuera de servicio este equipo sin afectar apreciablemente la capacidad y rendimiento de la Planta.

6.6 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL PROYECTO

6.6.1 Terreno

Como se indico anteriormente la ubicación de la Planta de Procesamiento de Gas se construirá en la Bateria 16 por las facilidades de producción existente.

El área de terreno requerido se estima en 40,000 m² que serán ocupados por:

- Área de Procesos
- Área de servicios Industriales
- Tanques de Almacenamiento
- Sala de Control
- Oficinas, vestuario y baños
- Laboratorio

Deberá existir también un área perimétrica de seguridad, de acuerdo a las Normas de Seguridad de la Industria Petrolera.

Las Facilidades Iniciales de Producción estarán ubicadas en la Bateria 16.

6.6.2 Obras Civiles

Las obras civiles abarcan lo siguiente:

- Construcción y Montaje de la Planta de Procesamiento de Gas y de las Facilidades Iniciales de Producción.
- Construcción del Área de despacho de los productos: GLP, Gasolina Liviana y Condensado Pesado.
Reparación de la carretera de ingreso a la Bateria 16.

6.6.3 Características de las Instalaciones, Maquinarias y Equipos

6.6.3.1 Selección de maquinaria y equipos

La selección de los equipos y maquinarias se realizará según las especificaciones del Diseño Básico y las especificaciones Generales de Diseño y Construcción de GMP.

6.6.3.2 Cantidad y Características

Al momento sólo es posible definir aproximadamente el número y características básicas de los principales equipos, maquinarias e instalaciones que comprende el Proyecto.

A continuación se señalan los equipos, maquinarias e instalaciones más significativas que se requieren:

PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS

- **Área de Procesos**

<u>Cantidad</u>	<u>Maquinaria/Equipo</u>
------------------------	---------------------------------

1.	Torre de etanizadora
1	Torre de-propanizadora
1	Torre de-butanizadora
3	Turbo expansor
3	Intercambiadores de calor
3	Rehervidor
6	Separador
1	Unidad de deshidratación
7	Bombas y motores

- **Área de Servicios Industriales**

<u>Cantidad</u>	<u>Maquinaria/Equipo</u>
1	Compresor de aire-instrumentos
1	Secador de aire-instrumentos
1	Generador de electricidad
1	Sub estación eléctrica
1	Caldero de vapor de media
1	Unidad de tratamiento de agua

- **Tanques de Almacenamiento**

<u>Cantidad</u>	<u>Maquinaria/Equipo</u>
2	Tanques de 200 Bls para GLP
2	Tanque de 100 Bls para Gasolina
2	Tanque de 50 Bls para condensado
1	Tanque de 200 Bls para agua fresca

FACILIDADES INICIALES DE PRODUCCIÓN

<u>Cantidad</u>	<u>Maquinaria/Equipo</u>
2	Separador horizontal
1	Generador de electricidad
1	Compresor de aire-instrumentos
1	Sistema de control automático de flujo
1	Compresor usado para enviar gas a la Central Térmica de Malacas

TRANSPORTE DE GAS

<u>Cantidad</u>	<u>Maquinaria/Equipo</u>
1	Gasoducto Principal, F = 6" y 8"

En el anexo C presentamos un diagrama del sistema del gasoducto para la entrega del gas combustible.

6.6.3.3 Normas de fabricación

Todos los equipos y maquinarias serán fabricados de acuerdo a las "Especificaciones de PETROPERU" donde se detallan los aspectos generales, selección de materiales, criterios de diseño, fabricación, inspección, pruebas de garantía, recepción y otros que sean necesarios para lograr que los equipos, maquinarias e instalaciones sean fabricados y operen satisfactoriamente.

También es necesario indicar que, las Especificaciones Generales de PETROPERU hacen referencia a normas aceptadas mundialmente en este tipo de proyectos, tales como la ASTM, ASME, TEMA, ANSI, AGMA y API entre otras.

6.6.3.4 Abastecimiento nacional y extranjero

En el proyecto se dará prioridad a la adquisición de equipo, maquinaria y materiales de procedencia nacional sobre los de procedencia extranjera, siempre y cuando cumplan las especificaciones señaladas y los tiempos de entrega y los precios sean adecuados, de acuerdo con los dispositivos legales vigentes.

6.6.3.5 Flexibilidad

Todas las instalaciones, equipos y maquinarias serán diseñados para dar al sistema una adecuada flexibilidad, tanto

en las condiciones de operación como en la cantidad y volumen de los productos y cargas.

En las especificaciones del Proyecto (diseño básico) se establecerán los criterios de diseño para cada uno de los equipos, de modo tal que permitan flexibilidad en cuanto a las condiciones de operación, como son: presión, temperatura y volumen.

6.6.3.6 Adaptación del equipo a las condiciones atmosféricas del lugar

En el Diseño Básico se tomarán en cuenta las condiciones especiales de la zona, en especial lo concerniente a la temperatura, precipitaciones pluviales (Fenómeno del Niño), humedad y corrosividad de la zona.

Es necesario hacer notar la condición de inflamabilidad que es creada por la eventual presencia de gases combustibles en la zona de procesos, que obligaría a diseñar los equipos para estas condiciones (equipo eléctrico)

6.6.3.7 Equipo para el servicio de mantenimiento

Teniendo en cuenta el tipo y la reducida cantidad de equipo involucrado en este Proyecto, se estima que no es necesario incrementar en forma específica el equipo destinado al mantenimiento, que dispone la Unidad Operativa de la Empresa.

Cabe señalar que dentro del Proyecto está considerado el rubro Repuestos, donde se establece que éstos serán entregados en un número tal, que garantice una operación continua de por lo menos dos años para los nuevos equipos.

6.6.4 Vida útil de las obras, equipos e instalaciones

Se ha considerado que los equipos e instalaciones que comprende el Proyecto deberán ser capaces de asegurar una vida útil mínima de 5 años

6.7 PLANIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

6.7.1 Estados de los Estudios de Ingeniería – Arreglo para Diseño Definitivo

GMP preparará toda la información técnica necesaria para que el Proyecto sea desarrollado conforme a sus especificaciones y cumpla con los objetivos.

Debido al grado de especialización requerido para realizar el diseño básico y detallado de cada una de la unidades, el desarrollo de los estudios de ingeniería, por parte de GMP, se circunscribe a lo siguiente:

- a) Preparación del Diseño y Especificaciones de Proceso (Diseño Básico) para la Planta y ductos adicionales, zona de despacho de gasolina y condensado, así como para las facilidades de

almacenamiento, fases que serán desarrolladas por Ingeniería de GMP.

- b) Preparación del Estudio de Procesos de la Planta de Procesamiento de Gas y facilidades de producción en pozos.
- c) Preparación de las Especificaciones Generales de Diseño y Construcción aplicables al Proyecto.
- d) Preparación de las Especificaciones Técnicas para el diseño de detalle.

La firma especializada que resulte ganadora de la Licitación realizará el Diseño Básico de la Planta de Procesamiento de Gas y de las facilidades de producción en pozos, así como todo lo concerniente al Diseño Detallado, Suministro de Equipos, Supervisión de la Construcción y Asesoría en la puesta en marcha y prueba de garantía.

Para cautelar los intereses de GMP, así como para efectivizar la transferencia de tecnología, personal de la Empresa participará en cada una de las etapas del Proyecto.

6.7.2 Plan General de Ejecución, Métodos de Contratación, Licitación, Garantías

6.7.2.1 Plan General de Ejecución, Métodos de Contratación, Licitación

La ejecución del Proyecto, en todas sus etapas, será realizada a través de un contrato que se firmará con la firma ganadora de la Licitación Internacional que se convocará para el efecto.

6.7.2.2 Garantías

Par lograr que el Proyecto culmine satisfactoriamente y logre sus objetivos tanto en los aspectos técnicos y económicos y en plazos de determinación de obra, GMP establecerá una serie de especificaciones, limitaciones y cláusulas que garanticen su inversión.

A) GARANTIAS DE PROCESOS:

En los contratos correspondientes con las firmas que ejecutarán los diseños y /o las obras, se establecerán garantías para aspectos tales como:

- Capacidad de operación de cada sistema y /o equipo
Rendimiento de productos
- Calidad de los productos
- Eficiencia de los procesos de operación

En caso de incumplimiento se establecerán penalidades.

B) GARANTIAS MECANICAS:

En los contratos, en lo referente al suministro de equipos y construcción, se establecerán cláusulas donde se fijarán garantías de calidad, funcionamiento e instalación de cada uno de los equipos e instalaciones a cargo de la firma contratista. Estas garantías normalmente cubren un período de un año a partir de la Terminación Mecánica de la Obra ó 18 meses a partir de la fecha de embarque de los equipos.

C) GARANTIA DE LA TERMINACIÓN DE LA OBRA:

En los contratos se establecerán también las fechas de terminación y recepción de las obras. Para garantizar estas fechas se establecerán multas en función de los días de atraso y monto del contrato.

D) GARANTIA DE FIEL CUMPLIMIENTO:

En los contratos se establecerá, asimismo, una garantía de Fiel Cumplimiento de todas las obligaciones asumidas por el contratista, mediante Carta-Fianza. El monto de esta garantía se reducirá parcialmente a la terminación mecánica, manteniéndose su validez por un año a partir de dicha terminación mecánica.

6.7.3 Previsión, Inicio y Término de la obra.- Estudio de la Ruta Crítica del Proyecto.- Diagrama de Recursos Físicos

De acuerdo a nuestros estimados, el desarrollo del Proyecto, tal como se muestra en la Fig. N° 6.3, requeriría 19 meses a partir de la aprobación del presente Estudio por parte del Directorio de la Empresa.

El detalle de la planificación y el estudio de ruta crítica del Proyecto, así como los diagramas de recursos físicos que abarcan desde el inicio de los diseños solicitados hasta la puesta en marcha, será presentado por cada postor de la Licitación Pública en su propuesta y será considerado en la evaluación técnico-económica.

6.7.4 Supervisión y Control de la Ejecución del Proyecto

Será realizado por GMP a través de Proyecto Desarrollo Gas Natural, debiendo recibir del contratista la obra terminada luego de haber satisfecho los niveles de garantía de capacidad, rendimiento y calidad de productos.

GMP participará por intermedio de su personal propio en la ejecución y /o en la revisión de los Diseños Básicos y Diseños Detallados de todo el Proyecto, logrando así la correspondiente transferencia tecnológica.

Igualmente, GMP, a través de su personal técnico, participará en la inspección en fábrica de los equipos así como en la inspección

de la construcción de la obra, para lograr que el desarrollo del Proyecto sea el más conveniente y salvaguardar los intereses de la Empresa.

La puesta en marcha y prueba de las plantas serán realizadas íntegramente por el personal de GMP con asesoría del contratista.

Tabla 6.1

	<u>Refrigeración en Cascada</u>	<u>Absorción Refrigerada</u>	<u>Turbo Expansión</u>
VARIABLES DEL PROCESO			
Temperatura de operación, °F	- 40/-100	-40	-80/-150
Recuperación de Propano	80-90%	92-95%	95-98%
A Mayor recuperación de Propano	+ Ciclos de refrigeración	+ Circulación aceite	-----
FACILIDADES DE SERVICIOS			
Agua de enfriamiento	Si	Si	Enfriado por aire
Consumo de Energía Eléctrica	Mayor	Medio	Menor
Consumo de combustible	Mayor	Mayor	Menor

6.8 DESCRIPCION DEL PROCESO TURBO EXPANSION

El gas natural ingresa a la planta a 15 psi y 75 °F y pasa a una unidad de presión y el gas sale a 485 psig y 95 °F, luego pasa por un separador para la extracción del condensado y el gas entra a la succión del compresor de carga que eleva su presión hasta 1020 psi. Después de la compresión, la temperatura del gas llega a 178°F, siendo lo suficientemente alta para suministrar calor al rehervidor de la torre demetanizadora. De este hervidor, el gas a 125°F es enfriado con agua hasta 100°F y pasa por un filtro cuya finalidad es aglutinar las gotitas de aceite que pudieran haber sido arrastradas por el gas desde el pozo y que podrían perjudicar la operación de los tamices moleculares. Luego de un enfriamiento, hasta de 68°F con gas residual, el gas rico pasa por otro separador para extraer el condensado, siendo a continuación deshidratado en un lecho de tamices moleculares para evitar la formación de hidratos en la zona criogénica de la unidad; pasa seguidamente por un filtro que retienen las partículas sólidas que pudieran haber sido arrastradas del lecho absorbente para entrar de allí a un enfriador, donde se logra una temperatura de 28°F, a través del enfriamiento con propano. Se le somete a un nuevo enfriamiento con el gas residual que sale del tope de la torre demetanizadora y la corriente de gas más líquidos condensados a -11°F y 965 psi son segregados en un separador en el que son expandidos aisladamente hasta 265 psi.

El gas entra en el Turbo-expansor de donde sale a -95°F y pasa luego a la sección superior de la torre demetanizadora. Cuando es utilizada una válvula de prueba o by-pass de la turbina, la temperatura del gas antes de ingresar a la torre será de apenas -36°F correspondiendo a una

expansión Joule-Thompson hasta de 382 psi. Con la turbina fuera de servicio, el gas no podrá ser expandido hasta 265 psi pues el compresor del gas residual también estará fuera de operación. El líquido del separador es expandido en una válvula logrando una temperatura de -60°F y es así enviado a la columna. El producto de tope de la demetanizadora es un gas residual que no debe contener más de 1% del propano y componentes más pesados. Este gas residual a -88°F intercambia calor con el gas rico en dos intercambiadores, conforme fue descrito anteriormente, y luego es comprimido en un compresor accionado por el turbo-expansor, para ser luego enfriado y entregado para el consumo.

El producto de fondo de la demetanizadora, un LGN con elevado porcentaje de etano, es bombeado a la torre deetanizadora, siendo antes precalentado con gasolina natural hasta 93°F . La temperatura de tope de la torre deetanizadora es de 37°F . Un condensador, utilizando propano refrigerante condensa el etano a 30°F , siendo parte del líquido bombeado de retorno a la torre como reflujo y el resto enviado para su almacenamiento. Es posible obtener etano en la fase vapor, al aumentar un poco la temperatura en el acumulador de tope. En este caso, antes de ser incorporado al gas residual, el etano-vapor intercambia calor con el propano en la etapa caliente del ciclo del refrigerante. El rehervidor de esta torre utiliza vapor de baja presión para suministrar el calor necesario a fin de separar los productos de tope y fondo.

El producto de fondo de la deetanizadora constituye la carga de la torre depropanizadora, la que produce por el tope el propano líquido y, eventualmente, una pequeña cantidad de gas que es utilizado como combustible. El propano es almacenado a 405 psi y 100°F . El rehervidor

de la torre utiliza vapor de presión media y el producto de fondo después que se reduce su presión hasta 80 psi, alimenta a la torre debutanizadora, en la cual hay separación de butanos por el tope y gasolina natural por el fondo. El rehervidor de la debutanizadora utiliza vapor de baja presión y el producto de fondo a 220°F después del precalentamiento de la carga de la debutanizadora, como fue descrito anteriormente, es enfriado y almacenado a 100°F.

En la misma forma que en la torre depropanizadora, puede producirse por el tope, además de los butanos líquidos, un gas que es usado como combustible; los butanos se almacenan a 170 psi y 100°F.

Cabe anotar que es posible producir GLP en la torre depropanizadora, aunque su operación normal sea la producción de propano, que será utilizado como refrigerante.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES - ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD - PROYECTO: RECUPERACION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL GAS NATURAL DEL LOTE I

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	1er semestre				2° semestre												
				tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3									
1	INICIO	0 días	mar 06/01/04																	
2	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	150 días	mar 06/01/04																	
3	ESTUDIO DEL PROCESO	150 días	mar 06/01/04																	
4	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE LA PLANTA	60 días	mar 06/01/04																	
5	APROBACION ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	30 días	mar 30/03/04																	
6	AUTORIZACION DE EIA	30 días	mar 30/03/04																	
7	AUTORIZACION SECTOR HIDROCARBUROS	60 días	mar 11/05/04																	
8	PREPARACION DE BASES DE LICITACION	90 días	mar 30/03/04																	
9	ESTUDIO MECANICO DE GASODUCTO (INGENIERIA)	150 días	mar 30/03/04																	
10	ESTUDIO DE TANQUES Y SEPARADORES (INGENIERIA)	150 días	mar 30/03/04																	
11	APROBACION DE BASES DE LICITACION INTERNACIONAL	90 días	mar 03/08/04																	
12	INFORME FAVORABLE (MEF)	30 días	mar 30/03/04																	
13	RESOLUCION SUPREMA	30 días	mar 11/05/04																	
14	LICITACION PUBLICA INTERNACIONAL	90 días	mar 22/06/04																	
15	APROBACION Y FIRMA CONTRATOS	60 días	mar 28/10/04																	
16		0 días	lun 17/01/05																	
17	CONSTRUCCION DE LA PLANTA TURBO EXPANSION	120 días	mar 18/01/05																	
18	CONSTRUCCION OTRAS FACILIDADES	120 días	mar 18/01/05																	
19	PRUEBAS DEL SISTEMA	15 días	lun 04/07/05																	
20	ARRANQUE Y PUESTA EN OPERACIÓN	15 días	lun 25/07/05																	

CASO - TURBO-EXPANSION

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A INYECTAR A LA FORMACION :

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A VENDER :

DETERMINAR LA CANTIDAD DE CONDENSADO, BUTANO PROPANO Y ETANO RECUPERADO

POR LA PLANTA. LA PLANTA TIENE UNA EFICIENCIA DE :

OTROS DATOS:

* GAS QUE VIENE DEL SEPARADOR HACIA LA PLANTA A CN : (0,08 MM m3/d)

TEMPERATURA = (24 ° C) (297,04 ° K)

PRESION = 104,77Kpa

* LA PRESION DEL RESERVORIO= 2794Kpa

TEMPERATURA = (41 ° C) (313,71 ° K)

* EL GAS USADO COMO COMBUSTIBLE PARA LA OPERACIÓN DE LA PLANTA ES =
TOMADO DEL GAS QUE SALE DE LA PLANTA

* La planta se ha diseñado para que tenga una eficiencia de recuperacion de:

Azufre

Condensados

Butanos

Propanos

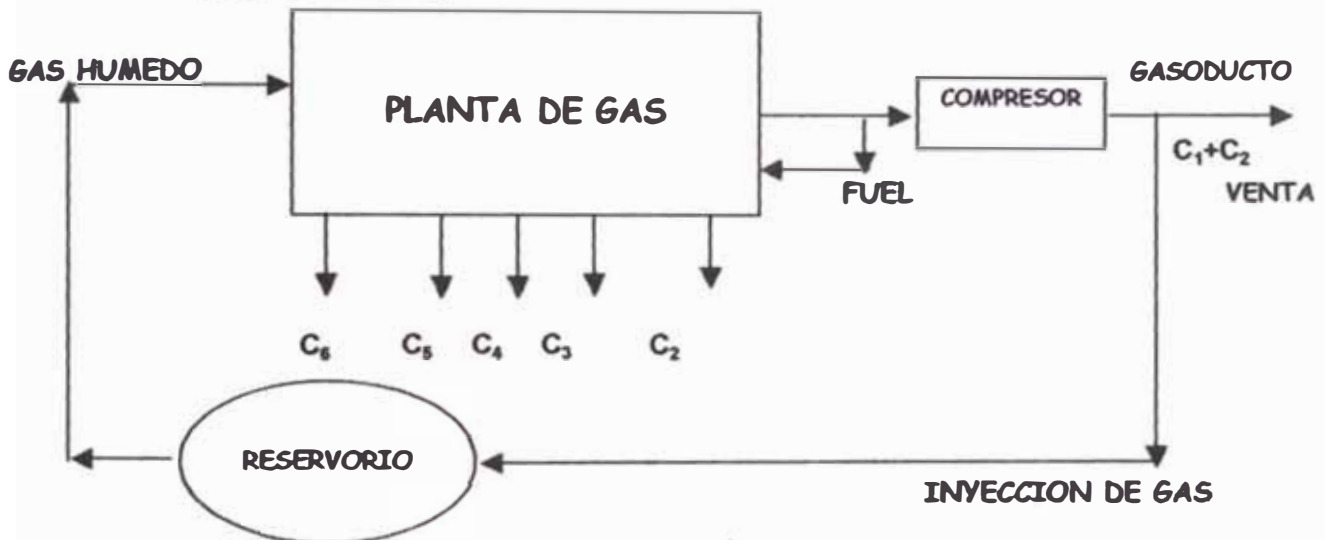
Etanos

DE ACUERDO AL ANALISIS CROMATOGRAFICO
LA RECUPERACION DEL GAS

ES DE UNA RIQUEZA DE =

3,542 GAL / M PCS

253,00 BBL / M PCS



Componentes	Gas a la salida de la planta %	Gas del Gasoducto Moles	Gas del Gasoducto Moles %	RECUPERADO
N2	0,0000	0,00	0,00	
H2S	0,0000	0,00	0,00	0% Recuperado
CO2	0,1951	0,00	0,00	100% Todo extraido
C1	77,1947	77,19	97,74	
C2	11,1200	1,67	2,11	85% Recuperado
C3	5,8261	0,12	0,15	98% Recuperado
iC4	1,4863			100% Recuperado
nC4	1,9207			100% Recuperado
iC5	0,9523			100% Recuperado
nC5	0,6633			100% Recuperado
neoC5	0,0014			100% Recuperado
C6	0,6401			100% Recuperado
C7	0,0000			100% Recuperado
TOTAL	100,00	78,98	100,00	

La merma en el Proceso : 21,02% 100 - 78,98 21,02%
 Gasto por el gas fuel : 3,00%
 Total merma 24,02% 1 - 0,2402 0,7598
 Gas en el Gasoducto Producido por la Planta : (0,08 MM m3/d) (0,7598) = (0,06 MM m3/d)

HACEMOS LOS CALCULOS PARA DETERMINAR LOS VALORES DE P_c' Y T_c'

Componentes	Gas del Separador %	P_c en Kpa	$p P_c$	T_c en °K	$p T_c$
N2	0,00	3399	0,00	126,1	0,00
H2S	0,00	9005	0,00	373,5	0,00
CO2	0,20	7382	14,40	304,19	0,59
C1	77,19	4604	3554,04	190,55	147,09
C2	11,12	4880	542,66	305,43	33,96
C3	5,83	4249	247,55	369,82	21,55
iC4	1,49	3648	54,22	408,13	6,07
nC4	1,92	3797	72,93	425,16	8,17
iC5	0,95	3381	32,20	460,39	4,38
nC5	0,66	3365	22,32	469,6	3,11
neoC5	0,00	3139	0,04	433,71	0,01
C6	0,64	3012	19,28	507,4	3,25
C7	0,00	2486	0,00	568,76	0,00
TOTAL	100,00		4559,64		228,18

Calculamos ϵ de la figura 1 $\epsilon = 0$ $B = 0,00$

$$T_c' = T_c - \epsilon = (228,18 \text{ °K})$$

$$P_c' = \frac{P_c T_c}{T_c + B(1 - B) \epsilon} = 4559,6 \text{ Kpa}$$

$$T_r = \frac{(313,71 \text{ °K})}{(228,18 \text{ °K})} = 1,37 \quad P_r = \frac{2794 \text{ Kpa}}{4559,64} = 0,61$$

de la figura 2 Z del gas = 0,92 Al entrar a la planta

El actual volumen de gas que ingresa a la planta a CN lo pasamos a condiciones de reservorio

VOLUMEN a condiciones de reservorio =

$$(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d}) \frac{104,77 \text{ Kpa} (313,71 \text{ °K})}{2794 \text{ Kpa} (297,04 \text{ °K})} 0,92$$

VOLUMEN = 3095 m3/d

Consideramos un porcentaje de Reinyección al reservorio = 30%

que es equivalente a =

$$929 \text{ m}^3/\text{d}$$

El actual volumen del gas en el Gasoducto a condiciones del reservorio

Componentes:	Gas del Gasoducto %	Pc en Kpa	p Pc	Tc en °K	pTc
N2	0,00	3399	0,00	126,1	0,00
H2S	0,00	9005	0,00	373,5	0,00
CO2	0,00	7382	0,00	304,19	0,00
C1	97,74	4604	4499,97	190,55	186,24
C2	2,11	4880	103,06	305,43	6,45
C3	0,15	4249	6,27	369,82	0,55
iC4	0,00	3648	0,00	408,13	0,00
nC4	0,00	3797	0,00	425,16	0,00
iC5	0,00	3381	0,00	460,39	0,00
nC5	0,00	3365	0,00	469,65	0,00
neoC5	0,00	3199	0,00	433,71	0,00
C6	0,00	3012	0,00	507,4	0,00
C7+	0,00	2486	0,00	568,76	0,00
TOTAL	100,00		4609,31		193,24

$$Pr = \frac{2794 \text{ Kpa}}{4609 \text{ Kpa}} = 0,61 \quad Tr = \frac{(313,71 \text{ °K})}{(193,24 \text{ °K})} = 1,62$$

de la figura 2 Z del gas en el gasoducto = 0,95

El gas disponible en el gasoducto a condiciones de reservorio :

$$= (0,06 \text{ MM m}^3/\text{d}) \frac{104,77 \text{ Kpa}}{2794 \text{ Kpa}} \frac{(313,71 \text{ °K})}{(297,04 \text{ °K})} 0,95 = 2428 \text{ m}^3/\text{d}$$

GAS PARA LA VENTA = 2428 m³/d - 929 m³/d = 1500 m³/d = 52960 PC/D

A condiciones de superficie es:

$$= \frac{1500 \text{ m}^3/\text{d}}{39865 \text{ m}^3/\text{d}} \frac{2794 \text{ Kpa}}{104,77 \text{ Kpa}} \frac{(297,04 \text{ °K})}{(313,71 \text{ °K})} \frac{1}{0,95} = 1407619 \text{ PC/D}$$

RECUPERADO POR LA PLANTA

AZUFRE S = 0 $\frac{(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d})}{24,0 \text{ m}^3/\text{K mol}}$ 32,0 Kg/Kmol 0% $\frac{1 \text{ Ton}}{1000,0 \text{ Kg}}$

AZUFRE S = 0 Toneladas metricas/dia

ETANO C2 = 0,1112 $\frac{(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d})}{24,0 \text{ m}^3/\text{K mol}}$ 0,0840 m³/Kmol 85% (177,15 Bbls/d)

ETANO C2 = 28,2 m³/d

PROPANO C3= 0,058261 $\frac{(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d})}{24,0 \text{ m}^3/\text{K mol}}$ 0,0868 m³/Kmol 98% (110,57 Bbls/d)

PROPANO C3= 17,6 m³/d

BUTANOS

iC4 = 0,014863 $\frac{(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d})}{24,0 \text{ m}^3/\text{K mol}}$ 0,1032 m³/Kmol 100% (34,21 Bbls/d)

iC4 = 5,4 m³/d

nC4 = 0,019207 $\frac{(0,08 \text{ MM m}^3/\text{d})}{24,0 \text{ m}^3/\text{K mol}}$ 0,0995 m³/Kmol 100% (42,62 Bbls/d)

nC4 = 6,8 m³/d

TOTAL BUTANOS = 12 m³/d (77 Bbls/d)

iC5 =	0,009523	{ 0,08 MM m3/d 24,0m3/K mol	0,1156 m3/Kmol	100%	
iC5 =	3,9 m3/d				(24,55 Bbls/d)
nC5 =	0,00663	{ 0,08 MM m3/d 24,0m3/K mol	0,1143 m3/Kmol	100%	
nC5 =	2,7 m3/d				(16,91 Bbls/d)
neoC5 =	0,00640	{ 0,08 MM m3/d 24,0m3/K mol	0,1209 m3/Kmol	100%	
neoC5 =	2,7 m3/d				(17,26 Bbls/d)

TOTAL GASOLINA LIVIANA

			16,9 m3/d		(106 Bbls/d)
C6 =	0,006401	{ 0,08 MM m3/d 24,0m3/K mol	0,1293 m3/Kmol	100%	
C6 =	2,9 m3/d				(18,46 Bbls/d)

C7 =	0	{ 0,08 MM m3/d 24,0m3/K mol	0,1616 m3/Kmol	100%	
C7 =	0,0 m3/d				(0,00 Bbls/d)

TOTAL CONDENSADOS =

1,5 m3/d (9,2 Bbls/d)

COMO LA PLANTA TIENE UNA EFICIENCIA DE LUEGO TENDREMOS UNA PRODUCCION DE:

85,0%

PRODUCCION DE GLP (1%C2+C3+50%C4) =

150,8 Bbls/d → **128,1 Bbls/d**

PRODUCCION DE GASOLINA LIVIANA (50%C4+C5+50%C6) =

106,4 Bbls/d → **90,4 Bbls/d**

PRODUCCION DE CONDENSADOS (50%C6+C7) =

9,2 Bbls/d → **7,8 Bbls/d**

El gas disponible en el gasoducto a condiciones de reservorio :

1500 m3/d

A condiciones de superficie es: 1500 m3/d

2794Kpa (297,04 ° K)

1

104,77Kpa (313,71 ° K)

0,95

39865 m3/d = 1407619 PC/D

85,0% →

= 1196476 PC/D

1,2 MM PC/D

PROCESO: TURBO-EXPANSION

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA HA INYECTAR A LA FORMACION : 30%

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA HA VENDER :

DETERMINAR LA CANTIDAD DE CONDENSADO, BUTANO PROPANO Y ETANO RECUPERADO

POR LA PLANTA LA PLANTA TIENE UNA EFICIENCIA DE : 85,0%

OTROS DATOS:

* GAS QUE VIENE DEL SEPARADOR HACIA LA PLANTA A CN : 3.0 MM PC/D (0,085 MM m3/d)

TEMPERATURA = 75 ° F (24 ° C) (297,04 ° K)

PRESION = 15,0 psi 104,77Kpa

* LA PRESION DEL RESERVORIO=

400 psi 2794Kpa

TEMPERATURA = 105 ° F (41 ° C) (313,71 ° K)

* EL GAS USADO COMO COMBUSTIBLE PARA LA OPERACIÓN DE LA PLANTA ES = 3%

TOMADO DEL GAS QUE SALE DE LA PLANTA

* La planta se ha diseñado para que tenga una eficiencia de recuperacion de:

Condensados

100%

DE ACUERDO AL ANALISIS CROMATOGRAFICO

Butanos

100%

LA RECUPERACION DEL GAS ES DE

Propanos

98%

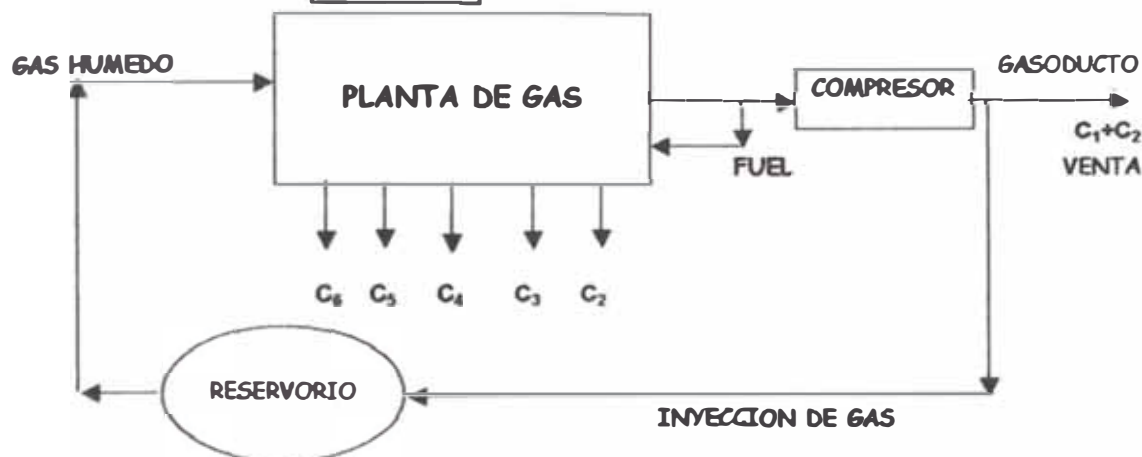
UNA RIQUEZA DE =

3,542 GAL / M PCS

Etanos

85%

253,00 BBL / M PCS



RECUPERADO POR LA PLANTA

PRODUCCION DE GLP (1%C2+C3+50%C4) = (128,1 Bbls/d)

PRODUCCION DE GASOLINA LIVIANA (50%C4+C5+50%C6) = (90,4 Bbls/d)

PRODUCCION DE CONDENSADOS (50%C6+C7) = (7,8 Bbls/d)

PRECIO POR BARRIL DE GLP = 30,44 \$/BbL GLP = (1% C2+C3 + 50% C4)

VENTA POR BARRIL DE GLP = 3901 \$ / d

POR MES = 117021 \$

POR AÑO = 1423759 \$

PRECIO POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA 28,25 \$/BbL GASOL. LIVIANA = (50% C4+C5+50% C6)

VENTA POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA = 2554 \$ / d

POR MES = 76619 \$

POR AÑO = 932203 \$

PRECIO POR BARRIL DE CONDENSADO = 33,36 \$/BbL CONDENSADO = (50% C6+C7)

VENTA POR BARRIL DE CONDENSADO = 262 \$ / d

POR MES = 7851 \$

POR AÑO = 95518 \$

POR LA VENTA DE LOS TRES PRODUCTOS OBTENIDOS EN

EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO AL AÑO ES DE: 2451480 \$

PROCESO: ABSORCION REFRIGERADA

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A INYECTAR A LA FORMACION : 30%

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A VENDER :

DETERMINAR LA CANTIDAD DE CONDENSADO, BUTANO PROPANO Y ETANO RECUPERADO POR LA PLANTA

LA PLANTA TIENE UNA EFICIENCIA DE : 85,0%

OTROS DATOS:

* GAS QUE VIENE DEL SEPARADOR HACIA LA PLANTA A CN : 3,0 MM PC/D (0,085 MM m3/d)

TEMPERATURA = 75 ° F (24 ° C) (297,04 ° K)

PRESION = 15,0 psi 104,77Kpa

* LA PRESION DEL RESERVORIO= 400 psi 2794Kpa

TEMPERATURA = 105 ° F (41 ° C) (313,71 ° K)

* EL GAS USADO COMO COMBUSTIBLE PARA LA OPERACIÓN DE LA PLANTA ES = 3%
TOMADO DEL GAS QUE SALE DE LA PLANTA

* La planta se ha diseñado para que tenga una eficiencia de recuperacion de:

Condensados

100% DE ACUERDO AL ANALISIS CROMATOGRAFICO

Butanos

100% LA RECUPERACION DEL GAS

Propanos

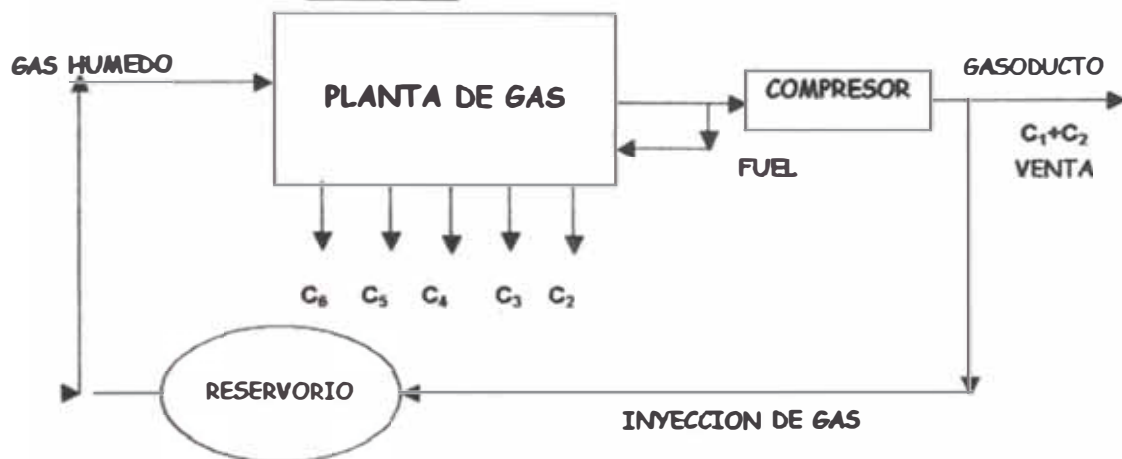
95% ES DE UNA RIQUEZA DE =

3,542 GAL / M PCS

Etanos

50%

253,00 BBL / M PCS



RECUPERADO POR LA PLANTA

PRODUCCION DE GLP (1%C2+C3+50%C4) = 124,6 Bbls/d

PRODUCCION DE GASOLINA LIVIANA (50%C4+C5+50%C6) = 90,4 Bbls/d

PRODUCCION DE CONDENSADOS (50%C6+C7) = 7,8 Bbls/d

PRECIO POR BARRIL DE GLP = 30,44 \$/BbL

PRECIO POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA = 28,25 \$/BbL

PRECIO POR BARRIL DE CONDENSADO = 33,36 \$/BbL

VENTA POR BARRIL DE GLP = 3794 \$ / d

POR MES = 113828 \$

POR AÑO = 1384903 \$

VENTA POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA = 2554 \$ / d

POR MES = 76619 \$

POR AÑO = 932203 \$

VENTA POR BARRIL DE CONDENSADO = 262 \$ / d

POR MES = 7851 \$

POR AÑO = 95518 \$

POR LA VENTA DE LOS TRES PRODUCTOS OBTENIDOS EN
EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO AL AÑO ES DE: 2412624 \$

PROCESO: REFRIGERACION EN CASCADA

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A INYECTAR A LA FORMACION: 30%

CANTIDAD DE GAS QUE SE VA A VENDER:

DETERMINAR LA CANTIDAD DE CONDENSADO, BUTANO PROPANO Y ETANO RECUPERADO POR LA PLANTA

LA PLANTA TIENE UNA EFICIENCIA DE: 85.0%

OTROS DATOS:

* GAS QUE VIENE DEL SEPARADOR HACIA LA PLANTA A CN: 3.0 MM PC/D (0.085 MM m³/d)

TEMPERATURA = 75 ° F (24 ° C) (297.04 ° K)

PRESION = 15.0 psi 104.77Kpa

* LA PRESION DEL RESERVORIO:

400 psi 2794Kpa

TEMPERATURA = 105 ° F (41 ° C) (313.71 ° K)

* EL GAS USADO COMO COMBUSTIBLE PARA LA OPERACIÓN DE LA PLANTA ES = 3%
TOMADO DEL GAS QUE SALE DE LA PLANTA

* La planta se ha diseñado para que tenga una eficiencia de recuperacion de:

Condensados

100%

DE ACUERDO AL ANALISIS CROMATOGRAFICO

Butanos

100%

LA RECUPERACION DEL GAS

Propanos

90%

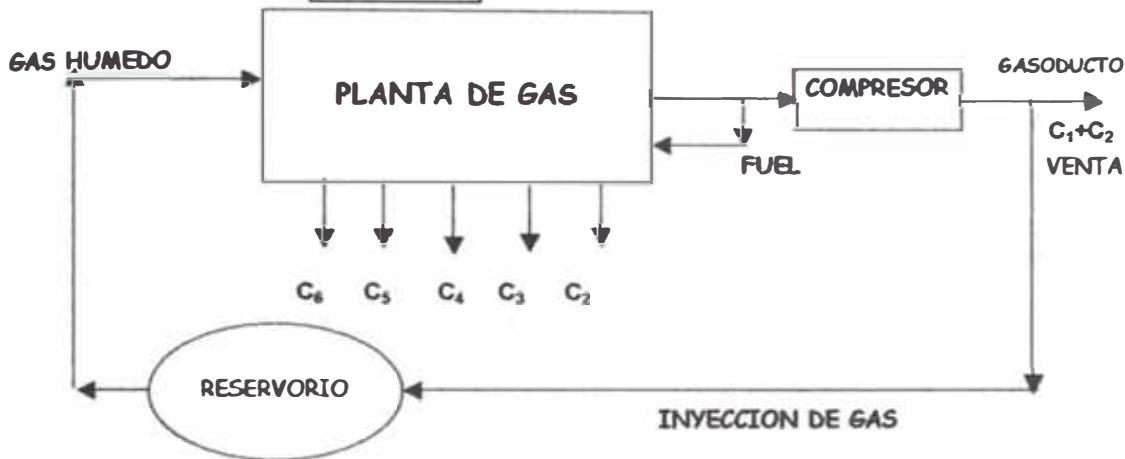
ES DE UNA RIQUEZA DE

3.542 GAL / M PCS

Etanos

0%

253.00 BBL / M PCS



RECUPERADO POR LA PLANTA

PRODUCCION DE GLP (1%C ₂ +C ₃ +50%C ₄) =	119 0 Bbls/d
PRODUCCION DE GASOLINA LIVIANA (50%C ₄ +C ₅ +50%C ₆) =	90.4 Bbls/d
PRODUCCION DE CONDENSADOS (50%C ₆ +C ₇) =	7 8 Bbls/d
PRECIO POR BARRIL DE GLP =	30.44 \$/BbL
PRECIO POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA =	28.25 \$/BbL
PRECIO POR BARRIL DE CONDENSADO =	33.36 \$/BbL

VENTA POR BARRIL DE GLP =	3621 \$ / d
POR MES =	108640 \$
POR AÑO =	1321782 \$
VENTA POR BARRIL DE GASOLINA LIVIANA =	2554 \$ / d
POR MES =	76619 \$
POR AÑO =	932203 \$
VENTA POR BARRIL DE CONDENSADO =	262 \$ / d
POR MES =	7851 \$
POR AÑO =	95518 \$

POR LA VENTA DE LOS TRES PRODUCTOS OBTENIDOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO AL AÑO ES DE: 2349504 \$

CAPITULO 7

VII.- INVERSION

7.1 COMPOSICIÓN DE LA INVERSIÓN

Con relación al procesamiento del gas, se han revisado las alternativas que más satisfacen las características del proyecto, seleccionándose los siguientes procesos:

Absorción Refrigerada.

Refrigeración en Cascada

Turbo Expansión

En los tres casos se obtienen hidrocarburos líquidos (propano y más pesados) que serán posteriormente fraccionados. La diferencia entre los procesos está dada por la mayor recuperación del GLP con el Turbo expansión, adicional a esto debemos agregar los gasto de operación son menores en el proceso seleccionado esto se ve en la Tabla 6.1 del capítulo: Ingeniería del Proyecto, ver las hojas de cálculos al final del capítulo.

7.1.1 Inversión Fija

Para la instalación de la Planta de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos en el Lote I, se ha estimado un costo base de 1,500,000 US\$, este es el valor que le corresponde al proceso seleccionado que es el Turbo Expansión y la inversión que se va utilizar para su implementación

viene hacer el costo fijo que hemos asumido para la inversión la cual comprende los costos siguientes:

La Planta		1500.000	US\$
Tanques de GLP, Gasolina y Condensados		200.000	US\$
Compresor y complementos		400.000	US\$
Instalaciones de Producción y Distribución		243.700	US\$
Oficinas, laboratorios, facilidades de planta y EIA		<u>265.000</u>	US\$
SUB TOTAL		2.608.700	US\$
CONTINGENCIAS	15%	<u>391.305</u>	US\$
INVERSION TOTAL		3.000.005	US\$

El estimado de la Inversión que se a presentado ha sido realizado conceptuando una planta modular para el procesamiento del gas natural con una capacidad de 3.0 MM PCD, esta permitirá arreglos en el futuro, si se incrementa el volumen de gas de los pozos bastará agregar módulos turbo-expansores.

7.1.2 Capital de Trabajo

La entrega de gas natural a la Central Térmica es constante y al momento de entrar en funcionamiento no tendrá ningún percance por que continuará entregándose el gas a la Central, solamente de dejará de entregar al momento de hacer las nuevas conexiones a la Planta. Y por lo tanto seguirá la venta de gas lo que nos asegura Capital de trabajo. El capital de trabajo, está relacionado íntimamente con la producción siendo sus componentes principales los siguientes:

- Costos de materia prima en existencia.
- Costos de otros materiales en existencia.
- Costos de materiales en proceso
- Existencia de Caja y Bancos.
- Capital de trabajo para comercialización
- Subtotal Capital de Trabajo Inversión Total.

En consecuencia, para efectos de la evaluación de proyectos, el capital de trabajo inicial constituirá una parte de las inversiones de largo plazo, ya que forma parte del monto permanente de los activos corrientes necesarios para asegurar la operación del proyecto.

En la actualidad se esta entregando gas húmedo a la Central Térmica en el orden de 10466 M PC (12953.02 MMBTU / mes) que es promedio mensual lo que va en los 6 primeros meses de este año 2003, lo que implica que se tiene asegurado un ingreso de capital que utilizará en el inicio y continuación del funcionamiento de la Planta. Se ha considerado el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y está comprendido con al gasto de Oficinas, laboratorios y facilidades de planta, el valor de este estudio fue de 10 000 US\$.

CAPITULO 8

VIII.- FINANCIAMIENTO

8.1 FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN

En las evaluaciones económicas realizadas se ha considerado que la ejecución del Proyecto se hará con Financiamiento de acuerdo al estudio económico realizado. Esta determinación se sustenta que ha pesar de las mayores dificultades que se tiene actualmente para conseguir financiamiento externo el estudio de la Evaluación Financiera ha demostrado que ha través de los Criterios de Evaluación obtenidos éstos están dentro de lo recomendado por las Financieras.

Teniendo en cuenta que este Proyecto esta siendo considerado como importante para la Empresa y para el País, será motivo para que las otras empresas petroleras hagan Proyectos similares y de esta manera generará importantes beneficios al país (ahorro de divisas en compras de GLP, gasolinas, condensados y comienzo del uso del gas natural como combustible en las industrias), se considera que debe realizarse este tipo de proyecto petrolero y es el caso que la gestión para concertar financiamiento externo podría retrasar la ejecución del Proyecto en más de un año calendario con el consiguiente perjuicio para el país. Si embargo, en el caso de presentarse ofertas concretas de financiamiento total o parcial del proyecto, éstas deberán ser consideradas.

8.2 FINANCIAMIENTO DEL CAPITAL DE TRABAJO

De acuerdo a lo indicado en el capítulo anterior el Capital de trabajo puede tomarse al inicio de la operación de la Inversión fija y luego cada año tendrá que reducirse por el ciclo productivo que se inicia con el primer desembolso para cancelar los insumos de la operación y termina cuando se venden los insumos, transformados en productos terminados, y se percibe el producto de la venta y queda disponible para cancelar nuevos insumos. Debemos aclarar que la Inversión en Capital de Trabajo está dado por 8% del Costo de Producción más el 5% del ingreso por ventas, como se verá en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1

ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS DEL PROYECTO

Capital Fijo	3000,0 M US\$ del año 0
Valor de Rescate (año 5)	10.0 % del Capital Fijo
Inversión en Capital de Trabajo	8.0 % del Costo de Producción. 5.0 % del Ingreso por Ventas
Costos Variables de Producción	0.024 US\$ de 0 / M Bbl (*)
Costos Fijos de Producción	20.0 % de la Inversión en Capital Fijo.
Gastos Administrativos	15.0 % de los Ingresos por Ventas
Gastos de Ventas	10.0 % de los Ingresos por Ventas
Impuesto a la Renta	30.0 % de la Renta
Tasa de Descuento Real	15.0 %
<u>Financiamiento:</u>	60.0 % de la Inversión en Capital Fijo
Tasa de Interés	12.0 % por año
Plazo	3 años sin periodo de gracia.
Pagos anuales, vencidos y constantes	3.0 % de tasa anual de Inflación.
<u>Producción diaria:</u>	
Gas Natural Residual ($C_1 + 99\% C_2$)	1.2 MMPC/d
GLP ($1\%C_2+C_3+50\%C_4$)	128.1 Bbls/d
Gasolinas Livianas ($50\%C_4+C_5+50\%C_6$)	90.4 Bbls/d
Condensado ($50\%C_6+C_7$)	7.8 Bbls/d

(*) El costo variable de producción se ha tomado como el promedio de los precios de Venta de: (el Gas natural seco + GLP + Gasolinas Livianas + Condensados)/4
 $= (2.72 + 30.44 + 28.25 + 33.36)/4 = 23.7 \text{ US\$/BI} = 0.024 \text{ US\$/M BI}$

CAPITULO 9

IX.-PRESUPUESTOS DE INGRESOS Y COSTOS

9.1 INGRESOS

El Presupuesto de Ingresos del Proyecto considera lo siguiente:

- Ingreso propiamente dichos del Proyecto, determinados mediante la valorización de los volúmenes de producción anual del Proyecto.

Tabla 9.1

Producción de la Planta:

GAS NATURAL SECO	=	1.2	MM PC/d
GLP (1%C ₂ +C ₃ +50%C ₄)	=	128.1	Bbls/d
Gasolinas livianas (50%C ₄ +C ₅ +50%C ₆)	=	90.4	Bbls/d
Condensado (50%C ₆ +C ₇)	=	7.8	Bbls/d

9.1.1 Programa de Producción

Como se mencionó en los capítulos anteriores el proceso que ha sido seleccionado es el Turbo Expansión por eso los datos de producción que tendrá la Planta están presentados en la Tabla 9.1.

Teniendo en cuenta que la venta de gas combustible ya esta asegurada por la Central Térmica y el GLP es principal producto determinante para la elaboración de este proyecto, se ha tomado

dicha producción como punto de partida para determinar el Programa de Producción.

En la Tabla N° 9.2 se muestra el esquema de producción y composición molecular de productos, ubicado al final del capítulo. Como balance volumétrico se ha tomado el correspondiente al procesamiento de 3.0 MMPCD de gas natural en la Planta Turbo expansión. En este esquema se ha considerado que la Planta permitirá obtener una recuperación promedio de 95-98 % de propano. Se ha incluido también el efecto de la declinación anual de la producción de gas de 5.0%.

Asimismo, se ha asumido una distribución de productos que está relacionada con la demanda que se espera tener; sin embargo, la Planta tendrá la flexibilidad suficiente para reordenar la producción dentro de las limitaciones que fijan las especificaciones de los productos a comercializar.

9.1.2 Ingreso por Ventas

El gas combustible ya se está comercializando, y se está vendiendo a la Central Térmica y se ha valorizado al precio constante que se ha tenido en los 6 últimos meses o sea de 2.72 US\$ /MMBTU. Ver la hoja Resumen-Gas-Lote I al final del capítulo.

Para la valorización de los productos tales como el GLP, Gasolina liviana y el Condensado pesado se ha considerado el concepto de "valor de reemplazo", es decir, valorar los productos con el precio equivalente de aquellos productos que, como consecuencia del

Proyecto, son liberados y pueden ser exportados o evitar la importación correspondiente.

Para la valoración del GLP se ha utilizado el precio de importación CIF (sin impuestos) sobre la base que en el futuro cualquier producción adicional evitará la importación, dado que actualmente la demanda no puede ser satisfecha por la producción interna de las plantas refineras.

Para la valoración de la Gasolina liviana de alto octanaje que se producirá, se ha adoptado el precio de exportación de la nafta craqueada, considerando que la gasolina a producirse en la Planta pasará a incrementar los actuales volúmenes de exportación, o servirá para nuestro mercado interno.

En cuanto a la producción de Condensado pesado, se le ha valorizado al precio de importación CIF (sin impuestos) del Diesel, ya que incrementará el volumen disponible de destilados medios (kerosene y Diesel 2) a nivel de país, evitando la importación de estos productos deficitarios. Ver hoja: Variación de precios del GLP-Nafta-Diesel, al final del capítulo.

En las Tablas N° 9.3 y N° 9.5, se muestran los precios de los productos que han sido escogidos desde el reporte de la Balanza Comercial de Hidrocarburos dados por el MEM. Estos datos se tomaron de la balanza comercial de hidrocarburos, ver anexo C.

Tabla N° 9.3

GAS NATURAL SECO	US\$/ MMBTU	2,72
GLP (1% C_2+C_3 +50% C_4)	US\$/Bbl	30.44
Gasolinas livianas (50% C_4+C_5 +50% C_8)	US\$/Bbl	28.25
Condensado (50% C_8+C_7)	US\$/Bbl	33,36

En la Tabla N° 9.4 se tiene la producción inicial que luego va a disminuir 5% cada año por efecto de agotamiento del yacimiento.

Tabla N° 9.4

Ventas (Bbls/Año)			
GAS NATURAL SECO	MM BTU/AÑO	539909	MMBTU/año
GLP (1%C ₂ +C ₃ +50%C ₄)		46773	Bls/año
Gasolinas livianas (50%C ₄ +C ₅ +50%C ₆)		32998	Bls/año
Condensado (50%C ₆ +C ₇)		<u>2863</u>	<u>Bls/año</u>

9.2 COSTOS

Los costos de operación que se incurre durante la vida útil del Proyecto y en su preparación se han tenido en cuenta las siguientes bases:

a) Mano de Obra

Los requerimientos permanentes de mano de obra para el Proyecto son los siguientes:

- Administrativos
- Empleados
- Obreros

Se considera que la estructura operativa del Proyecto se integrará administrativamente a la Unidad Operativa de Producción y al mismo tiempo recibirá apoyo de ésta en cuanto al manejo de recursos humanos, contabilidad, mantenimiento, logística, etc.

b) Mantenimiento

Los costos anuales de mantenimiento esta comprendido en rubro de los Costos fijos de producción se han estimado como el 10% de la Inversión en Capital fijo.

El mantenimiento preventivo que se planea llevar a cabo durante las operaciones de la planta el cual ha sido calculado teniendo como base los datos de consumo aproximado de repuestos a utilizar en las refacciones que mencionan los principales proveedores de maquinaria y equipo. Dicho costo esta comprendido en el rubro Costos fijos de producción.

c) Seguros

También esta comprendido en los costos fijos de producción.

d) Costos variables

Se ha considerado los Costos variables de producción los cuales están constituidos por los costos promedios de los productos producidos o bien los costos de fabricación que viene hacer el valor económico de la utilización de recursos necesarios para producir los combustibles demandados por el mercado del proyecto, estos están dados en los reportes mensuales de la Balanza de Hidrocarburos y se encuentran al final del capítulo.

e) Los Gastos Administrativos

Están relacionados a la gestión del negocio en general, en tareas como finanzas, compras, informática y la propia administración del Proyecto. Consideramos un 15% de los Ingresos por Ventas.

f) Los Gastos por Ventas

Estos incluyen los recursos necesarios para promocionar, distribuir y comercializar los productos de la Empresa y su valor equivale a un 10% del ingreso por ventas.

9.3 DEPRECIACIÓN

Para el cálculo de la depreciación se ha empleado el método lineal que consiste en cargar cada año un mismo porcentaje sobre el valor de la inversión neta. El porcentaje utilizado ha sido de 10.0% anual en base a una vida útil del Proyecto estimado en 5 años.

9.4 IMPUESTOS

Para el Impuesto a la Renta se ha tomado el 30% de la Renta Neta.

9.5 TASA DE DESCUENTO REAL

9.5 TASA DE DESCUENTO REAL

Consideramos 15% por año como Tasa de descuento real, la empresa considera que este valor es usado como protección en la determinación de sus proyectos. Representa una medida de la rentabilidad mínima que se exigirá al proyecto, según su riesgo, de manera tal que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de la operación, los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con prestamos y la rentabilidad que el inversionista le exige a su propio capital invertido.

Tabla N° 9.2

GAS NATURAL PROVENIENTE DEL LOTE I DEL NORESTE DEL PERU

Elementos	Composición % Molar
Metano	77.1947
Etano	11.1200
Propano	5.8261
Iso - Butano	1.4863
N - Butano	1.9207
Neo- Pentano	0.0014
Iso - Pentano	0.9523
N - Pentano	0.6633
Hexano	0.6401
Dióxido de Carbono CO ₂	0.1951
Oxígeno	0.0000
Nitrógeno	0.0000

Propiedades Medias del gas:

- Gravedad específica 0.7636
- Peso Molecular (gr. / mol) 22.082
- Poder Calórico Inferior 1207.354 BTU/PC
- Poder Calórico Superior 1329.219 BTU/PC

De acuerdo del análisis cromatográfico del gas que recibe la Empresa Eléctrica de Piura que proviene del Lote I , este gas tiene una riqueza aproximada de 3.542 gal. liq/MPC, este valor nos indica que:

- por 1.0 MM PC de gas recuperaremos = $(3.542 \text{ gal liquido/M PC}) * (\text{Bbl}/42 \text{ gal}) * (1000/\text{M})$
- que es igual a una riqueza de = 84.33 Bbl de líquido/ MM PC de gas
- por 2.0 MM PC la riqueza es de : 168.66 Bbl de líquido/ MMPC de gas.
- por 3.0 MM PC la riqueza es de : 252.99 Bbl de líquido/ MMPC de gas.

**PROYECTO RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS
DEL LOTE I**

Tabla 9.5

BASES PARA VALORACION DE PRODUCTOS (1)

1. VALORIZACIÓN DEL GAS

- VALOR DEL GAS: 2.72 US\$/MMBTU

2. VALORIZACIÓN DEL GLP

- PRECIO DE IMPORTACIÓN DEL GLP 30.44 US\$/B

3. VALORACIÓN DE LA GASOLINA LIVIANA

- PRECIO EXPORTACIÓN NAFTA CRAQUEADA
DEDUCIDOS IMPUESTOS 28.25 US\$/B

4. VALORIZACION DEL CONDENSADO PESADO

- PRECIO IMPORTACIÓN DE DESTILADOS
MEDIOS (KEROSENE / DIESEL) 33.36 US\$/B

(1) Evaluación a nivel Empresa.

RESUMEN

GAS

LOTE I

1999

MES	PRODUCCION (MPC)	PODER CAL. (MMBTU)	MBTU/PC	PERUPETRO		EPPSA	
				TARIFA (US\$/MMBTU)	TARIFA (US\$/MMBTU)	TARIFA (US\$/MMBTU)	FACT.\$
1999 ENERO							
FEBRERO							
MARZO							
ABRIL	4140	4794.8	1.1582	1.0868		5210.99	6947.67
MAYO	11197	13587.6	1.2135	1.0793		14665.10	19552.56
JUNIO	11821	14575.2	1.2330	1.2200		17781.74	24030.13
JULIO	10745	13205.4	1.2290	1.4250		18817.70	25564.33
AGOSTO	12598	15392.6	1.2218	1.5052		23168.94	31668.74
SETIEMBRE	10341	12809.52	1.2387	1.4827		18992.68	25929.03
OCTUBRE	16197	19758.33	1.2199	1.5394		30415.97	41778.99
NOVIEMBRE	3373	4090.34	1.2127	1.3702		5604.58	7715.61
DICIEMBRE	2884	3541.43	1.2280	1.4549		5152.43	7092.07
2000 ENERO	4030	4941.27	1.2261	1.5951		7881.82	10963.69
FEBRERO	2548	3133.75	1.2299	1.7176		5382.53	7458.33
MARZO	2210	2727.33	1.2341	1.6954		4623.92	6322.77
ABRIL	516	636.82	1.2341	1.8810		1197.86	1663.50
MAYO							
JUNIO							
JULIO	5462	6809.79	1.2468	2.0026		13637.29	18919.64
AGOSTO	13017	16007.69	1.2298	2.0647		33051.08	46249.42
SETIEMBRE	9642	12029.75	1.2476	2.2898		27545.72	39083.45
OCTUBRE	14576	18114.91	1.2428	2.3039		41734.94	58815.49
NOVIEMBRE	13864	17225.84	1.2425	2.3606		40663.32	57620.43
DICIEMBRE							

VARIACION DE PRECIOS DEL GLP-GASOLINA-DIESEL

US\$/BI

<u>2000-2003</u>	<u>GLP</u>	<u>DIESEL</u>	<u>GASOLINA</u>
ENERO-2000	26,00	29,20	29,30
FEBRERO	28,10	35,50	29,30
MARZO	45,00	32,90	29,30
ABRIL	26,00	30,50	33,40
MAYO	25,90	31,40	32,50
JUNIO	26,00	34,00	32,50
JULIO	28,20	34,20	32,40
AGOSTO	32,50	33,90	33,90
SEPTIEMBRE	28,10	42,70	33,90
OCTUBRE	29,20	42,30	31,90
NOVIEMBRE	29,40	43,40	34,40
DICIEMBRE	28,40	39,20	28,30
ENERO-2001	30,90	36,20	28,30
FEBRERO	32,90	34,70	29,60
MARZO	30,50	34,10	29,60
ABRIL	25,50	31,00	37,00
MAYO	30,20	32,90	31,50
JUNIO	27,20	34,70	23,10
JULIO	24,00	32,40	20,50
AGOSTO	25,10	32,50	27,50
SEPTIEMBRE	25,70	37,60	28,50
OCTUBRE	23,80	33,90	20,50
NOVIEMBRE	22,80	25,90	18,90
DICIEMBRE	19,60	23,20	18,30
ENERO-2002	18,60	22,29	16,89
FEBRERO	17,83	23,28	25,11
MARZO	19,25	28,56	27,93
ABRIL	20,38	28,63	27,93
MAYO	35,11	29,03	23,21
JUNIO	35,11	27,71	22,28
JULIO	36,91	30,11	21,67
AGOSTO	36,13	30,04	24,87
SEPTIEMBRE	38,73	33,83	27,45
OCTUBRE	38,73	34,48	27,72
NOVIEMBRE	38,73	32,56	27,73
DICIEMBRE	38,73	31,28	28,49
ENERO-2003	38,73	38,03	32,91
FEBRERO	46,19	45,51	36,55
MARZO	46,19	44,68	35,76
ABRIL	41,42	35,92	29,11

AVG-2000	29,40	35,77	31,76
AVG-2001	26,12	32,08	25,91
AVG-2002	31,19	29,32	25,11
AVG-2003-4	43,13	41,04	33,58
PROMEDIOS =	30,44	33,36	28,25
MAXIMI VALOR	46,19	45,51	37,00
MINIMO VALOR	17,83	22,29	16,89

Incluye todo el año 2000

Incluye todo el año desde el 2000 hasta el 2001

Incluye todo el año desde el 2001 hasta el 2002

Incluye todo el año desde el 2002 hasta el 2003

DATOS PARA EL ESCENARIO BA

DATOS PARA EL ESCENARIO OP

DATOS PARA EL ESCENARIO PE

INFORME MENSUAL DE OPERACIONES

CONTRATISTA : Graña y Montero Petrolera S.A. LOTE: I

MES: Mayo

AÑO: 2003

1.0 Hidrocarburos Producidos

1.1 Petroleo Crudo

Producción Mensual		Producción Anual Acumulada		Corte de agua (%)	Total Agua (Mes) Bls.	°API
Bls.	Bpd	Bls.	Bpd			
21,033	678	100,273	664	39.47	13,713	35.6

1.2 Petroleo Crudo Fiscalizado

Producción Mensual		Producción Anual Acumulada		BSW (%)	Contenido de Sal(Lbs./MB)	°API
Bls.	Bpd	Bls.	Bpd			
20,621	665	97,374	645	0.04	3.90	35.6

1.3 Producción de Gas Natural

Asociado			No Asociado			Gran Total	
Total Mes MPC	Prome. Diario MPC/D	Acumulado Año MPC	Total Mes MPC	Prome. Diario MPC/D	Acumula. Año MPC	Total Mes MPC	Prom. Diario MPC/D
93,155	3,005	426,631	0	0	4,889	93,155	3,005

1.4 Gas Producido

	Total Mes (MPC)	Promedio Diario (MPC/D)	Acumulado Año (MPC)
1. Gas Asociado Bruto	93,155	3,005	426,631
2. Gas Lift			
3. Gas Asociado Neto	93,155	3,005	426,631
4. Gas No Asociado	0	0	4,889
5. Total Gas Producido	93,155	3,005	431,520

1.5 Balance de Gas Producido por Batería

Balance de Gas por Batería (MPC)							
Batería	Combustible	A Compresores	Condensado	AJ Aire	Prod. Total	Gas Lift	Prod. Neta
BAT-16	975 (2)	24444 (1)		41696 (1)	67,115		67,115
MCP-17	1185 (2)			1977 (3)	3,162		3,162
MCP-19	480 (2)			4077 (3)	4,557		4,557
MCS-20	121 (2)			3537 (3)	3,658		3,658
BAT-201	360 (2)			2399 (1)	2,759		2,759
BAT-210	870 (2)			1982 (1)	2,852		2,852
BAT-211	1409 (2)			7643 (1)	9,052		9,052
Total	5,400	24444		63,311	93,155		93,155

Nota: Indicar en cada rubro por Batería, con (1), (2) o (3) si los volúmenes son medidos, calculados o estimados.

1.6 Producción de pozos Gasíferos

Pozo	Yacimiento	Formación	Producción (MPC)		Días Operados	Presión (psia)	
			Mensual	Acumulada		Tubos	Forros
5284	Sec. 16	Pañifas	0	1410	0		
2706	Milla Seis	Pañifas	0	705	0		
2713	Sec. 16	Pañifas	0	2539	0		
3517	Bellavista	Pañifas	0	235	0		
Total			0	4889			

En relación a las iniciales usadas en este reporte indicamos su significado:

ATA = pozo abandonado temporalmente,

APA = pozo abandona permanentemente,

DPA = pozo abandonado durante la perforación,

PU = pozo productor con bombeo mecánico

BES = pozo productor con bombeo electro centrifugo,

PL = pozo productor con plunger lift (levantamiento con pistón)

BH = pozo productor con bombeo hidráulico.

W.O. = Work Over, Trabajos de reparación dentro del pozo.

SWAB = limpia de tubos con un escobillón o un pistón de achique, émbolo achicador.

CAPITULO 10

X.- ORGANIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

Este Proyecto será administrado por Graña Montero Petrolera, a través del Proyecto de Recuperación de los Hidrocarburos Líquidos del Lote I .

Las instalaciones de la Planta serán operadas por los Departamentos de Producción e Ingeniería. Las operaciones de esta planta seguirán las Políticas, Normas y Procedimientos de Seguridad de Planta y el Control del Impacto Ambiental de acuerdo a la política de seguridad y medioambiente de GMP.

Como se ha indicado en el rubro 9.2.a el personal operativo requerido para operar las nuevas instalaciones comprende:

- Administrativos
- Empleados

En cuanto a las funciones de administración, servicios, finanzas y mantenimiento, éstas serán cubiertas por las áreas correspondientes de la Unidad Operativa de Piura de GMP.

El personal que trabajará en la planta estará conformada por los siguientes cargos:

- Supervisor
- Operador de Planta
- Coordinador de Seguridad y Protección Ambiental
- Laboratorista
- Personal de mantenimiento: mecánico, electricista y instrumentista
- Ayudante

Las funciones de cada uno de los componentes del equipo de operación de la planta son:

- **Supervisor:** es el encargado del funcionamiento de toda la planta y tiene la responsabilidad de revisar y corregir el reporte diario de la producción de los combustibles y el correcto funcionamiento de ésta y de reportar a Gerencia de operaciones.
- **Operador de planta:** es el encargado de obtener la información del correcto funcionamiento de la planta mediante el control de las variables: presión, temperatura, niveles de tanques, control de la calidad de los combustibles, control de los paneles de información, funcionamiento de motores/compresores, fugas, etc. Reporta al Supervisor.
- Los encargados de la seguridad y medio ambiente llevan un control de: fugas de vapores o gases, derrames de líquidos contaminantes, control de trabajos en caliente, emisiones tóxicas e inflamables, controlan si se cumplen las normas de seguridad en la operación de la planta, la revisión de los equipos contra incendio, control de ruidos, contaminación de terrenos circundantes, etc. Reporta al Operador de planta.
- El laboratorista lleva un control de la calidad de los productos obtenidos por la planta, mediante análisis de laboratorio, este control debe ser llevado al menos una vez por turno. Reporta al Operador de Planta.
- El personal de mantenimiento debe tener una actuación proactiva durante la operación de la planta, deben realizar un mantenimiento correctivo y preventivo y a su vez un control

estadístico de averías de todos los equipos de la planta para su correcto funcionamiento. Reportan al Supervisor y al Operador de Planta.

- Los Ayudantes son el personal que apoya en todas las operaciones de la Planta inclusive en el despacho de combustibles. Reporta al Operador de planta.

CAPITULO 11

XI.- EVALUACION Y JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

En los capítulos anteriores se han revisado todos los aspectos relativos a la preparación de la información que posibilitará evaluar un proyecto en función de las oportunidades opcionales disponibles en el mercado. En este sentido, la evaluación comparará los beneficios proyectados asociados a una decisión de inversión con su correspondiente flujo de desembolso proyectados.

Los Indicadores de rentabilidad se determinan con datos de los Estados Financieros Proyectados, los que normalmente son elaborados para el escenario esperado. Por lo tanto los indicadores de rentabilidad obtenidos también serán esperados.

11.1 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para la determinación del Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio / Costo (B/C), Índice del Valor Presente (IVP) y Periodo de Recupero (PR) estamos considerando una Tasa de descuento del 15%, que es la mínima rentabilidad que debe tener el proyecto para que sea aceptado (rentable), los proyectos con rentabilidad menores que la Tasa de Descuento (TD) serán rechazados. La Tasa de Descuento es el costo medio de las diferentes fuentes de financiamiento que utiliza el proyecto.

En la Tabla N° 11.1 se muestra los criterios de evaluación de proyectos correspondientes al Caso Base del Proyecto evaluado a Nivel Empresa y ejecutado con recursos propios.

Los resultados de la Evaluación Económica se indican a continuación:

Tabla N° 11.1

EVALUACIÓN ECONOMICA

<u>VPN(VAN)</u>	<u>TIR</u>	<u>B/C</u>	<u>IVP</u>	<u>PR</u>
963 MUS\$	31%	1.75	0.36	2 años 11 meses

Evaluación a Nivel de Empresa

- Inversión de 3.0MMUS\$ (incluyendo 15% de contingencias)
- Sin Financiamiento
- En los cálculos se considero el 25% de Regalías a Perupetro
- Se considero que la Planta Turbo-expander tiene una eficiencia del 85%

Los valores de los criterios obtenidos nos indica que este proyecto realizado con recursos propios es factible de llevarlo a cabo.

Para la Evaluación Financiera también resulta factible el proyecto ya que se obtiene los valores de los criterios de evaluación esperados, lo que nos indica un proyecto factible financieramente.

Tabla N° 11.2

EVALUACIÓN FINANCIERA

<u>VPN(VAN)</u>	<u>TIR</u>	<u>B/C</u>	<u>IVP</u>	<u>PR</u>
1224 MUS\$	48 %	1.36	0.58	3 años 0 meses

Evaluación a Nivel de Empresa

Financiamiento:

- 60% de Inversión
- Tasa de Interés 12% por año
- Plazo 3 años sin periodo de gracia
- Pagos anuales, vencidos y constantes, 3% de tasa anual de Inflación.

De la comparación de las dos Evaluaciones se aprecia:

El VAN Financiero es mayor que el Económico, esto es por el efecto de la palanca financiera.

La TIRF es mayor que la TIRE, esto se debe por la palanca financiera.

- El B/C es mayor que el económico también se debe por efecto de la palanca financiera.

El IVP financiero es mayor que el económico debido al efecto de la palanca financiera.

El PR Financiero es menor que el Económico debido a la palanca financiera.

Se observa también que en todos los casos evaluados se obtienen valores de rentabilidad que superan los valores y tasas mínimas requeridos por la empresa.

CAPITULO 12

XII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

12.1 CONCLUSIONES

En base al estudio de prefactibilidad realizado sobre este proyecto se concluye que es técnicamente factible y económicamente rentable para el país y para la Empresa la ejecución del Proyecto de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I.

La puesta en marcha y funcionamiento del proyecto, beneficiará al departamento de Piura y la región Norte, a su vez el manejo ambiental y las medidas de seguridad de la operación deben tenerse en cuenta desde el inicio de funcionamiento de la Planta.

Por lo tanto las Conclusiones obtenidas son:

- 1.- En el presente Estudio de Prefactibilidad se ha demostrado que el Proyecto cumple con los requisitos técnicos y económicos que la empresa ha propuesto para su aprobación.
- 2.- Desde el punto de vista de la Ingeniería el Proyecto es factible de llevarse a cabo la construcción de la Planta de recuperación de líquidos en la Bateria 16.
- 3.- Los indicadores económicos utilizados para la evaluación económica y financiera cumplen con las expectativas

programadas así como el periodo de recuperación de la inversión esta dentro de lo esperado.

- 4.- La Conservación Ambiental y la Seguridad de personas y bienes debe ser prioridad en la industria de los hidrocarburos .

12.2 RECOMENDACIONES

Luego de nombrar las Conclusiones podemos dar las siguientes Recomendaciones:

- 1.- Aprobar el presente Estudio de prefactibilidad del Proyecto de Recuperación de Hidrocarburos Líquidos del Lote I.
- 2.- Ejecutar el Proyecto mediante la realización del diseño básico de la Planta de Procesamiento de gas natural y aprovechando de las Facilidades Iniciales de Producción
- 3.- Realizar el Proyecto con Inversión Financiera .
- 4.- Controlar y Monitorear el Impacto ambiental y las medidas de Seguridad en todas las fases de desarrollo del Proyecto.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- H. Dale Beggs: Gas Production Operation. 1991
- John M. Campbell: Gas Conditioning and Processing, Volume 1,2. 1992
- A. H. Younger, The University of Calgary: Natural Gas Processing Principles and Technology, part 1, 2. 1992
- Paul. J. Root, CAREC: Natural Gas Engineering and Operation Reserves, Reservoir performance and Systems Deliverability. 1996
- E. F. Pacheco, Seminario Gas Natural. 1992
- Donald L. Katz: Handbook of Natural Gas Engineering. 1957
- Jim Rike: Field Handling of Natural Gas. 1996
- The University of Calgary, W. Monnery: Natural Gathering and Plant inlet Separation. 1998
- The University of Calgary, A. Chakma: Natural Gas Processing. 1998
- The University of Calgary, John Thransher: Gas Pipeline and Store. 1999
- Chi U. Ikoju: Natural Gas Production Engineering. 1984
- Chi U. Ikoju: Natural Gas Reservoir Engineering. 1984
- Jacques Hagoost: Fundamentals of Gas Reservoir Engineering. 1988
- Tarek Ahmed: Hydrocarbon Phase Behavior. 1989
- William D. Mc Cain: The Properties of Petroleum Fluids. 1973
- Zaki Bassiouni, Ingeniería de Reservoirio de Gas. 2001
- E. W. Mc Allister: Pipeline Rules of Thumb Handbook. 1998
- M. Mohitpour: Pipeline Design & Construction: Apractical Approach. 2000
- INGEPET.1996, 1999, 2002
- ENARGAS, NAG 100, Seguridad, Transporte y Distribución. 1993
- ASME B31.B Gas Transmission and Distribution Piping Systems. 1995
- PETROPERU: Gas Natural Acondicionamiento y Procesamiento. 1989
- NFPA 58 Norma para el Almacenamiento y Manejo de Gases Licuados de Petróleo. 1995
- Editorial Mapfre: Manual de Protección contra Incendios. 1995

- J. M. Storch de Gracia: Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras Fundamentos, Evaluación de Riesgos y Diseños, Volumen 1, 2. 1988
- Hewitt Roberts, Gary Robinson: Manual de Sistema de Gestión Ambiental. 1998
- MEM, Manejo Ambiental en las Operaciones de Hidrocarburos. 1995
- UNI - FIP: Auditor Ambiental en la Industria del Gas y Petróleo. 2002
- PETROPERU: Monitoreo, Control y Cumplimiento Ambiental en la Industria Petrolera. 1994
- Emilio Porras Sosa: Proyectos de Inversión Evaluación y Análisis de Riesgo. 2000
- CAREC - MEM, Genaro Figueroa: Análisis de Riesgo en la Industria Petrolera. 2000
- CAREC: Pedro A. Ríos: Oil & Gas Accounting. 2000
- EEPISA: Desarrollo del Gas Natural en el Noroeste del Perú. 1998
- IPEGA: SISTEMAS DE GESTION AMBIENTAL, Herramientas para el Análisis, Interpretación e Implantación en la Industria de los Hidrocarburos. 2003