

UNIVERSIDAD DE LAS AMÉRICAS

CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS

CONSTRUCCIÓN DE UN TERMINAL MARÍTIMO Y UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN TIERRA

**Trabajo de Titulación presentado en conformidad a los requisitos para
obtener el título de Ingeniero Comercial**

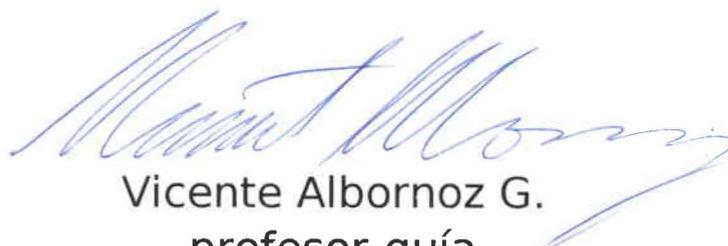
**Profesor Guía:
Eco. Vicente Albornoz**

**Autores:
JUAN PABLO BENALCÁZAR MUÑOZ
EDISON PAÚL SÁNCHEZ RUIZ**

Quito, 2004

Declaración

El presente trabajo fue desarrollado por los alumnos Juan Pablo Benalcazar y Paul Sánchez, bajo mi guía, en lo meses de julio a octubre de 2004



Vicente Albornoz G.
profesor-guía

AGRADECIMIENTOS.-

Primeramente agradecemos a DIOS, por habernos dado la vida y la oportunidad de prepararnos para llegar a culminar nuestros objetivos.

Sería muy largo enumerar a las personas que nos han ayudado y muy injusto si es que omitiéramos a alguien, por esto agradecemos a todos quienes de una u otra manera nos brindaron su apoyo para la realización de esta tesis.

Es importante señalar que hemos dedicado un tiempo muy importante a la investigación profunda sobre los diferentes tópicos que fueron necesarios para llegar a definir, desarrollar y culminar con nuestro proyecto, el cual nos ha permitido llegar a cumplir con nuestro objetivo de culminar nuestras carreras.

A pesar de que los sectores empresariales de nuestro país se caracterizan por no tener información completa y disponible, agradecemos a todos los ejecutivos y funcionarios de varias empresas nacionales y extranjeras que nos abrieron las puertas; así como también a importantes conocedores del sector energético los cuales nos permitieron realizar entrevistas personales para conocer y aprender más sobre el tema.

A la Universidad de las Américas y a nuestros profesores, quienes con su excelente educación nos han permitido llegar a ser unos profesionales.

Gracias a nuestro tutor guía, Vicente Albornoz, quien ha sacrificado su valioso tiempo para guiarnos en cada capítulo de la presente Tesis.

Finalmente, un millón de gracias a nuestras familias quienes como siempre han estado a nuestro lado y han sido, son y serán un pilar fundamental en nuestras vidas.

DEDICATORIA.-

Edison Paúl Sánchez Ruiz.-

Dedico esta Tesis a mis padres, Mario y Maria Luisa; a mi esposa, Diana Santana y en especial a mi hijo Mario Mathias Sánchez Santana, quien ha sido una constante inspiración para seguir adelante con el desarrollo de mi carrera profesional.

Juan Pablo Benalcázar Muñoz.-

A mis padres, hermanos, sobrinos, a mi enamorada Alegría y amigos quienes me han apoyado constantemente, aun en los momentos más difíciles de mi vida brindándome todo amor, cariño y comprensión.

RESUMEN

Desde 1960 el Ecuador se ha visto en la necesidad de importar Gas Licuado de Petróleo (GLP) para satisfacer la demanda interna, la cual ha venido aumentando a razón del 5% anual, en los últimos diez años, mientras que la producción nacional cada vez es menor, debido a la baja producción de las refinerías locales y los niveles de importación han aumentado en el transcurso de los años, hasta llegar actualmente a importar el 75% del consumo de éste derivado.

En Abril de 1984 se adoptó la modalidad de importar GLP con almacenamiento flotante el cual es un proceso ineficiente y muy costoso; es por este motivo que se ha visto la necesidad de implantar un sistema más eficiente y por ende menos costoso, con el propósito de obtener un mejor sistema de importación, el cual consiste en la construcción de un muelle marítimo y un sistema de almacenamiento de GLP en tierra.

La recolección de la información se basó en un diseño cualitativo orientador (entrevistas personales); ya que el propósito fue conocer la opinión de los conocedores del sector y específicamente en el tema del GLP, respecto a la implementación del nuevo sistema de importación del GLP, la cual tuvo gran acogida, y su información fue de gran ayuda para el desarrollo de la tesis. Además se recopiló información secundaria por medio de estadísticas, libros, revistas, folletos, etc.

Los resultados del análisis económico, extraídos de las estadísticas, registraron una demanda inelástica del GLP; es decir debido a las bondades del producto y sobre todo su precio, el cual está subsidiado, han registrado una elasticidad precio de la demanda de -0.15 , la cual es baja; y, se pudieron plantear tres

escenarios para proceder al análisis económico financiero: Optimista, Conservador y Pesimista.

En el análisis económico financiero se ubicaron dos alternativas, cada una de las cuales fueron planteadas en los tres escenarios antes mencionados; la primera es la alternativa sin importación del GLP, es decir, la empresa, únicamente, operará el almacenamiento en tierra y el muelle; la segunda alternativa es con importación del producto, es decir, que a más de la operación del nuevo sistema de importación, se encargará de traer desde el exterior, el GLP para almacenarlo y proceder a la entrega del mismo a Petroecuador.

Los resultados muestran claramente, que es un negocio muy rentable para cualquier empresa que quiera incursionar en este campo, adicionalmente, deja muchos beneficios para el Estado, el cual, estamos seguros, no desperdiciará un proyecto de ésta magnitud con un efecto multiplicador en la economía ecuatoriana.

En la parte última de la tesis, se realizaron las conclusiones obtenidas del proyecto con sus respectivas recomendaciones, donde la más destacada, es que se necesita de manera impostergable, un terminal de almacenamiento en tierra.

INDICE

DECLARACIÓN PROFESOR GUIA

AGRADECIMIENTOS

DEDICATORIA

RESUMEN

INDICE

INTRODUCCION

Capítulo I

1. Gas Licuado de Petróleo (GLP)	1
1.1. Antecedentes del Gas Licuado de Petróleo	1
1.1.1. El Gas Licuado de Petróleo a nivel mundial	3
1.2. Fuentes del Gas Licuado de Petróleo	5
1.2.1. Gas Natural (GN)	5
1.2.1.1. El Gas Natural (GN) en el mundo	6
1.2.2. El Gas Asociado	9
1.2.3. Petróleo	9
1.2.3.1. Antecedentes del Sector Petrolero	
ecuatoriano	9
1.2.3.2. El Petróleo en el mundo	11
1.2.3.3. El Petróleo en el Ecuador	12

CAPÍTULO II

2. Situación Actual de la Industria de Refinación (Producción Local) e Importación (producción extranjera) del Gas Licuado de Petróleo y otros derivados de Petróleo en Ecuador

2.1. Situación Actual de la industria de Refinación

en Ecuador 17

2.2. Refinerías 20

2.2.1. Refinería La Libertad (RLL) 21

2.2.2. Refinería Esmeraldas (RE) 23

2.2.3. Complejo Industrial Shushufindi 26

2.2.3.1. Refinería Amazonas (RA) 26

2.2.3.2. Planta de Gas Shushufindi 27

2.3. Potencial de Crecimiento de la Producción

Nacional del GLP 29

2.4. Necesidad de Importaciones de derivados

de petróleo 30

2.4.1. Aspectos Generales de la Importación

de derivados (GLP) 32

CAPITULO III

3. Producción Nacional, Importación, Demanda del Gas Licuado de Petróleo y su esquema de Comercialización

Interna

3.1. Análisis de Producción Nacional, Importación y demanda. Estadísticas del GLP	36
3.1.1. Producción Nacional e Importación del GLP	37
3.1.2. Análisis de la Demanda	38
3.1.2.1. Subsidio al GLP	40
3.1.2.2. Precios del GLP	41
3.1.2.3. Proyecciones de Demanda	44
3.1.2.3.1. Escenario Optimista	44
3.1.2.3.2. Escenario Conservador	44
3.1.2.3.3. Escenario Pesimista	45
3.2. Esquema de Comercialización Interna del GLP en Ecuador	46
3.2.1. A cargo de Petrocomercial	46
3.2.2. A cargo de las Comercializadoras Privadas	47
3.3. Costos y Precios de Venta del GLP en el Ecuador	48

CAPITULO IV

4. Construcción de un muelle marítimo y un Terminal de Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo en Tierra

4.1. Descripción del Proyecto	50
4.2. Marco Legal vigente hasta el presente año 2004	54
4.3. Inversión del Proyecto	56
4.3.1. Terreno	56
4.3.2. Estudio del Impacto Ambiental	57
4.3.3. Construcción del Muelle Marítimo	57
4.3.4. Construcción del Terminal de Almacenamiento de GLP	58
4.3.5. Construcción de Gasoductos	59
4.3.5.1. Desde el Muelle al Terminal Terrestre	59
4.3.5.2. Desde Monteverde a La Libertad	59
4.3.5.3. Terminal Almacenamiento Pascuales	59
4.3.6. Capital de Trabajo	60
4.4. Egresos del Proyecto	61
4.4.1. Costos de Operación	61
4.4.2. Gastos de Administración	62
4.4.3. Costos de Importación	63
4.4.4. Depreciaciones y Amortizaciones	64
4.5. Ingresos del Proyecto	66
4.5.1. Proyecciones de Demanda	66
4.5.2. Tarifas del Proyecto	67

4.6. Flujo de Caja	68
4.6.1. Flujo de Caja (Alternativa sin importación del GLP)	69
4.6.2. Flujo de Caja (Alternativa con Importación del GLP)	71
4.7. El Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del Proyecto	72
4.7.1. El Van y la TIR de la Alternativa sin Importación	72
4.7.2. El Van y la TIR de la Alternativa con Importación	73
4.8. Análisis de Sensibilidad	75
4.9. Rentabilidad Social del Proyecto	76
CONCLUSIONES	79
RECOMENDACIONES	85
ANEXOS	87
BIBLIOGRAFÍA	

INTRODUCCIÓN

El sistema de almacenamiento del Gas Licuado de Petróleo (GLP) importado que tiene el Ecuador (almacenamiento flotante) es demasiado costoso e ineficiente, para lo cual se ha desarrollado esta tesis, la misma que llevará al lector a conocer una mejor alternativa de almacenamiento del GLP importado, la cual consiste en la construcción de un terminal marítimo y un sistema de almacenamiento del GLP en tierra, para lo que se ha desarrollado cuatro capítulos en donde se encontrará información referente al tema de dicho derivado en mención, donde se comprueba que el almacenamiento en tierra es más conveniente que el actual sistema, es decir, en buque-tanque o almacenamiento flotante.

El **capítulo I** nos habla sobre el GLP en Ecuador y en el Mundo, en donde se encuentra su composición química, a nivel mundial y en Ecuador específicamente, y las principales fuentes de donde proviene este derivado, también incluye un análisis sobre el crecimiento que ha tenido a lo largo de los años el GLP en el mundo, y cuales son los mayores productores de este derivado.

El **capítulo II** se refiere a la situación actual de la industria de la refinación en el Ecuador (producción nacional) y la forma en que ha venido decreciendo en los últimos años, con un análisis completo de cada una de las refinerías que

actualmente operan en el país y cómo su bajo rendimiento entre otras causas, han provocado un incremento en el nivel de importación del GLP y otros derivados.

En el **capítulo III** se analiza la producción nacional, importación y demanda de GLP, con datos numéricos, para lo cual se revisó cuadros estadísticos que datan desde 1994 a 2004, donde se observa claramente la variación porcentual que han tenido cada uno de éstos en el período, con proyecciones de demanda en diferentes escenarios para los próximos años. Además se analiza en detalle el esquema de comercialización del GLP en Ecuador, y que empresas abarcan la mayor parte del mercado nacional de gas.

El **capítulo IV** se centra en el análisis económico financiero de la construcción del muelle y el terminal del GLP en tierra, donde dicha construcción se basa en un concurso que Petroecuador, empresa estatal petrolera de Ecuador, adjudica a la compañía que mejor tarifa oferta a la empresa estatal mencionada, bajo la modalidad "BOT" (Building, operation & transfer); para esto se plantearon dos alternativas con tres escenarios cada una.

CAPÍTULO I

1. Gas Licuado de Petróleo (GLP).-

El GLP es una mezcla de hidrocarburos generalmente en proporciones de 60% propano y 40% butano. Las principales fuentes del GLP son el gas natural asociado, el petróleo y el gas natural no asociado obtenidos mediante la destilación del petróleo en las refinerías o en la destilación del gas natural no asociado húmedo¹; con respecto al gas asociado este se lo extrae junto con el petróleo, después de ciertos procesos químicos se lo separa del petróleo y se lo envía al procesamiento del mismo en una planta de gas. En nuestro país tenemos como fuentes del GLP, el petróleo y el gas asociado. En Ecuador la composición del GLP es 70% Propano y 30% Butano², es incoloro e inodoro, razón por la cual para su comercialización es necesario incorporar odorizantes como los mercaptanos que por su mal olor permiten identificar las fugas de gas; debido a su alto poder calorífico y combustión limpia, sobre todo bondadoso con el medio ambiente, hacen del GLP un combustible multifuncional tanto para la industria, transporte, comercio y doméstico³.

1.1. Antecedentes del Gas Licuado de Petróleo.-

La comercialización del GLP al igual que los productos limpios en general, como son nafta, diesel entre otros, estuvo bajo la iniciativa del capital privado extranjero y después entró a participar el capital nacional en esta actividad. El país no consumía este derivado como lo hace en la actualidad, y únicamente

¹ Auvasa, (sin fecha)

² Bacigalupo Luis, (2004)

³ Petrocomercial, (2004), Pág. 4

ciertos sectores de la sociedad consumían GLP. A partir de 1972, el GLP, como combustible de uso doméstico, comienza a tener un crecimiento en su consumo y el Estado empieza a competir formando empresas de Economía Mixta⁴.

En efecto, en 1980 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), ahora Petroecuador, se limitó a envasar el producto y entregar a las grandes distribuidoras mayoristas como Liquigas, Duragas, Congas y Austrogas a las que se suma la empresa de economía mixta Lojagas⁵; en Julio de 1989, se decide intervenir a través de Petroecuador en la "industrialización, envasado, distribución y venta del GLP" convirtiéndose así, las compañías privadas en prestadoras de servicios a Petrocomercial, para lo cual se establecieron tarifas de envasado, mantenimiento, reposición de cilindros, transporte, margen de utilidad y en 1990 se incrementan los costos de producción del GLP mientras que el precio de venta comienza a rezagarse, razón por la cual comienza a aparecer el subsidio al GLP cuyo consumo ha venido en constante crecimiento a la presente fecha⁶.

El 17 de Septiembre de 1992, mediante acuerdo ministerial publicado el 10 de Octubre del mismo año, se fijó el precio oficial de venta al público para el cilindro de 15 Kilogramos (Kg) de GLP para uso doméstico en 2.900 sucres, que equivalen 1.84 dólares de ese año, frente a 40.000 sucres equivalentes a 1.60 dólares que es el precio actual, lo que significa que por efectos de la

⁴ Zurita Víctor, 2000, Pág. 8-9

⁵ Zurita Víctor, 2000, Pág. 201

⁶ Petroecuador, (sin fecha)

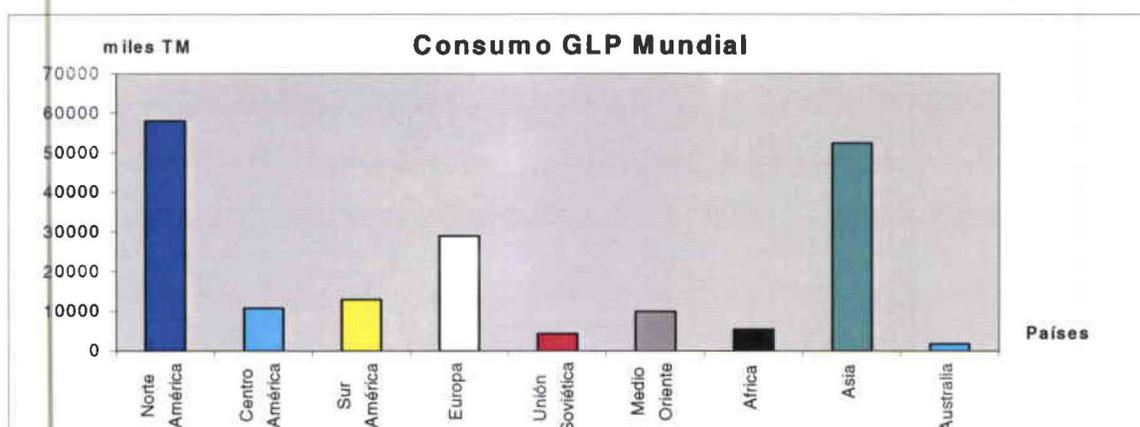
devaluación que sufrió el Ecuador hasta llegar a la dolarización, el precio se incrementó en casi 14 veces del precio fijado en 1992⁷.

En los siguientes capítulos se mencionará la temática del GLP en la actualidad en Ecuador con más detalle ya que el mismo es materia principal de la tesis; se revisará la producción nacional, importaciones y el consumo interno, así como también la distribución del mismo al consumidor final.

1.1.1. El Gas Licuado de Petróleo a nivel mundial.-

Entre 1992-2002 el crecimiento del consumo de GLP fue uno de los mayores entre los diferentes combustibles, ya que pasó de 148.994 miles de Toneladas Métricas (TM) a 209.676 miles de TM, según la World LP Gas Association⁸, a continuación se presenta un gráfico del Consumo Mundial, por zonas en el mundo, del GLP en el año 2000⁹:

Gráfico1.1. Consumo de GLP en el mundo



⁷ Elaborado por autores con datos de las estadísticas de Petroecuador (1971-2001) y del BCE (2003)

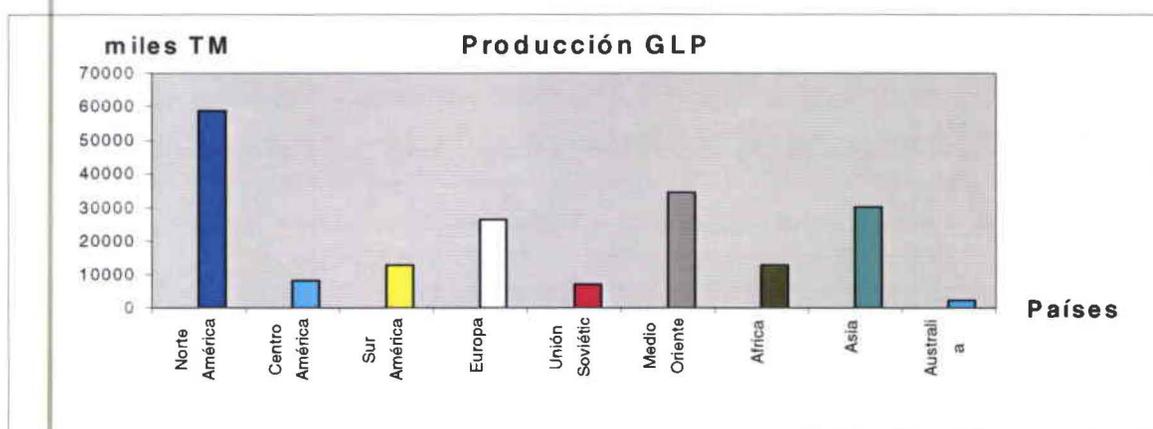
⁸ El Diario, 15/10/2003

⁹ Empresario, (2000)

Se ha tenido un aumento en el consumo de este derivado con respecto al año anterior en casi todas las zonas a excepción de Norte América¹⁰. Entre los sectores de consumo más importantes, el GLP se encuentra destinado principalmente hacia el consumo doméstico con el 49%, para la industria se asigna el 13%, mientras que para el transporte el 7%, el resto, 31%, se lo asigna al sector comercial, a nivel mundial¹¹.

Por el lado de la producción mundial las regiones que concentran la mayor producción de GLP son América del Norte donde Estados Unidos produce alrededor de la cuarta parte (cerca de 50 millones TM), Medio Oriente alrededor de 37 millones TM anuales, Asia, Europa Occidental y Central África, las ex repúblicas soviéticas, Sudamérica, Centroamérica y Australia, en ese orden, revela la World LP Gas Association¹². A continuación un cuadro de la producción en el 2000¹³:

Gráfico 1.2. Producción del GLP en el Mundo



Ha ocurrido un incremento en la producción del GLP a nivel mundial con

¹⁰ Empresario, (2000)

¹¹ El Diario, 15/10/2003

¹² El Diario, 15/10/2003

¹³ Empresario, (2000)

respecto a 1999¹⁴; el aumento de su consumo podría ser una explicación a dicho aumento de 1999 a 2000.

1.2. Fuentes del Gas Licuado de Petróleo.-

1.2.1. Gas Natural (GN).-

El Gas Natural actualmente es la segunda fuente de energía de utilización después del petróleo, dependiendo de su origen se clasifica en gas asociado y no asociado. El gas asociado es el que se extrae junto con el petróleo crudo, del cual se hablará más adelante; y, el gas no asociado, el cual se encuentra en depósitos que contienen únicamente gas natural, y generalmente contiene además de metano (95%), propano¹⁵, éste presenta una ventaja competitiva frente a otras fuentes de energía ya que únicamente alrededor del 10% de GN producido se pierde antes de llegar a su consumidor final y es considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios y más respetuosos con el medio ambiente. El GN se puede utilizar para la calefacción, la refrigeración y otras varias aplicaciones de tipo industrial; al mismo tiempo tiende a convertirse en el combustible preferido para la producción de la electricidad¹⁶.

Ecuador posee también reservas de gas natural en el golfo de Guayaquil principalmente, pero se lo encuentra con una composición de metano cerca del 99% y para el GLP se necesita propano y butano como se mencionó

¹⁴ Empresario, (2000)

¹⁵ Tierraamérica, (2003)

¹⁶ Unctad, (sin fecha)

anteriormente; debido a esto el principal uso que se le da al GN en nuestro país es para la generación de electricidad¹⁷.

1.2.1.1. El Gas Natural (GN) en el mundo.-

Actualmente la Industria del Gas Natural está creciendo en todo el mundo a un fuerte ritmo. En los últimos 20 años las reservas mundiales de gas natural han superado las reservas del petróleo¹⁸ y se espera que para el año 2020 el consumo mundial de GN supere al del petróleo¹⁹. Los principales consumidores en el año 2002 fueron:

Cuadro 1.1. Participación de las Zonas según su Consumo²⁰

Región	Porcentaje
América del Norte	29%
Centro y Sur América	4%
Europa	43%
Medio Oriente	8%
África	3%
Asia y Oceanía	13%
Total mundial	100%

América del Norte y Europa consumieron las tres cuartas partes de la producción mundial. Ese mismo año el consumo total mundial alcanzó los 1.884,1 miles de millones de TM²¹; en el año 2003 el consumo mundial de GN creció en un 2%, ya que la demanda del mayor mercado del mundo (EE.UU.) se reducía en un 5%²².

¹⁷ Bacigalupo Luis, (2004)

¹⁸ Gas Market, (sin fecha)

¹⁹ Informarine, (sin fecha)

²⁰ Elaborado por autores con datos de la EIA

²¹ Elaborado por autores (conversión a TM) con datos de la AIE (2002), Consumo Mundial de Gas Natural

²² Paco Costas, (sin fecha)

Por el lado de la Oferta la producción total mundial del año 2002 registró los 1.895,2 miles de millones de TM distribuidos de la siguiente forma:

Cuadro 1.2. Participación de las Zonas según su Producción²³

Región	Porcentaje
Norte América	29%
Centro y Sur América	4%
Europa	41%
Medio Oriente	10%
Africa	5%
Asia y Oceanía	11%
TOTAL	100%

La producción de GN ha tenido un crecimiento del 2% con respecto a 2001, mientras que en el año 2003 la producción creció 2% al igual que en el año 2002²⁴. Los principales productores de GN son Estados Unidos y Canadá que representan el 95% de la producción de Norteamérica; mientras que en Centro y Sur América Argentina aporta con el 34% y Bolivia con el 6% de la región, en el caso de Ecuador alcanza el 0.1% de la misma; la Federación Rusa tiene el 56% de producción de Europa, el mayor productor del área. A continuación el siguiente cuadro que indica las reservas de los productores y sus porcentajes de participación al 1º de Enero de 2003²⁵:

²³ Elaborado por autores con datos de la EIA

²⁴ Paco Costas, (sin fecha)

²⁵ Oil & Gas Journal, (2003), conversión a TM elaborada por autores

Cuadro 1.3. Distribución de Reservas de Gas Natural entre las Zonas más importantes

País	Reservas	Porcentaje mundial.
	(billones de m ³)	
Mundial	109,8	100,00%
Federación Rusa	34,4	31,36%
Irán	16,7	15,19%
Qatar	10,4	9,51%
Arabia Saudita	4,6	4,23%
Emiratos Arabes Unidos	4,4	3,96%
Estados Unidos	3,8	3,50%
Algeria	3,3	2,97%
Venezuela	3,0	2,77%
Nigeria	2,5	2,31%
Iraq	2,3	2,11%
Indonesia	2,0	1,78%
Malasia	1,5	1,39%
Turkmenistán	1,5	1,32%
Uzbekistán	1,4	1,25%
Kazakhstan	1,3	1,19%
Canadá	1,2	1,12%
Holanda	1,2	1,12%
Kuwait	1,1	0,99%
China	1,1	0,99%
Bolivia	0,6	0,52%
México	0,2	0,17%
Resto del Mundo	11,2	10,24%

Fuente: Energy Information Administration (a 1º Enero 2003)

Las reservas del GN en el mundo se encuentran distribuidas como observamos en el cuadro anterior y sus estimaciones de crecimiento van progresando a medida que nuevas técnicas de explotación y exploración son descubiertas. Las mayores reservas se encuentran en la ex Unión Soviética con el 38% del total mundial, junto con el medio oriente que representa el 35% de este total²⁶.

²⁶ Unctad, (sin fecha)

1.2.2. El Gas Asociado.-

El gas asociado mientras está en el reservorio está disuelto en petróleo o bajo la forma de capa de gas, en este caso la producción de este gas queda determinada por la del petróleo²⁷, contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas²⁸, por este motivo el tema del gas asociado está inmerso en el del petróleo el cual se lo trata a continuación.

1.2.3. Petróleo.-

1.2.3.1.- Antecedentes del Sector Petrolero Ecuatoriano.-

La industria petrolera es una actividad compleja que requiere de muchas etapas para llegar a obtener el producto final, como son: la exploración, explotación, refinación (de donde vienen derivados como el GLP), transporte y comercialización, que a su vez demandan grandes inversiones, elemento humano calificado; pero, la actividad que permite la recuperación del capital invertido y obtener utilidades altamente rentables es la comercialización²⁹. La historia de la industria petrolera se la puede dividir en dos períodos que son: antes de 1972 y después de este año³⁰.

Para poder evidenciar la diferencia de dichos períodos, desde el año de 1918 al 31 de Diciembre de 1971 el Ecuador había producido un total de 104'326.000 barriles de petróleo en la Península de Santa Elena, comparado con tan solo el

²⁷ Gaspetro, (2003)

²⁸ Tierraamérica, (2003)

²⁹ Mejia Pedro E, (sin fecha), Pág. 53.

³⁰ Aráuz Luis, (2000), Pág. 1

período del mes de Agosto de 1972 al 31 de Diciembre de 1974 la producción, cuando se descubrieron los campos de oriente, llegó a la cantidad de 169'416.000 barriles de petróleo³¹, cuya diferencia es de 65'050.000 barriles más en 2 años 5 meses frente a la producción de 53 años.

El Ecuador entra a la década de los 70s donde el país comienza a tener petróleo de consumo interno y de exportación, cuyos ingresos públicos patrimoniales permiten al país experimentar cambios cualitativos y cuantitativos notables, debido a lo antes dicho, esta década se la conoce como el "Boom Petrolero"³²; en Junio de 1972, se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), hoy Petroecuador, empresa nacional que asumió la exploración, la producción, el transporte, la industrialización, la comercialización de crudo en la región amazónica y en el litoral del país³³, y ha sido la institución estatal que más recursos genera para el presupuesto general del Estado ecuatoriano³⁴.

Es así como empezó la historia de la industria petrolera ecuatoriana, la cual en el transcurso de los tiempos ha tenido tiempos de bonanza así como también tiempos de catástrofes influenciada por situaciones externas que se acontecen en el mercado petrolero internacional³⁵.

³¹ Aráuz Luis, (2000), Pág. 1

³² Aráuz Luis, (2000), Pág. 2

³³ Petroecuador, 1996

³⁴ APPE, (2004), Pág. 5

Nota.- El aporte del petróleo al PGE en promedio durante los últimos 7 años fue del 27%

³⁵ Aráuz Luis, (2000), Pág. 55

1.2.3.2. El Petróleo en el mundo.-

En la década de los 70s los precios promediaron 7.68 USD/barril, en esta década fueron los peores precios registrados; en la década de los 80s promediaron 25.88 USD/barril, es decir se incrementó más de tres veces debido principalmente al descenso de la producción de Irak e Irán ya que se encontraban en conflicto lo que obligó a los precios que vayan al alza, sin embargo el aumento de una mayor eficiencia energética impulsó a los precios del petróleo a la baja a pesar de que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) impuso cuotas de producción más bajas en el lapso de 1982 a 1985, pero a comienzos de 1986 Arabia Saudita elevó su producción y los precios se desplomaron nuevamente³⁶.

En la década de los 90s se promedió 17 USD/barril, más bajos que la década anterior, pero a principios de dicha década se reanimaron por acontecimientos como la invasión de Irak a Kuwait acompañados con rezagos en la producción de Arabia Saudita, en 1994 bajaron los precios 12.40 USD/barril y en 1999 se registró el nivel más bajo desde 1973, fijado en 10.03 USD/barril³⁷.

A comienzos del nuevo siglo los precios han venido incrementando para en el año 2004 colocar precios record superiores a 50 USD/barril³⁸ debido al auge de la demanda en China, supuestos atentados terroristas³⁹ y poco margen de capacidad ociosa, para bombear petróleo, de los miembros de la OPEP⁴⁰.

³⁶ EIA, (2003)

³⁷ EIA, (2003)

³⁸ Diario El Comercio, Miércoles 4 de Agosto, (2004)

³⁹ Diario El Comercio, Viernes 4 de Junio, (2004)

⁴⁰ Diario El Comercio, Miércoles 4 de Agosto, (2004)

El alza de precios del crudo tiene impacto sobre la economía global, ya que el aumento de los mismos provoca un incremento en los precios de la energía y esto puede desacelerar e incluso mermar la recuperación global, esto presiona al alza al valor de los fletes de transporte de carga marítima⁴¹ y empeora las Finanzas de países importadores de GLP como es el caso de Ecuador cuyo análisis de importación de dicho derivado se analiza en el capítulo 2.

A continuación un cuadro que nos muestra las reservas, entre los cuales se encuentra el Ecuador con datos a Enero del 2003:

Cuadro 1.4 Reservas de Petróleo Mundiales

País	Reservas (billones de barriles)	Producción (miles de barriles diarios)
Arabia Saudita	261,800	8.134
Canadá	180,021	2.306
Iraq	112,500	1.317
Emiratos Árabes	97,800	2.347
Kuwait	96,500	2.011
Irán	89,700	3.779
Venezuela	77,800	2.331
Estados Unidos	22,677	5.737
China	18,250	3.409
México	12,622	3.371
Brasil	8,322	1.550
Ecuador	4,630	411
Colombia	1,842	538

Fuente: Energy Information Administration (a 1º Enero 2003)

1.2.3.3 El Petróleo en el Ecuador.-

El sector petrolero es uno de los pilares fundamentales en los ingresos del Ecuador; este sector es clave para el cumplimiento de metas macroeconómicas y ha servido para el sustento del esquema de la dolarización; no se debe

⁴¹ Diario El Comercio, Jueves 27 de Mayo, (2004)



El gráfico anterior contiene los precios del último mes del West Texas Intermediate (WTI); el Ecuador fija su precio de crudo según el diferencial (castigo), para el precio de exportación del barril de crudo ecuatoriano, bajo la referencia de publicaciones internacionales Argus y Platt's, y cálculos realizados en función de la calidad del crudo oriente y otros factores (fletes, cartas de crédito)⁴⁶. El precio del crudo ecuatoriano está por debajo del WTI.

La producción petrolera del país mantiene una constante declinación en los principales campos administrados por Petroecuador (Empresa Estatal Ecuatoriana), ubicados en la región amazónica, en los últimos diez años se registra una tasa de declinación promedio anual de - 4% (1993 - 2002)⁴⁷; y, en los primeros cuatro meses del 2004 en promedio la producción diaria se ubicó en 193.000 barriles diarios de petróleo (bdp), con una declinación mensual promedio de 7%⁴⁸.

A continuación se puede ver en el siguiente cuadro, el cual indica como la producción de las empresas privadas aumenta, mientras que la producción estatal cae⁴⁹.

⁴⁶ Diario El Comercio, Jueves 3 de Junio, (2004)

⁴⁷ Petroecuador, (2001)

⁴⁸ Diario El Comercio, Lunes 21 de Junio, (2004)

⁴⁹ Elaborado por autores con datos extraídos de las estadísticas de Petrocomercial.

Cuadro 1.5 Producción Petroecuador y empresas privadas

Gráfico 1.4 Producción Petroecuador y empresas privadas

Año	Miliones de Barriles PETROECUADOR	Miliones de Barriles Compañías
1990	102,57	1,86
1991	107,23	2,15
1992	114,58	2,59
1993	117,89	7,54
1994	119,75	18,46
1995	113,64	27,51
1996	112,00	28,47
1997	106,70	35,00
1998	101,40	35,67
1999	89,54	46,74
2000	85,04	61,16
2001	82,93	65,81
2002	80,77	62,49
2003	74,51	77,98
2004*	70,44	121,12



2004*: Se proyecta una producción diaria de 193.000 bls.

Fuente: Estadísticas Petroecuador Enero-Junio 2004

El Estado ecuatoriano tiene que abrir el sector petrolero al capital privado para la explotación y exploración de sus campos, pues se requieren de grandes inversiones, especialmente las que tienen gran énfasis en la aplicación de tecnología de punta, para no sólo detener la declinación natural de los campos sino también para incrementar la producción de los mismos⁵⁰, ya que esto se

⁵⁰ Román Luis, (2004)

relaciona directamente con la producción del GLP, también en el sentido de que se pueda invertir en refinerías de alta tecnología para procesar crudos pesados⁵¹.

Ecuador es el segundo reservorio de petróleo más rentable en el mundo (junto con Colombia y Venezuela) después del Golfo Pérsico; tiene reservas probadas de 4.600 millones de barriles en campos de operación privada y estatal. Se necesita de capital privado para mejorar sistemas de recuperación en áreas actualmente operadas por Petroecuador así se puede apuntalar a una producción diaria de 670.000 bdp para el año 2010; para lo cual se necesita una inversión de 3.000 millones de dólares en los próximos seis años, USD \$1.300 millones para subir la producción en los campos estatales de 193.000 a 270.000 bdp, y USD \$1.700 millones restantes para aumentar otros 100.000 bdp en nuevas áreas cuyo desarrollo estará en manos de operadoras privadas⁵²; el Estado tiene aspecto positivos como reservas recuperables cercanas a los 4.600 millones de barriles, que pueden incrementarse utilizando símica 3D (tecnología de punta para hacer un análisis computarizado de la geología del suelo para determinar nuevas reservas de petróleo) y reinterpretación de la símica 2D existente⁵³.

⁵¹ Echeverría Alfonso, (2004)

⁵² Diario El Comercio, Jueves 20 de Mayo, (2004)

⁵⁰ Revista Petróleo XXI, (2003)

CAPÍTULO II

2. Situación Actual de la de Industria de Refinación (Producción Local) e Importación (producción extranjera) del Gas Licuado de Petróleo y otros derivados de Petróleo en Ecuador .-

2.1. Situación Actual de la industria de Refinación en Ecuador.-

Para la elaboración de derivados del petróleo se instalaron tres refinerías, que procesan productos que pertenecen a la industria que genera miles de productos diferentes que tienen que ver con todos los aspectos de la vida humana a través de diferentes mercancías de uso, tales como: combustibles de carros, barcos y aviones, kerosén, gas de cocina, abonos agrícolas, plásticos, caucho sintético, medicinas, cosméticos, ciertos tipos de telas, insecticidas, cera, tinta, aceites de motos, detergentes, colorantes, explosivos, perfumes, discos, películas, pintura, barnices, champús, grasa, etc, etc. Ecuador ha tenido en esta rama de producción muy escasa tecnología es así que la extracción del petróleo y el procesamiento en las refinerías adolece de dicha tecnología.⁵⁴

En efecto, la Industria de la refinación del país requiere de nuevas inversiones para instalar nuevas refinerías y modernizar las actuales, con el debido mantenimiento anual que requieren las existentes para que la producción interna de los derivados de petróleo pueda abastecer la demanda nacional de aquellos combustibles de mayor consumo como son: la gasolina, diesel y gas

⁵⁴ Martínez Alejandro, (sin fecha), Pág. 42-47

licuado de petróleo (gas doméstico)⁵⁵. Las refinerías en los últimos años no han venido trabajando a su capacidad total instalada, problema que se ha acentuado en los últimos dos años, es así que en el año 2002 trabajaron al 85% de su capacidad instalada y en el 2003 al 80% de la misma⁵⁶; sin embargo, en el primer semestre del 2004 ha tenido un ligero aumento a 90%⁵⁷ de utilización de su capacidad instalada.

La capacidad instalada de las refinerías con la que actualmente cuenta el país es de 175.000 barriles diarios operación (bpdo), distribuidos de la siguiente manera:

Cuadro 2.1. Capacidad de las Refinerías (días/operación)

Refinería	Cap. de Procesamiento (barriles)
Esmeraldas	110.000
La Libertad	45.000
Amazonas	20.000
TOTAL	175.000

Fuente: Informe Anual Petroecuador (2001)

Existe otra refinería la cual no se la toma en cuenta ya que su producción es destinada para el consumo interno de la misma⁵⁸ a continuación su producción en el primer semestre del 2004:

⁵⁵ Diario Hoy, 8 de Julio, (1999)

⁵⁶ Carta del 16 de Marzo del 2004 enviado por el FOPEC al presidente de la república

⁵⁷ Elaborado por autores con datos extraídos del informe estadístico de Petroecuador primer semestre (2004)

⁵⁸ Robalino Fausto, (2004)

Cuadro 2.2. Refinería Marginal

Refinería	Procesamiento (primeros 6 meses bls/días operación)
Lago Agrio	853

Fuente: Informe Estadístico Petroecuador (primer semestre 2004)

De entre los varios derivados de petróleo que el Ecuador produce a más del GLP están: diesel, gasolina, solventes, express, oil, fuel oil, asfaltos; exportamos fuel oil y debemos importar diesel, GLP, nafta y avgas⁵⁹ debido a que la producción nacional no abastece el mercado interno.

El transporte interno tanto de crudo como de derivados se realiza por diferentes vías, se dispone de una red de oleoductos: Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), Oleoducto de crudos pesados (OCP, el cual no opera a la capacidad que fue diseñado de 460 mil bdp y actualmente transporta 260 mil bdp), y el Oleoducto Trans-Andino (OTA, propiedad de Colombia) para crudo; poliductos y gasoductos cuya longitud alcanza 1.600 Kilómetros, capaces de transportar más de medio millón de barriles diarios, para los derivados. El transporte desde las plantas y depósitos a los diferentes lugares del país se lo hace mediante auto tanques, los cuales son trasladados por transportistas privados⁶⁰.

Para el transporte marítimo internacional tenemos la Flota Petrolera Ecuatoriana (FLOPEC) creada con capitales ecuatorianos y japoneses, que de

⁵⁹ Martínez Alejandro, (sin fecha), Pág. 63

⁶⁰ Aráuz Luis, (2000), Pág. 45-50

todas maneras no se abastece debiendo arrendar otros barcos; por lo que su expansión es necesaria⁶¹.

2.2. Refinerías.-

A continuación se describe como se realiza el procesamiento del crudo en las refinerías⁶²:

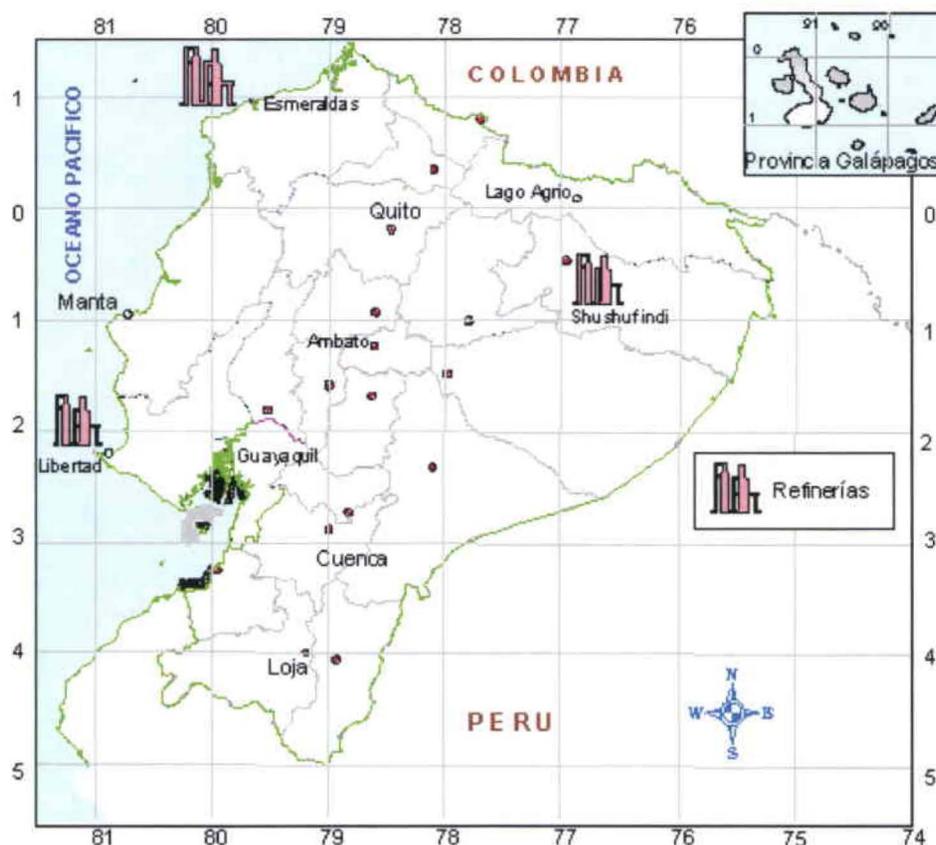


A continuación podemos ubicar la localización de las refinerías que posee el país⁶³:

⁶¹ Ediciones Peralta, (sin fecha), Pág. 190

⁶² Izarra Ciro, (2004)

⁶³ Petroecuador, (2004)

Gráfico 2.1 Ubicación de Refinerías en Ecuador

2.2.1. Refinería La Libertad (RLL).-

Esta refinería está integrada por las plantas de la ex refinería Anglo y Gulf, las cuales revistieron al Estado en Diciembre de 1989 y Julio de 1990 respectivamente, estas se encuentran ubicadas en la península de Santa Elena y la refinería está diseñada para procesar 45.000 bpdo⁶⁴, la cual produce los siguientes derivados: GLP, gasolina, diesel N° 1 y 2, jet fuel, fuel oil N° 4, solvente N° 1 y 2, spray oil y mineral turpentine.

Actualmente la RLL procesa un petróleo crudo oriente que fluctúa entre 27.5° y 28° API (American Petroleum Institute), que se transporta por el OTA de propiedad de ECOPETROL (Colombia) que llega hasta el puerto de Tumaco y

⁶⁴ Zurita Valdivieso, 2000, Pág. 15

desde aquí se transporta vía buque-tanque hasta la RLL; y además tiene un suministro de 46.000/mes equivalentes a alrededor 1.500 barriles de petróleo por día calendario (bpdc), que provienen de los campos de la península de Santa Elena, el cual es un crudo liviano de 34° a 35° API.⁶⁵

La RLL cuenta con dos terminales marítimos que son Cautivo y la Libertad, este último se compone de un muelle y un terminal de Boyas Internacionales, a través de la línea submarina de la Libertad se puede cargar o descargar buques con una capacidad máxima de carga de 250.000 barriles; mientras que el despacho por vía terrestre, la RLL cuenta con un patio de despacho que comprende cinco islas de carga⁶⁶.

Los rendimientos promedio de la RLL con la carga actual son⁶⁷:

Cuadro 2.3. Rendimiento de la Refinería la Libertad

GLP y Gasolinas	18%
Productos Intermedios	28%
Residuos	53.5%
Pérdidas en el proceso	0.5%

El porcentaje del GLP y gasolinas en el primer semestre del 2004 es del 14%, el GLP representa únicamente el 0.1% y el 13.9% restante pertenece a las gasolinas, es decir que la producción diaria de GLP que se registra en la refinería actualmente se ubica en 2 Toneladas Métricas (TM) diarias en

⁶⁵ Petroecuador, (2004)

⁶⁶ Petroecuador, (2004)

⁶⁷ Petroecuador, (2004)

promedio y apenas representa el 0.5% de la producción diaria de GLP en el país⁶⁸.

Según especialistas en la materia de refinación, la RLL no puede producir más de su capacidad, tiene 50 años de operación y recibe un crudo de 28° a 30° API mediante cabotajes (barcos), y no avanza a cubrir la región sur del país, además la era del petróleo liviano se está acabando en nuestro país, y se necesitaría construir otra refinería de alta conversión para crudos pesados (22°, 20°, 18°, 15° API)⁶⁹, la cual tiene un costo elevado que puede oscilar entre 700 millones y 2.400 millones USD y depende de la complejidad además de la calidad del crudo⁷⁰. En los últimos seis meses de operación del presente año, esta refinería trabaja al 81% de su capacidad instalada⁷¹.

2.2.2.- Refinería Esmeraldas (RE).-

El incremento de la demanda frente a la reducida oferta de las refinерías de la península y el descubrimiento de los yacimientos de crudo en la región nororiental determinaron la construcción de esta refinерía, orientada a abastecer el mercado nacional. Debido a factores técnicos y económicos determinaron su localización en la provincia de Esmeraldas⁷² a 3.8 Km de distancia del Océano Pacífico⁷³.

⁶⁸ Elaborado por autores con datos estadísticos de Petroecuador, primer semestre de 2004

⁶⁹ Echeverría Alfonso, (2004)

⁷⁰ Bacigalupo Luis, (2004):

Complejidad.- significa que depende de cómo se quiere adecuar la refinерía para producir por ejemplo si se quiere producir más GLP o más Gasolinas.

⁷¹ Elaborado por autores con datos estadísticos de Petroecuador, primer semestre del 2004

⁷² Zurita Víctor, 2000, Pág. 16

⁷³ Petroecuador, (2004), Pág. 49

La planta inició su operación en 1978 con una capacidad de 55.600 bpdo, su primera ampliación se produjo en 1989 a una capacidad de 90.000 bpdo. A comienzos de 1995 se inició la negociación contractual de la segunda ampliación a 110.000 bpdo, y a finales de 1998 se realizó la recepción y puesta en marcha de la ampliación referida con lo que se adaptó a procesar crudos más pesados y de menor calidad e incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles minorando el impacto ambiental⁷⁴.

El crudo viene de los campos de explotación del Oriente ecuatoriano y es almacenado en el terminal petrolero de Balao de aquí una parte es enviada a los tanques de almacenamiento de la RE para su procesamiento; y otra parte de ese crudo se exporta por el puerto de Esmeraldas⁷⁵.

La RE se construyó con el fin de satisfacer la demanda de combustibles del país, y la exportación de ciertos productos como el caso del fuel oil, principal producto de exportación por el terminal marítimo y otros que son de consumo nacional como el GLP, gasolinas, diesel, jet fuel, asfaltos y azufre. En el primer semestre del 2004 la RE produjo en promedio 331 TM/diarias de GLP, con lo que se ubica en la mayor productora en el país con un 64% de la producción diaria⁷⁶.

⁷⁴ Petroecuador, (2004), Pág. 49

⁷⁵ Petroecuador, (2004)

⁷⁶ Elaborado por autores con datos extraídos Informe Estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

La RE para el movimiento de sus productos ocupa la siguiente infraestructura: el SOTE, el cual tiene una capacidad para transportar 390.000 bpd⁷⁷ de crudo desde los campos de explotación en el oriente hasta la refinería, el poliducto Esmeraldas-Quito que se lo utiliza para distribuir gasolinas, diesel, jet fuel al centro del país, un terminal marítimo el cual es utilizado para exportar o importar crudo y por último cuenta con un patio de llenaderas para el despacho de GLP, gasolinas, jet fuel, diesel, fuel oil, asfaltos y se lo hace mediante auto tanques⁷⁸.

Actualmente esta refinería trabaja al 93%⁷⁹ de su capacidad instalada, pero las razones para que no haya mejorado aún más la carga de la mayor planta refinadora del país es principalmente por el sistemático decrecimiento de los volúmenes de producción de petróleo liviano (superior a 29° API) en los campos estatales, es decir la falta de inversión en los sistemas de extracción y su mal mantenimiento son explicación para este problema⁸⁰, además recibe crudo de mala calidad, 28° API⁸¹, es decir crudo más pesado (22° a 23° API) de lo que fue diseñada para recibir, con lo que baja la producción de derivados y se incrementa la producción de un producto que se llama residuo y se lo exporta⁸².

⁷⁷ Petroecuador, (2004), Pág. 60

⁷⁸ Petroecuador, (2004)

⁷⁹ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

⁸⁰ Diario El Comercio, Lunes 7 de Junio, (2004)

⁸¹ Diario El Comercio, Lunes 12 de Julio, (2004)

⁸² Echeverría Alfonso, (2004)

Esta refinería fue hecha para procesar crudos pesados y la realidad es que se obtiene más input (petróleo que entra) y menos output (productos que salen)⁸³.

2.2.3.- Complejo Industrial Shushufindi.-

Este complejo Industrial está conformado por la refinería Amazonas y la planta de gas Shushufindi.

2.2.3.1.- Refinería Amazonas (RA).-

Este proyecto nació del interés por atender la creciente demanda interna de combustibles de la región amazónica y la presencia de un número mayor de empresas internacionales contratadas para las actividades de exploración y explotación petrolera de esta región⁸⁴.

En 1985 se inicia la construcción de esta refinería y el 25 de Noviembre del mismo año se suscribió el contrato para la producción con el consorcio Niccho-lwai Kobe Stell-Fish Engineering⁸⁵, cuya capacidad instalada de procesamiento era de 10.000 bpdo para más tarde en Mayo de 1995 se duplicó a 20.000 bpdo de 28° API. Esta refinería dispone de dos plantas de destilación primaria donde se obtienen los siguientes productos: GLP, nafta bases, kerosene, jet fuel, diesel 2 y crudo reducido⁸⁶.

⁸³ Grijalva Ernesto, (2004)

⁸⁴ Petroecuador, (2004)

⁸⁵ Zurita Víctor, (2000), Pág. 16

⁸⁶ Petroecuador, (2004)

Esta refinería en el primer semestre del 2004 trabajó al 80% de su capacidad instalada⁸⁷ y produjo 13 TM/diarias de GLP lo que representa un 2.5% de la producción nacional diaria⁸⁸.

2.2.3.2.- Planta de Gas Shushufindi.-

En la provincia de Sucumbios específicamente en Shushufindi se localiza el principal campo de producción de petróleo del país, de donde además se extrae gas natural asociado el cual es aprovechado en la producción de GLP y gasolina natural⁸⁹.

Esta planta de gas fue construida con capacidad para procesar aproximadamente 513 TM⁹⁰ de gas natural asociado y su operación se inició en Febrero de 1984 la cual posteriormente fue sometida a dos ampliaciones.

- “La primera comprendió el montaje de compresores de alta potencia en la estación de Secoya y la construcción de gasoductos, en una extensión de 42 Km, para captar y transportar el gas y los licuables que se producen en Secoya y enviarlos a la planta de Shushufindi para su procesamiento.”

Esta primera etapa entró en operación en Julio de 1990 y permitió el incremento de la producción de GLP hasta alcanzar las 220 Toneladas Métricas / diarias (TM/día).

⁸⁷ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

⁸⁸ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

⁸⁹ Petroecuador, (2004)

⁹⁰ Elaborado por autores, conversión a TM

- “La segunda etapa entró en operación en Marzo de 1992 y contempló la ampliación de la planta de gas para procesar 513 TM diarias de gas doméstico, utilizando como materia prima el gas asociado de los campos petroleros Libertador, Secoya y Shushufindi”.

Esta planta produjo actualmente 173 TM/diarias de GLP en el primer semestre del 2004⁹¹; el gas que se produce en esta planta se lo transporta a través del poliducto shushufindi-Quito hasta Oyambaro desde donde se lo distribuye para el consumo nacional doméstico o industrial⁹².

A continuación presentamos un cuadro con el procesamiento de gas asociado en la planta de gas Shushufindi donde la producción (TM⁹³ en el 2003) en promedio aumentó un 2%⁹⁴:

Cuadro 2.4. Producción Mensual de la planta de gas Shushufindi

Mes	Shushufindi (TM)
Enero	5703,8
Febrero	4777,0
Marzo	5915,5
Abril	5682,1
Mayo	4031,1
Junio	4330,0
Julio	5395,5
Agosto	4707,3
Septiembre	4117,5
Octubre	4279,3
Noviembre	4977,0
Diciembre	6158,9
TOTAL	60.075

Fuente: datos obtenidos de la DNH

⁹¹ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

⁹² Petroecuador, (2004), Pág. 55

⁹³ Elaborado por autores, conversión a TM

⁹⁴ Datos obtenidos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

2.3. Potencial de Crecimiento de la Producción Nacional de GLP.-

Existen campos que poseen gas asociado pero que no son aprovechados en la actualidad, sin embargo para aprovechar parte de este gas que se produce en los campos petroleros del que se obtiene GLP, gasolina natural y gas seco (residual); el Consejo de Administración de Petroecuador aprobó un proyecto para captar 7'000.000 de pies cúbicos en el campo Sacha los cuales no son aprovechados por el país y se están quemando constantemente. Todo este gas que actualmente se quema será transportado hacia la planta de gas de Shushufindi, donde se procesará y se obtendrá al menos 140 TM/diarias de GLP, dicho proyecto comprende una inversión de 15 millones USD que abarca la construcción de la planta de captación, instalación de compresores y una tubería de 45 Km. que permitirá llevar el gas hasta Shushufindi⁹⁵; existe otro proyecto para evitar que se pierdan millones de pies cúbicos de gas asociado en el campo Auca⁹⁶.

En resumen actualmente la planta de gas produce 174 TM/diarias de GLP que se suman a las 140 que están en proceso, con lo que tendríamos 214 TM/diarias. El potencial de esta planta si se trabaja a su total capacidad produciría 513 TM/diarias.

El potencial de las refinerías Amazonas y la Libertad trabajando a su total capacidad además, teniendo sus instalaciones en orden, la producción de GLP alcanzaría 0.5% de la carga total de cada una de estas refinerías⁹⁷; es decir, entre estas se tendría 27 TM/diarias; que añadidas a las 473 TM/diarias que

⁹⁵ Diario Hoy, Miércoles 7 de Julio, (2004)

⁹⁶ Diario El Comercio, Martes 6 de Julio, (2004)

⁹⁷ Bacigalupo Luis, (2004)

produciría la refinería Esmeraldas trabajando en las mismas condiciones descritas para las anteriores refinerías sumarían 500 TM/diarias y estas a su vez junto con las que produciría la planta de gas darían una oferta potencial nacional de aproximadamente 1.000 TM/diarias⁹⁸.

2.4. Necesidad de Importaciones de derivados de petróleo.-

La baja producción de productos livianos y el constante decrecimiento de la producción de los mismos que registran las refinerías del país, es por motivo del mal manejo que se les ha venido dando a éstas⁹⁹, obteniendo refinerías en mal estado, llegando algunas hasta el punto de la obsolescencia¹⁰⁰, con constantes, “remiendos”, ampliaciones¹⁰¹ debido a la creciente demanda de cada uno de los principales combustibles de mayor consumo en el país como son el diesel N° 2, nafta y GLP, explicados principalmente por el subsidio que el Estado otorga a dichos combustibles¹⁰².

“Lo que necesitamos para producir más derivados es una nueva era de refinación, con qué condición, una sola, que se cambie la ley mediante la cual.... los precios no son regulados sino por el mercado. Quién puede invertir..... miles de millones de dólares en refinación porque ahora la refinación es muy costosa, es lo que se llama tecnología de alta conversión.....,

⁹⁸ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

⁹⁹ Grijalva Ernesto, (2004)

¹⁰⁰ Echeverría Alfonso, (2004)

¹⁰¹ Delle-Vigne Elvio, (2004)

¹⁰² Grijalva Ernesto, (2004)

porque los precios son regulados, controlados, subsidiados, quién puede invertir¹⁰³.

Se debe cambiar o transformar el sector de la refinación ya que como se mencionó en párrafos anteriores, es obsoleto, y es por esto que producimos los peores combustibles del mundo ya que los productos blancos o livianos están fuera de especificaciones a nivel mundial y aquí sin embargo se los usa de esta forma¹⁰⁴.

Se necesita nuevas refinerías con nueva tecnología con medidas de alta conversión¹⁰⁵ que sean capaces de procesar crudos pesados ya que los campos de explotación estatales no están produciendo la cantidad de crudo liviano que requieren las refinerías actuales¹⁰⁶.

Es necesario observar que el Ecuador se ha caracterizado por ser un exportador de materia prima y un importador de productos terminados¹⁰⁷, principalmente el Ecuador es deficitario en GLP, nafta de alto octanaje y diesel Nº2¹⁰⁸; en el primer semestre del 2004 la producción nacional de diesel y GLP abastece el 53% del total de la demanda¹⁰⁹.

¹⁰³ Ortiz René, (2004)

¹⁰⁴ Ortiz René, (2004)

¹⁰⁵ Román Luis, (2004)

¹⁰⁶ Echeverría Alfonso, (2004)

¹⁰⁷ APPE, (2004), Pág. 1

¹⁰⁸ Echeverría Alfonso, (2004)

¹⁰⁹ Elaborado por autores con datos extraídos informe estadístico Petroecuador del primer semestre 2004

Nota.- En el caso de las naftas no se puede precisar lo que se produce de lo que se consume en el país, ya que el consumo final es de gasolininas, super y extra las cuales son obtenidas mediante la mezcla de nafta y otros componentes.

La producción nacional de GLP no puede cubrir la demanda del mismo aún si las refinerías y la planta de gas estuvieran trabajando a su total capacidad; como se mencionó en párrafos anteriores el Ecuador es deficitario en tres derivados principalmente los cuales son: GLP, diesel N° 2 y naftas de alto octanaje.

2.4.1.- Aspectos Generales de la Importación de derivados (GLP).-

Para la importación de derivados, Petroecuador realiza un concurso para adjudicar a empresas calificadas; este concurso se lo realiza de acuerdo al precio, es decir que se adjudica al mejor oferente, dicho precio se fija en base al PLATT'S, el cual es un precio de negociación de los derivados en el extranjero y puede ser base Nueva York o base Costa del Golfo, más un diferencial o castigo que ponen los exportadores de derivados donde está incluido el transporte marítimo y ciertos rubros adicionales.

De las empresas mas conocidas que actualmente realizan la importación de derivados están: Glencor, Vitol, Itocho, Proyector, las cuales venden diesel y naftas de alto octano; y, Trafigura que es la encargada del GLP y tiene un contrato de dos años¹¹⁰.

Actualmente, en el caso de diesel y nafta de alto octano vienen de dos a tres cargamentos mensuales cada uno con 200.000 barriles, tomando en cuenta que viene un buque con cada derivado. La mayoría de buques llegan al Terminal Provisional de la Refinería Esmeraldas (TEPRE), el cual fue construido en 1977 provisionalmente como su nombre lo indica, tiene

¹¹⁰ Echeverría Alfonso, (2004)

veintisiete años de operación y esta ubicado en Esmeraldas, ahí descargan diesel y nafta de alto octano mediante reversión; a veces una parte baja a la Libertad y la mayoría de descargue es diesel mediante la línea submarina donde también se descarga crudo el cual viene desde el puerto de Tumaco; en el caso de la Nafta de alto octano se descarga mediante alijes que son barcos más pequeños de 5.000 toneladas c/u, dirigidos hacia el muelle de la compañía ex Anglo. Existe una mono boya en el terminal de Cautivo que se utiliza sólo para la exportación de fuel oil en barcos pequeños de 4.000 y 5.000 toneladas¹¹¹.

Adicionalmente hay un terminal marítimo en Guayaquil, Tres Bocas Pascuales, donde se descargan productos limpios (diesel y nafta de alto octano) y operan barcos que descargan hasta 70.000 barriles de dichos productos; existe un terminal gasero para fuel oil el cual sirve para abastecer a las industrias de la zona de Influencia de el Salitral¹¹².

De los terminales mencionados anteriormente para la importación se utiliza principalmente el TEPRE, el cual opera entre 28 y 29 días al mes, lo que indica que es extremadamente congestionado, aproximadamente llega el 70% de la importación de diesel y nafta de alto octano; a la Libertad llega el 20% de la importación de dichos combustibles y mientras que al terminal Tres Bocas llega apenas el 10% de estas importaciones¹¹³.

¹¹¹ Echeverría Alfonso, (2004)

¹¹² Echeverría Alfonso, (2004)

¹¹³ Echeverría Alfonso, (2004)

El sistema actual de importación de GLP se basa en un buque flotante, el cual está parado en el golfo de Guayaquil (Punta Arenas), este barco tiene una capacidad de 45.000 TM de almacenamiento de gas semirefrigerado y es reabastecido cada mes y medio o cada dos meses por otro barco de descarga. El GLP importado es producto de algunos concursos internacionales que realiza Petroecuador para comprar dicho producto de acuerdo a las especificaciones de Ecuador y sus proveedores son generalmente Houston, Venezuela, Chile, a veces viene del lejano oriente dependiendo de los costos, Trafigura empresa encargada de la importación es la encargada de realizar toda esta operación de este proceso para lo cual tiene contratados dos barcos más pequeños de 1.800 TM cada uno, los cuales son especialmente acondicionados para suministrar GLP por el muelle de Tres Bocas, al terminal de El Salitral en Guayaquil, el cual tiene una capacidad entre 1.800 a 2.000 TM de recepción en tierra, "lo cual es poquísimo" entonces los barcos pequeños tienen que hacer continuos alijes desde el barco flotante, descargar en dicho muelle y se transporta el GLP al terminal, donde se lo almacena en esferas situadas en El Salitral. Se importan aproximadamente entre 500.000 a 700.000 TM cada año donde la compañía, Trafigura, factura a Petroecuador todos los costos que genera este esquema de importación incluido su margen de rentabilidad¹¹⁴.

En el siguiente capítulo se analizarán las estadísticas de producción nacional, importación, consumo y precios del gas licuado de petróleo, además se hará un

¹¹⁴ Echeverría Alfonso, (2004)

esquema de la comercialización interna de GLP en el país, las empresas encargadas, su participación, etc.

CAPITULO III

3. Producción Nacional, Importación, Demanda del Gas Licuado de Petróleo y su esquema de Comercialización Interna.-

3.1. Análisis de Producción Nacional e Importación. Estadísticas del GLP.-

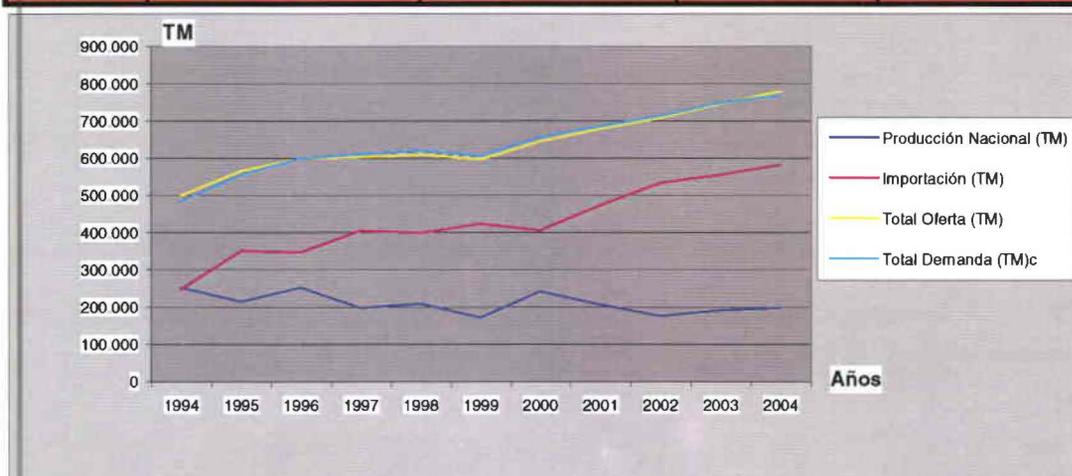
Para efectos de poder hacer un análisis acorde a la importancia del proyecto se ha escogido un período que data desde 1994, basándose en estadísticas de producción, importación y demanda de GLP¹¹⁵.

A continuación se presenta un cuadro resumido:

¹¹⁵ Anexo 1

Cuadro 3.1. Producción Nacional, Importación y Demanda (1994-2004)

Año	Producción Nacional (TM)	Importación (TM)	Total Oferta (TM)	Total Demanda (TM)c
1994	253.340	246.647	499.987	484.831
1995	214.809	351.415	566.223	555.253
1996	253.261	347.551	600.812	600.283
1997	198.256	405.279	603.535	611.740
1998	210.573	399.120	609.693	622.387
1999	172.915	423.852	596.766	606.226
2000	241.860	404.714	646.573	655.384
2001	206.569	473.144	679.712	686.072
2002	176.816	533.881	710.697	715.436
2003	191.415	555.822	747.237	749.684
2004	198.676	580.971	779.647	769.349
Variación promedio anual	-1,16%	9,65%	4,65%	5,05%



Fuente: Petroecuador, (2004)

3.1.1. Producción Nacional e Importación del GLP.-

Como se puede observar en el cuadro 3.1, entre 1994 y 2004, la producción nacional del GLP ha tenido una declinación de $-1,16\%$ promedio anual, sin embargo ha habido épocas donde la misma ha tenido incrementos importantes como por ejemplo en 1996 y en 2000, años donde alcanzó incrementos de $17,90\%$ y $39,87\%$ respectivamente; sin embargo, no ha podido alcanzar el nivel de 1994. En resumen se puede señalar que el decrecimiento anual de la producción nacional del GLP se debe fundamentalmente a la falta de un mantenimiento adecuado a las refinerías del país, como se analizó en el

anterior capítulo, sobre todo en la de Esmeraldas la cual es la mayor productora de éste derivado.

En el caso de la importación del GLP se observa claramente que ha tenido un aumento considerable que en promedio anual alcanza el 9,65%, como consecuencia de la caída de la producción nacional descrita anteriormente. Adicionalmente a la baja de la producción nacional se tiene que la demanda del GLP ha tenido un incremento del consumo del 5,05%, lo cual será analizado con mayor profundidad en el siguiente apartado; entonces para abastecer el mercado necesariamente se ha tenido que recurrir a dichas importaciones, obteniéndose por lo tanto, que la oferta¹¹⁶ ha tenido un aumento promedio anual similar al de la demanda (consumo), de 4,65%.

Esta tendencia histórica ha determinado que para abastecer el mercado nacional del GLP, la producción nacional a contribuido con el 33,72%; mientras que las importaciones han llegado a representar el 66,28%¹¹⁷.

3.1.2. Análisis de la Demanda.-

La demanda del GLP ha registrado un constante crecimiento, debido al incremento del consumo (5,05% promedio anual), como se puede observar en las estadísticas, tanto mensuales¹¹⁸ como anuales¹¹⁹ durante el período 1994 - 2004.

¹¹⁶ Producción Nacional más Importaciones; analizado en el capítulo II

¹¹⁷ Anexo 1

¹¹⁸ Anexo 2

¹¹⁹ Anexo 1

Una de las razones fundamentales para el aumento de la demanda del GLP se debe a que el sistema de precios están basados en un subsidio¹²⁰ otorgado por el Estado ecuatoriano, además por ser un combustible muy bondadoso con el medio ambiente¹²¹ y de multiuso, las personas tienden a su consumo mayoritariamente (en los siguientes subtítulos se analizan los temas de subsidio y precios con mayor detalle).

Otra de las razones del incremento de la demanda es el contrabando existente en las fronteras norte y sur del Ecuador, ya que el precio de venta de GLP en el mercado interno es más barato¹²² con respecto al precio de este derivado en Colombia, USD \$ 3.00 y Perú USD \$ 13.50¹²³. Adicionalmente existe el contrabando interno, que constituye el consumo del GLP en el sector industrial y comercial en el Ecuador en donde se paga al precio subsidiado¹²⁴, ya que la ley determina que "El precio de venta de gas licuado de petróleo para uso comercial e industrial será determinado por Petrocomercial sobre la base del precio promedio de importación pagado por Petroecuador, en la semana anterior, incluyendo los tributos causados, sin que exceda ese valor del promedio de precios del semestre anterior."¹²⁵

Por otra parte, la emigración de la población de los sectores rurales hacia las zonas urbanas de las principales ciudades de Ecuador¹²⁶, ha contribuido a un

¹²⁰ Ortiz René, (2004)

¹²¹ Grijalva Ernesto, (2004)

¹²² Petroecuador, Pág. 74, (2004)

¹²³ Gutiérrez Nelson, (2004)

¹²⁴ Grijalva Ernesto, (2004)

¹²⁵ Decreto Ejecutivo N° 17, (2003)

¹²⁶ Delle-Vigne Elio, (2004)

mayor consumo por las facilidades para conseguir un cilindro de gas, siendo además el precio muy asequible para la mayoría de la población.

3.1.2.1.- Subsidio al GLP.-

Como se mencionó en el punto anterior uno de los factores fundamentales que influyen en el constante aumento de la demanda, obedece al subsidio que otorga el Estado ecuatoriano; para su comparación se analizan dos períodos que corresponden al primer semestre de 2003 con el primero de 2004, a continuación un cuadro resumido:

Cuadro 3.2 Subsidio al GLP entre los primeros semestres de 2003 y 2004¹²⁷ .-

Año	Mes	Precio real GLP cilindro (15Kg)	Precio subsidiado GLP cilindro	Ventas Sector Doméstico	Valor total USD asumido Estado por subsidio
2003	Ene	6,98	1,60	4.068.137	21.867.993,63
	Feb	7,64	1,60	3.429.724	20.721.816,60
	Mar	6,71	1,60	3.828.034	19.543.117,52
	Abr	6,20	1,60	3.915.186	18.020.827,84
	May	6,47	1,60	4.254.500	20.729.580,39
	Jun	6,46	1,60	4.009.784	19.476.943,96
TOTAL 2003		6,74	1,60	23.505.365	120.360.280
2004	Ene	7,63	1,60	4.334.069	26.116.141,29
	Feb	6,93	1,60	3.705.776	19.746.414,51
	Mar	6,63	1,60	4.109.932	20.683.885,66
	Abr	6,81	1,60	4.008.685	20.885.933,69
	May	7,06	1,60	4.282.094	23.376.362,46
	Jun	7,44	1,60	4.232.482	24.737.659,44
TOTAL 2004		7,08	1,60	24.673.038	135.546.397
TOTAL		6,91		48.178.403	255.906.676,98
variación 04/03		5,06%		4,97%	12,62%

Fuente: ASOGAS, (2004)

¹²⁷ Anexo 4

Del cuadro anterior se puede concluir, que el subsidio que el Estado otorga en el consumo de GLP, asciende alrededor de 256 millones de dólares anualizado entre los dos semestres comparados; además se puede observar un incremento del 12,62% en el valor del subsidio entre estos dos períodos; y, como se analizó anteriormente, esto se debe a factores como los precios del GLP en los países vecinos (Perú y Colombia), volúmenes cada vez mayores de importación de este producto; todo lo cual se traduce en un crecimiento constante de la demanda, sin olvidar la baja en la producción nacional. Para determinar el valor real del cilindro se calculó el costo de producción del GLP nacional, se observó el costo del producto importado y se lo multiplicó por el volumen de producción nacional e importación respectivamente, con lo cual se obtuvo el costo real del GLP en dólares; posteriormente se ponderó, en base al volumen, el peso de cada uno en el precio por kilogramo y a esto se añadió una tarifa que tienen las comercializadoras nacionales (tarifa ponderada de acuerdo a la participación en el mercado de cada una de ellas); de esta manera se obtuvo el precio real por cilindro de 15 kg, que en el primer semestre de 2004 fue de USD \$7.08, al cual se lo restó el precio del mercado interno de USD \$ 1.60 y se obtuvo un subsidio por cilindro de USD \$ 5.48¹²⁸.

3.1.2.2.- Precios del GLP.-

A continuación se detallan los precios corrientes del GLP entre 1994 y 2004:

¹²⁸ Anexo 4

Cuadro 3.2. Precios corrientes del GLP

Año	Precios cilindro dom. Sucres corrientes (promedio anual)
1994	2.900
1995	2.900
1996	2.900
1997	4.658
1998	10.861
1999	25.000
2000	25.000
2001	40.975
2002	40.000
2003	40.000
2004	40.000

Fuente: ASOGAS, Estadísticas, (2004)

Como se puede observar los precios del GLP para el sector doméstico en ciertos períodos se han mantenido constante debido al subsidio que el Estado otorga al sector doméstico.

Para efectos del cálculo de la elasticidad precio de la demanda del GLP, se tomó en cuenta los sucres constantes ya que si bien es cierto el precio ha sido subsidiado, al pasar los años sobre todo desde 1994 la economía del país ha sufrido constantes alzas en los precios de los bienes básicos, es decir que se ha tenido inflación, con lo que se puso como año base 2004, así se destaca de mejor manera que los sucres constantes de 2004, representan más dinero en 1994, debido a la inflación¹²⁹. De esta manera se puede calcular como varía la demanda del GLP ante variaciones de su precio, expresados en monedas actuales; posteriormente se transformó todo a dólares de 2004 y así se obtiene una idea más clara de los precios expresados en dólares¹³⁰.

¹²⁹ Samuelson y Nordhaus, (1999), Pág. 397-398

¹³⁰ Anexo 2

Con el fin de poder calcular la elasticidad precio de la demanda, la cual indica si ante cambios de precio del GLP, la demanda del mismo varía en mayor o menor proporción¹³¹, se escogió el período que data desde Octubre de 1998 hasta la actualidad, año en el cual se tuvo un gobierno donde existieron problemas macroeconómicos y entre ellos altas tasas de inflación, crisis financiera, devaluaciones de la moneda de ese entonces (el Sucre), además se debe señalar que en este mismo período, Septiembre de 1998, mediante Decreto Ejecutivo N° 129 del 18 del mismo mes y año¹³², se produjo un aumento del precio del GLP de 4.900 a 25.000 sucres por cilindro (15 Kg.); posteriormente se determinó una ecuación sencilla donde el consumo per cápita (TMpc) está en función del precio (P), la cual da como resultado una elasticidad unitaria (E), es decir que dicha elasticidad va a ser la misma en cada período analizado¹³³.

Con esta ecuación se realizó una regresión lineal mediante la conversión de las variables a logaritmos, con lo que se obtuvo la elasticidad unitaria de -0.15 y una correlación de 0.68 (Indica el grado o fuerza de la relación lineal que existe entre estas variables¹³⁴ mediante la conversión a logaritmos), lo cual explica que ante un aumento del precio del GLP, la demanda se reduce en pequeñas proporciones¹³⁵, por lo que se concluye que la demanda del GLP es inelástica.

¹³¹ Samuelson y Nordhaus, (1999), Pág. 63

¹³² Asogas, (2004)

¹³³ Anexo 3

¹³⁴ Render y Heizer, (1996), Pág. 67

¹³⁵ Samuelson y Nordhaus, (1999), Pág. 63

3.1.2.3. Proyecciones de Demanda¹³⁶.-

Mientras exista el subsidio al GLP, el contrabando y el uso masivo en el consumo del GLP en el Ecuador, existe la posibilidad de que la demanda aumente en iguales o mayores proporciones que la tasa actual (5,05%). Esta situación permite definir al menos tres escenarios para poder realizar proyecciones de demanda del GLP; un optimista, conservador y pesimista.

3.1.2.3.1. Escenario Optimista.-

En este escenario, se asume que mientras persistan las condiciones actuales, la tasa a la que crecerá el consumo del GLP en el futuro, será la misma que ha venido observando históricamente; esto se fundamenta en que el precio del producto va a seguir siendo subsidiado a lo largo del tiempo, se continúa con el contrabando del producto por las fronteras, así mismo, se tiene un consumo del GLP a precio subsidiado en sectores donde se deben consumir otros combustibles (ej. Industrial, Agro exportador) y se mantenga el éxodo registrado de personas desde las zonas rurales hacia las urbanas.

3.1.2.3.2. Escenario Conservador.-

En este escenario se asume que se elimina el contrabando de las fronteras y se mantiene el subsidio a lo largo del tiempo, donde el crecimiento del consumo se dará de acuerdo al incremento de la población, ya que como se mencionó anteriormente, se relacionó el consumo per cápita, con los precios para obtener la elasticidad antes mencionada; en este escenario se asume que el precio va seguir siendo subsidiado, ajustándose a los niveles de inflación y el

¹³⁶ Anexo 8

consumo crecerá a la tasa que crece la población (2.12%), para esto se tiene el siguiente razonamiento, las familias del Ecuador tienen en promedio cinco personas por familia, donde se consumieron en el primer semestre de 2004, de 4.52 a 5.58 cilindros por mes; para el segundo semestre tendríamos de acuerdo al crecimiento de la población 4.56 a 5.66¹³⁷ cilindros por mes; es decir, el consumo del GLP por familias es explicado de acuerdo al número de personas que tenga cada familia y a su crecimiento.

3.1.2.3.3. Escenario Pesimista.-

En este escenario se asume que aparte de eliminarse el contrabando en las fronteras, se tiene una subida para 2006 de USD \$ 0.90¹³⁸, para 2007 con el cambio de gobierno se asume que el precio se establece en USD \$ 4.00 debido a las necesidades del gobierno de reducir su gasto de alguna manera, finalmente para 2011 llega a los USD \$ 5.00, es decir, debido al cambio de gobierno y el alza se debe a las mismas explicaciones del alza ocurrida en el gobierno anterior. Cada vez que se produce una alza de precios se registra una caída en la demanda, de acuerdo a la elasticidad obtenida para el período donde ocurre dicha alza, notándose que la demanda se incrementa de acuerdo a la tasa de crecimiento anual de la población.

En estos escenarios se han identificado cuales son las variables que influyen en un descenso de la demanda, los cuales son: la eliminación del contrabando hacia los países fronterizos, incrementos en los precios del GLP, y por último la

¹³⁷ Anexo 6

¹³⁸ Diario Hoy, Miércoles 25 de Agosto, (2004)

eliminación del contrabando interno, debiendo destacar que este último requiere un estudio profundo, el cual no es relevante para el presente análisis.

3.2. Esquema de Comercialización Interna de GLP en Ecuador.-

3.2.1. A cargo de Petrocomercial.-

En el mercado de GLP en Ecuador existen monopolios y oligopolios en su fase de producción y comercialización respectivamente¹³⁹.

Petroecuador, mediante su filial Petroindustrial, maneja la producción nacional, la importación del producto está a cargo de la Gerencia de Comercio Internacional, mientras que la filial Petrocomercial se encarga de la comercialización a nivel nacional, a través de seis empresas comercializadoras las cuales realizan todo el proceso desde sus centros de almacenamiento y envasado para luego transportarlo y distribuirlo al consumidor final¹⁴⁰.

Petrocomercial almacena el GLP en cinco plantas localizadas en Esmeraldas, Sucumbios (Shushufindi), Guayas (La Libertad, El Salitral) y Pichincha (Quito); adicionalmente utiliza la siguiente infraestructura para proceder al transporte del GLP: desde Esmeraldas a través de auto tanque hasta los centros de consumo localizados en la región centro norte del país; desde la planta industrial de Shushufindi, a través del poliducto Shushufindi – Quito, que llega hasta Oyambaro (éste es un nuevo terminal en funcionamiento desde 2002 en reemplazo de las instalaciones de GLP en el Beaterio); y por último un

¹³⁹ Ministerio de Energía y Minas, (2004)

¹⁴⁰ Ministerio de Energía y Minas, (2004)

gasoducto de ocho Km que va desde Tres Bocas hasta El Salitral, en cuya planta se recibe el GLP importado con el cual se atiende los requerimientos de la región centro sur de todo el país¹⁴¹.

Una vez que el GLP es almacenado se procede al despacho a las comercializadoras que han sido calificadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) y éstas se encargan del transporte, envasado y de que llegue al consumidor final a través de una red de distribuidores¹⁴².

3.2.2. A cargo de las Comercializadoras Privadas.-

En el mercado nacional existen tres empresas grandes comercializadoras del GLP que son: Duragas, Autogas (que pertenecen al grupo Repsol YPF); Agipecuador, Esain (que pertenecen al grupo ENI de Italia); y, Congas, Ecogas, GasGuayas, (que pertenecen al grupo Congas). Repsol YPF tiene mayor presencia en la costa ecuatoriana, con centros de almacenamiento y envasado localizados en Montecristi, Guayaquil, Santa Rosa, Santo Domingo, Pifo; mientras que Agipecuador tiene mayor presencia en la Sierra, con centros de almacenamiento y envasado localizados en Pifo, Ambato, Ibarra, Isidro Ayora; y por último Congas que dispone de centros de almacenamiento y envasado en Quevedo y Salcedo¹⁴³.

En 2003 la comercialización del GLP se situó en 758.375 TM¹⁴⁴ y la participación de las empresas en el mercado se estructuró de la siguiente

¹⁴¹ Petrocomercial, (2004), Pág. 17

¹⁴² Ministerio de Energía y Minas, (2004)

¹⁴³ Ministerio de Energía y Minas, (2004)

¹⁴⁴ Elaborado por autores de las Estadísticas de Asogas

manera: Duragas 37%, Agipecuador 33%, Congas 15% y las demás comercializadoras con el 15%¹⁴⁵.

Mientras que en el primer semestre de 2004 el consumo alcanza 388.723 TM¹⁴⁶ la participación de las empresas es la siguiente: Duragas 38%, Agipecuador 37%, Congas 17%, Austrogas 3%, Lojagas 3% (financiada con capitales estatales y privados, Economía Mixta) y Mendogas 2%, es decir que sin duda existe una hegemonía por parte de Repsol y Agipecuador en la comercialización del GLP, que sumada a la participación de Congas, abarcan casi todo el mercado con un 93%¹⁴⁷. Todas las empresas señaladas anteriormente atienden el mercado del sector doméstico; mientras que el sector industrial es atendido por Duragas, Agipecuador, Coecuagas, Congas y Austrogas¹⁴⁸. En el primer semestre de 2004 el 97% de las ventas es asignado al sector doméstico y el 3% restante al sector industrial y comercial¹⁴⁹.

3.3. Costos y Precios de Venta del GLP en el Ecuador.-

El GLP es vendido por Petrocomercial a las comercializadoras al precio oficial actual de USD \$ 0.11 el Kilogramo (Kg) o USD \$ 1.60 el cilindro de 15 Kg el mismo que se mantiene hasta la venta al consumidor final y no cubre los costos de producción, de importación, de comercialización del GLP¹⁵⁰.

¹⁴⁵ Elaborado por autores de las Estadísticas de Asogas

¹⁴⁶ Elaborado por autores de las Estadísticas de Asogas

¹⁴⁷ Nágera Laura, (2004 B)

¹⁴⁸ Asogas, (2004)

¹⁴⁹ Nágera Laura, (2004 B)

¹⁵⁰ Ministerio de Energía y Minas, (2004)

Desde 1996 las comercializadoras reciben pago por parte de Petrocomercial por las labores de intermediación en el negocio del GLP, este pago constituye una tarifa que garantiza los costos incurridos por dichas empresas y todos los agentes que distribuyen el producto hasta el consumidor final¹⁵¹. Esta tarifa que fue unificada desde Mayo de 2002¹⁵² comprende los servicios de envasado, transporte en cilindros, mantenimiento, reparación y/o reposición de cilindros y válvulas, gastos administrativos, el margen de venta al público y el transporte a granel del producto desde los centros de almacenamiento de Petrocomercial hasta los centros de almacenamiento de las comercializadoras¹⁵³; estas tarifas se encuentran fijadas por Kilogramo, para cada comercializadora desde Mayo de 2002 y en promedio es USD \$ 92.48 por TM¹⁵⁴.

En el próximo capítulo se hará el análisis financiero de la construcción de un muelle marítimo y un terminal terrestre de Gas Licuado de Petróleo, tema de la tesis, el cual hace mucha falta ya que el Ecuador necesita de las importaciones para abastecer la demanda local y se puede eliminar un gasto innecesario como es el almacenamiento flotante mediante la construcción del terminal y su muelle antes mencionados y con todos los factores que influyen en el aumento del consumo del GLP antes mencionados pueden hacer el proyecto económicamente rentable.

¹⁵¹ Ministerio de Energía y Minas, (2004)

¹⁵² Registro Oficial N° 575, Martes 14 de Mayo (2002)

¹⁵³ Nágera Laura, (2004 B)

¹⁵⁴ **Nota.**- La tarifa fue calculada por autores como promedio ponderado de la tarifa de cada comercializadora y su participación en el mercado.

CAPÍTULO IV

4. Construcción de un Muelle y un Terminal de Almacenamiento Terrestre de Gas Licuado de Petróleo.-

Es importante destacar que la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador), saldrá a una licitación internacional para la construcción de un muelle y el terminal de almacenamiento del GLP en tierra, bajo la modalidad "BOT" (Building, Operation & Transfer), en el cual la empresa la adjudicada construirá, operará y transferirá sus infraestructura al Estado, luego de veinte años de operación; sobre esta base, se ha desarrollado el análisis técnico económico y financiero para cuyo efecto, se han planteado dos alternativas, la construcción y operación del muelle marítimo y el terminal de almacenamiento de GLP en tierra; y, a más de la alternativa anterior, una que incluye la importación de este producto desde el exterior. En cada alternativa se han considerado los tres escenarios analizados en el capítulo anterior (Optimista, Conservador y Pesimista); con los cuales se ha definido uno de los principales parámetros como es la proyección del consumo del GLP.

4.1. Descripción del Proyecto.-

Como se ha hecho el análisis de todos los factores que influyen en el mercado del GLP, es decir su producción nacional, su importación y su demanda interna; se llegó a la conclusión de que el país necesita de manera impostergable encontrar la solución para poder eliminar gastos innecesarios que ocasiona el abastecimiento del GLP en el Ecuador. La propuesta es la siguiente, construir un terminal de almacenamiento terrestre de GLP, el cual se basa en un sistema

refrigerado, consistente en mantener al producto en estado gaseoso y posteriormente ser transformado a estado líquido para ser transportado y envasado en cilindros; y un muelle donde puedan atracar buques de gran calado (40.000 TM) de esta forma se elimina un sistema costoso que representa el almacenamiento flotante y sus barcos alijadores, con el que cuenta nuestro país actualmente, a continuación se desarrolla un análisis de las razones por las cuales se plantea la propuesta:

1. El país ha creado una infraestructura de distribución de cilindros de 15 Kg. de GLP a nivel nacional para el consumo de este producto en el sector doméstico, sus precios subsidiados han permitido la accesibilidad del mismo para los sectores urbanos y rurales, siendo transportado en vehículos y hasta lomo de mula hacia los sectores más apartados.
2. Este hecho ha permitido que la tasa de crecimiento de consumo, se ubique alrededor del 5.05% promedio anual en los últimos 10 años, superior al consumo de los demás combustibles (gasolina 1%, diesel 4%) en el Ecuador.
3. Por el lado de la oferta nacional sus principales centros de producción como son la refinería Esmeraldas y el complejo industrial Shushufindi, han visto decrecer constantemente su producción debido a los malos mantenimientos y al suministro de crudo degradado en su calidad API y alto contenido de azufre principalmente; en el caso de la refinería La

Libertad, la producción de GLP de la misma es marginal respecto al total nacional, además de tener los mismos problemas antes mencionados.

4. Las situaciones anteriores han obligado al incremento sustancial de las importaciones, el 10% promedio anual, con lo que la relación producción nacional e importación se ubica en 25%-75% respectivamente en los últimos dos años.
5. El Ecuador no cuenta con un muelle y un terminal de almacenamiento de GLP en tierra, es por este motivo que desde 1984 (1984-2000, Furness Witty Shipping; 2001-actualmente, Trafigura Beheer B.V.), viene contratando almacenamiento flotante en buque tanque para hacer entregas parciales de máximo 1.800 TM en El Salitral el cual dispone de una capacidad de máximo 2.700 TM en tierra.
6. Solamente el contrato del almacenamiento flotante y entregas en buques pequeños de GLP, le ha costado al país en el primer semestre de 2003 más el primer semestre de 2004, aproximadamente 20 millones de dólares, es decir, que frente a la inversión estimada del proyecto de USD \$ 78 millones, significaría que la misma se recuperaría en cuatro años aproximadamente.
7. La ubicación del muelle y el terminal de almacenamiento de GLP deben estar localizados en la provincia del Guayas, en Monteverde específicamente, ubicado a 60 Km. de la refinería La Libertad, donde la

zona de playa presenta muchas ventajas ya que muy cerca de la misma, existen profundidades de hasta 12 metros para que puedan atracar buques de hasta 50.000 DWT¹⁵⁵; esta alternativa permite llegar con el producto importado hasta el terminal de Pascuales, desde donde se reparte el producto a toda su zona de influencia¹⁵⁶. Adicionalmente se cumple con lo dispuesto en la ley que señala que: “las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes por lo menos diez kilómetros de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios.”¹⁵⁷

8. La construcción del muelle antes descrito, también comprenderá la construcción de un gasoducto hasta el terminal de almacenamiento en tierra, a través del cual se transportará el GLP que llega en buque tanques desde el exterior. El terminal de almacenamiento en tierra, inicialmente contará con una capacidad para 40.000 TM; además para efectos de la construcción, en la inversión del proyecto, se toma en cuenta el costo del estudio de impacto ambiental, a efectos de cumplir con las disposiciones legales pertinentes vigentes para esta materia.

9. Por esta zona pasa el poliducto Libertad-Manta de 170 Km. de longitud, de 6” de diámetro y con una capacidad para transportar 8.400 bpd de gasolinas y diesel; utilizando el mismo derecho de vía de este poliducto, se construirá un gasoducto paralelo de 8”, de 28 Km. entre Monteverde y La Libertad. Existe además el poliducto Libertad-Pascuales (Guayaquil),

¹⁵⁵ La capacidad de carga del buque más su peso en TM.

¹⁵⁶ Bacigalupo Luis, (2004)

¹⁵⁷ Decreto Ejecutivo N° 1215, (2001)

de 128 Km., 10" de diámetro para transportar gasolinas y diesel hasta Pascuales; en este poliducto se harán las adecuaciones necesarias para transportar adicionalmente GLP y en el terminal de Pascuales, se construirán tres esferas con capacidad para almacenar 3.000 TM cada una.

10. Se tiene que hacer el traspaso de las instalaciones de la envasadora del GLP, ubicadas actualmente en el Salitral para ser reinstaladas en Pascuales desde donde se realizará la distribución del producto en cilindros; con lo cual además se cumplirá con el pedido de salida de dichas instalaciones por parte del Municipio de Guayaquil¹⁵⁸.

A continuación, el marco legal vigente para la realización de la inversión de cualquier compañía privada ya sea extranjera o nacional, inclusive estatal.

4.2. Marco Legal vigente hasta el presente año 2004¹⁵⁹.-

La ley de Hidrocarburos, en vigencia, permite la participación de la empresa privada, sea ésta nacional o extranjera, en todas las actividades de la industria hidrocarburífera en general; a continuación se describen artículos básicos de dicha ley.

Art. 3.- Inciso primero: "El transporte de los hidrocarburos por oleoductos, poliductos o gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización serán realizados por Petroecuador, o por empresas nacionales o

¹⁵⁸ El Universo, Lunes 8 de Diciembre, (2003)

¹⁵⁹ Ley de Hidrocarburos, (2004)

extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país”.

Art. 68.- Inciso primero: “El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de los hidrocarburos será realizada por Petroecuador o por personas naturales o por empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país, para lo cual podrán adquirir tales derivados ya sea en plantas refinadoras establecidas en el país o importarlos”.

Además todos los reglamentos, acuerdos ministeriales y más disposiciones dictadas sobre esta materia, tienen relación con la participación de la empresa privada nacional o extranjera en la construcción de muelles, terminales de almacenamiento, comercialización y distribución de derivados de petróleo.

Concretamente sobre el proyecto, tomando en cuenta esta base legal, Petroecuador saldría a un concurso de calificación de firmas previa a la selección de una de ellas para la construcción de el muelle y el terminal de almacenamiento terrestre de GLP en la provincia del Guayas, para lo cual se utilizaría el sistema “BOT” (Building, Operation & Transfer), mediante el cual la firma ganadora construirá, financiará y operará el terminal y al final de 20 años, se deberá transferir las instalaciones al Estado.

Es importante destacar que el desarrollo de este proyecto que comprende fundamentalmente la construcción del Terminal y el muelle, puede

complementarse con las actividades de importación del GLP, lo cual representa disponer de un capital de operación necesario para cubrir el costo de importación del producto y el transporte por buque tanque desde el exterior; pero que significa una contribución muy efectiva a los resultados económico financieros del proyecto, como se demostrará más adelante.

En resumen la empresa ganadora de la licitación o concurso tendrá que proveer GLP a Petroecuador para que este a través de su filial Petrocomercial y las comercializadoras existentes en el país distribuyan el mismo, al consumidor final.

4.3. Inversión del Proyecto¹⁶⁰.-

4.3.1. Terreno¹⁶¹.-

Dentro de la inversión del proyecto está comprendido un terreno, localizado en Monteverde, cuya dimensión es de 90 hectáreas (ha), en las cuales se encuentran 80 ha para la construcción del terminal terrestre y 10 ha en playa para facilidades marítimas.

Los terrenos adquiridos permitirán considerar además de la implantación de todos los componentes del proyecto, franjas de seguridad, derechos de playa, derechos de vía para tendidos de gasoductos, para el sistema vial, edificios de administración, bodegas, talleres de mantenimiento, comedores y demás obras de arte necesarias para este tipo de proyectos.

¹⁶⁰ Anexo 9

¹⁶¹ Zavala Fernando, (2004)

4.3.2. Estudio del Impacto Ambiental¹⁶².-

Un factor importante que se tiene que considerar en la inversión es el estudio del impacto ambiental para cumplimiento del marco legal vigente, el mismo que permitirá la aprobación del proyecto para la ejecución en todas sus etapas, definirá los objetivos y el alcance de acuerdo con las características técnicas del terminal de almacenamiento como son los sistemas de agua potable, aguas servidas y drenajes; componentes como la energía, sistemas de seguridad contra siniestros, características ambientales de la zona considerando componentes abiótico (clima, aspectos geológicos, suelos, sistemas hidrográficos), componentes bióticos (vegetación y fauna), componente socioeconómico y cultural; y, evaluación y clasificación de impactos ambientales.

4.3.3. Construcción del Muelle Marítimo¹⁶³.-

Esta inversión se la realizará en función de las facilidades marítimas para recibir buque tanques de hasta 50.000 DWT.

Esto comprende un sistema de amarre, fabricación e instalación de anclaje de las boyas de amarre, maniobras de carga y descarga, pilotes de anclaje, juegos de mangueras submarinas, cadenas de izaje de mangueras conjuntamente con su sistema de flotación cable y accesorios. Habrá una línea de descarga (costa afuera-muelle) cuya construcción comprende su fabricación, transporte al sitio, fondeo y fijación en el lecho marino del múltiple de tuberías submarinas por medio de pilotes completos, con accesorios y pórtico de soporte del múltiple con

¹⁶² Zavala Fernando, (2004)

¹⁶³ Zavala Fernando, (2004)

su estructura de protección de válvulas y accesorios principales, muelle principal, soportes, boyas de fondeo y boyas marcadoras.

Esta inversión comprende además todas las obras y materiales para la instalación de los sistemas mecánicos, eléctricos y de instrumentación previstos para el normal funcionamiento del sistema de recepción de productos de importación.

4.3.4. Construcción del Terminal de Almacenamiento de GLP¹⁶⁴.-

La construcción del terminal de almacenamiento en Monteverde con capacidad para 40.000 TM comprende obras de ingeniería, construcción de sistemas de recepción y transferencia por vías internas, externas, edificios de administración, bodegas y sistemas de seguridad.

Se considera la construcción de la tanquería de almacenamiento, unidades de refrigeración (sistema eléctrico propio de generación termoeléctrica, con uso de diesel y bunker como combustible), estaciones de bombeo, sistemas de medición, sistemas contra incendio, obras eléctricas, sistemas de instrumentación y operación automática (PLC), telecomunicaciones así como también unidades generadoras de vapor para calentamiento para el bombeo del GLP.

¹⁶⁴ Zavala Fernando, (2004)

4.3.5. Construcción de Gasoductos¹⁶⁵.-

Este rubro comprende la construcción de tramos para la adaptación y empate de los sistemas de bombeo existentes en la zona de desarrollo del proyecto mencionadas en la descripción del proyecto.

4.3.5.1. Desde el Muelle al Terminal Terrestre.-

Se considera la instalación de bombas booster, 3 unidades de 250 HP, una línea de 5 Km con un diámetro de 8 pulgadas.

4.3.5.2. Desde Monteverde a La Libertad.-

Una gasoducto de 28 Km, 8 pulgadas de diámetro, adecuaciones al poliducto Libertad-Pascuales para bombeo del GLP, cambio de ANSI para todos los accesorios.

4.3.5.3. Terminal almacenamiento Pascuales.-

Un gasoducto en el terminal de Pascuales de 2 Km de longitud y 8 pulgadas de diámetro, además de la construcción de tres esferas para almacenamiento del GLP, con capacidad de 9.000 TM; envasado de cilindros de GLP e isla de despacho a granel, unidad de relicuefacción, edificios de administración, talleres, bodegas, vías de acceso, parqueaderos, guardianías, sistemas eléctricos de instrumentación y control.

¹⁶⁵ Zavala Fernando, (2004)

4.3.6. Capital de Trabajo.-

Todo lo antes mencionado constituye la inversión en activos de la compañía que vendría a operar el almacenamiento y además a encargarse de la importación; se tiene que considerar que para cada alternativa se tiene que invertir en el capital de trabajo el cual constituye los recursos necesarios para la operación del proyecto¹⁶⁶.

Antes de abordar el tema del capital de trabajo se tiene que mencionar que existe un nivel de inventario de seguridad, estimado en 10.000 TM¹⁶⁷ durante la vida del proyecto, el cual la firma concursante tendrá que negociar con Petroecuador.

En el caso de la alternativa de importación del GLP se tiene que calcular la rotación del capital de trabajo, el cual para el proyecto se lo ha cuantificado en 70 días desde el primer pedido de importación hasta la fecha de recuperación del pago efectuado por dicho pedido. Para efectos de estos cálculos¹⁶⁸, se han considerado los pagos por parte de Petroecuador, en un plazo de 30 días, después de la entrega recepción del producto, desde los tanques de almacenamiento del nuevo terminal en cada importación. Así, el primer pedido o importación se realizará por 40.000 TM (incluye 10.000 TM stock de seguridad), de aquí en adelante los pedidos serán de 30.000 TM debido al inventario de seguridad antes mencionado. En este caso el capital de trabajo es representativo en la inversión total del proyecto llegando a ser el 41% de la misma en los tres escenarios planteados en el capítulo anterior; Optimista (O), Conservador (C) y Pesimista (P).

¹⁶⁶ Sapag Chain, (2003), Pág. 236

¹⁶⁷ Anexo 10

¹⁶⁸ Anexo 9

En la alternativa que no considera la importación es decir sólo el almacenamiento del GLP, la inversión en capital de trabajo es marginal respecto a la inversión total del proyecto¹⁶⁹.

En conclusión, la inversión estimada en la alternativa que considera la importación más almacenamiento del GLP, es de 131.4 millones (capital de trabajo más activos fijos) de dólares; mientras que en la alternativa de almacenamiento es de 78.4 millones de dólares, debiendo destacar que la primera alternativa es mucho más rentable que la segunda pero con más riesgo. De esto se habla más adelante en el apartado de la tasa de descuento.

4.4. Egresos del Proyecto.-

4.4.1. Costos de Operación.-

Los principales egresos del proyecto lo constituyen los costos de operación¹⁷⁰ donde están todos los rubros relacionados directamente con la operación del terminal y del muelle, como son la mano de obra tanto directa como indirecta, los costos de mantenimiento, agua, electricidad, cuyo sistema será auto generado en base a combustible (bunker y diesel); un rubro importante dentro de los costos es el de pérdidas por evaporación y manipuleo, es decir que mientras se recibe el producto desde el buque hasta el terminal de almacenamiento; así como cuando se despacha éste a través de gasoductos hasta la envasadora localizada en Pascuales, se pierde un estimado de 0.2% del volumen, lo cual se aplica en todos los terminales de GLP; otro rubro de igual importancia en los costos de

¹⁶⁹ Anexo 9

¹⁷⁰ Anexo 9

operación son los de arriendos de infraestructura concesionada ya que se tendrá que ocupar instalaciones de Petroecuador como son poliductos para el transporte del GLP, se cancelarán derechos de vías, pagos por derechos playa, etc.

4.4.2. Gastos de Administración.-

Los gastos de administración¹⁷¹ son de igual importancia en el proyecto ya que se necesita de gente capacitada para dirigir y administrar de la manera más adecuada tanto el muelle como el terminal, los gastos en suministros de oficina, gastos de movilización; gastos generales los cuales están conformados por los impuestos, tasas (municipales y provinciales), contribuciones; además se encuentran los seguros para cubrir la infraestructura correspondiente al muelle y al terminal, los cuales son de mucha importancia para el apalancamiento de la compañía, y por último la amortización de la inversión sobre el estudio del impacto ambiental el cual es un rubro importante e indispensable para la puesta en marcha del proyecto.

Los egresos anteriores descritos, es decir los costos de operación y los gastos de administración son independientes de que se realicen o no, ambas alternativas mencionadas en los anteriores párrafos, sin embargo para la alternativa de importación es necesario cuantificar la inversión en capital de trabajo necesario para cubrir las primeras importaciones.

¹⁷¹ Anexo 9

4.4.3. Costo de Importación¹⁷².-

En el mercado internacional existen precios referenciales para la negociación de la compra y venta de derivados de petróleo, así en el caso del GLP, se toman en cuenta los precios referenciales publicados en el Platt's Gas Wire¹⁷³, cuyo precio promedio de Enero a Septiembre de 2004 es de USD \$ 364.51, el cual para efectos de cuantificación de costos y tarifas se lo mantiene fijo en el análisis económico financiero, sin embargo esta variable es objeto de nuestro análisis de sensibilidad debido al mismo hecho de ser variable externa, es decir, el precio depende del mercado internacional, concretamente de las variaciones del precio del crudo¹⁷⁴.

Para la cuantificación del costo de importación, el costo del buque abastecedor es un parámetro fundamental puesto que deberá efectuar el transporte del producto desde el Caribe (Venezuela) hasta Punta Arenas (Ecuador); siendo una operación muy delicada, debido a la importancia de contar con el producto en Ecuador.

Para proceder al cálculo, inicialmente se consideró la primera importación que debe ser de 40.000 TM, de las cuales 10.000 TM constituyen el stock permanente de seguridad y las restantes 30.000 TM disponibles para el consumo. Este último valor se comparó con el consumo promedio diario por año, obteniéndose los días de duración que en los tres escenarios proyectados de la demanda, en promedio son: en el optimista 14 días, en el conservador 16 días y

¹⁷² Anexo 10

¹⁷³ Echeverría Alfonso, (2004)

¹⁷⁴ Pareja Jorge, (2004)

en el pesimista 21 días. Este cálculo también fue necesario para obtener la rotación del capital del trabajo.

El costo de arrendamiento anual del buque tanque abastecedor es de USD \$ 16.6 millones y cuyo número de viajes que alcanza a realizar en un año es 19, con esta base se calculó el costo en aquellos escenarios donde se necesita recurrir a un mayor número de viajes y así se obtuvo el costo anual del transporte del GLP hasta el terminal; en estos costos se encuentran incluidos los gastos portuarios y las tasas por el cruce del canal de Panamá, finalmente se incluyen los costos en los que incurre el buque abastecedor por el uso de combustibles (diesel y fuel oil) tanto en la carga, durante el transporte, la descarga, así como el viaje de regreso en la ruta Caribe-Monteverde-Caribe.

4.4.4. Depreciaciones y Amortizaciones.-

Dentro del rubro de depreciaciones están todas los equipos, maquinarias, vehículos, etc que fueron considerados en la inversión y son sujetos a depreciación. El horizonte del proyecto fue trazado a diez años, sin embargo al principio de este capítulo se mencionó que al cabo de 20 años la compañía entregará al Estado toda la infraestructura para que opere el terminal; así, existen activos fijos que tienen una vida útil de cinco años, los cuales están considerados con inversiones de reemplazo al cabo de dicho período. El método utilizado es el de línea recta es decir se supone que al final de la vida útil del proyecto el activo ha perdido totalmente su valor¹⁷⁵, situación que en la vida práctica no se realiza,

¹⁷⁵ Ross y Westerfield, (2000), Pág. 29

es por esta razón que a los activos que se los ha depreciado en cinco años, en 2011, se los ha vendido con un valor del 20% de su valor inicial¹⁷⁶.

Debido a la importancia de los equipos para la operación del terminal, se tomó en cuenta el reemplazo de los activos cuya vida útil es de cinco años y el precio de los mismos al momento de la nueva inversión a reemplazo, fue el precio histórico más la inflación sectorial en los Estados Unidos, ya que este tipo de equipos se los encuentra en el mercado de ese país¹⁷⁷.

Con respecto a las amortizaciones, estas se refieren a todo aquello que tiene que ver con el financiamiento externo del proyecto, es decir, con entidades financieras que en este tipo de proyectos, las compañías recurren a bancos internacionales, para lo cual se ha tomado como costo de la deuda, la tasa Libor, la cual está a 2.47 % a 360 días¹⁷⁸, a esto se le añade 2% por concepto de comisión, con lo que el costo de deuda llega a 4.47% anual.

Para este proyecto se concibe una deuda a diez años en ambas alternativas, donde los intereses juegan adicionalmente un papel importante ya que constituyen un escudo fiscal para el pago de impuestos¹⁷⁹; para la alternativa de importación se escogió un nivel de deuda del 40% de la inversión total, valor que aproximadamente representa la inversión en el capital de trabajo calculado en 70 días, período en el cual, según el contrato, se obtendría el pago de Petroecuador y de aquí en adelante, con los pagos subsecuentes, se financian las siguientes

¹⁷⁶ Anexo 9

¹⁷⁷ Anexo 9

¹⁷⁸ Banco Central, (2004)

¹⁷⁹ Ross y Westerfield, (2000), Pág. 457

importaciones; de esta manera, el valor total asciende a 51 millones de dólares aproximadamente, de donde se desprenden pagos de amortización de deuda e intereses. En la alternativa en la que no se considera la importación, se eligió un nivel de deuda más elevado debido a que la inversión si bien es cierto no es tan elevada como la del negocio con importación, sin embargo los flujos que se desprenden de la misma, tienen que ser financiados con capital ajeno o bancos en una mayor proporción, esta proporción es de 53% de deuda, es decir más de la mitad de la inversión total será financiada vía capital ajeno, de esta forma, el monto asciende a 41.6 millones de dólares, de donde se desprenden los pagos de intereses y amortizaciones¹⁸⁰.

4.5. Ingresos del Proyecto.-

4.5.1. Proyecciones de Demanda.-

Para hablar de los ingresos del proyecto, se hicieron proyecciones de la demanda, las cuales fueron analizadas en el capítulo anterior, y se mantuvo constante el nivel de importación que Ecuador ha venido manteniendo en los últimos años, es decir del 75% del total de la demanda, donde se fijaron tres escenarios; Optimista (O), Conservador (C) y Pesimista (P); es decir, que todos los rubros cuantificados en función de su volumen tendrán tres escenarios. Como ya se analizaron los escenarios en el capítulo III, en conclusión se obtuvo que en el escenario optimista el consumo crece al 5% anual, en el conservador crece al 2.12% anual; mientras que en el pesimista se asumió alzas en los precios a los cuales la población responde según la elasticidad obtenida (-0.15).

¹⁸⁰ Anexo 11

Una vez obtenidos los datos de las proyecciones de demanda, se calculó la tarifa por tonelada métrica que la empresa facturará a Petroecuador, como se describe a continuación.

4.5.2. Tarifas del Proyecto.-

Para la cuantificación de las tarifas del proyecto por tonelada métrica se tomaron en cuenta todos los costos directos inmersos en la operación del muelle y el terminal, anteriormente descritos, como son: costos de operación calculados por tonelada métrica los cuales lógicamente son diferentes según el escenario, lo mismo se hizo con las depreciaciones de los activos, los cuales son parte de la tarifa y finalmente los costos financieros por incurrir en deuda, todo esto para llegar a obtener una tarifa única, la cual se basó en el escenario pesimista para obtener la máxima tarifa a ofertar a Petroecuador, la misma que se ubica en USD \$ 34.25 por TM¹⁸¹ (para 2006), donde se tienen opciones para reducir dicha tarifa. Esta tarifa tendrá que ser negociada, para que se ajuste cada año con la inflación anual de Ecuador, la cual para el proyecto se estimó en 3.50%; es necesario destacar que en esta alternativa no se considera la opción de importación.

Para la alternativa del negocio con importación, se realizaron los cálculos correspondientes a fin de determinar el costo anual del arrendamiento del buque abastecedor, el cual tiene un costo cercano a 33.000 dólares diarios estimados a la fecha de inicio de operación del proyecto, a esto tiene que añadirse el costo del combustible utilizado por dicho buque en los 19 días (ida/vuelta) que comprende

¹⁸¹ Anexo 8

la ubicación del producto en tierras ecuatorianas; y, los gastos portuarios, impuestos y tasas, la cifra por estos últimos conceptos alcanza 12 mil dólares diarios; posteriormente se añadió el costo del GLP en el extranjero según el Platt's Gas Wire al cual, para efectos de cuantificación de costos y tarifas, se lo mantuvo fijo en USD \$ 364.51 por TM, que es el promedio entre Enero a Septiembre de 2004, valor que está sujeto a cambios mensuales e inclusive diarios ya que depende de los precios del petróleo que han venido variando constantemente.

Finalmente para la determinación de la tarifa total, ésta estará en función del precio internacional más USD \$ 2.00 adicionales sobre el Platt's; mientras que la tarifa del buque tanque abastecedor por TM, será el resultante de los costos totales anuales demostrados en el inciso de costos de importación; para posteriormente añadir los costos por TM incurridos por la operación del muelle y el terminal, con lo que la tarifa final alcanza los USD \$ 493.41 por TM¹⁸²; valor que varía anualmente como se demuestra en el cuadro de resultados del análisis de sensibilidad del proyecto¹⁸³.

Con los ingresos y egresos del proyecto se puede entrar a realizar el análisis económico financiero del mismo.

4.6. Flujo de Caja.-

Para el análisis del flujo de caja se efectuaron en base a dos parámetros diferentes y en función de cada uno de los tres escenarios:

¹⁸² Anexo 8

¹⁸³ Anexo 12

4.6.1 Flujo de Caja (Alternativa sin Importación del GLP)¹⁸⁴.-

El primer componente del flujo de caja del proyecto, corresponde a los ingresos derivados de las proyecciones de la demanda y del cálculo de las tarifas.

Los Egresos están compuestos por el resumen de los costos de operación del proyecto donde los costos fijos se adaptan a la inflación a lo largo del período de evaluación, sin embargo existen costos variables los cuales dependen del volumen y se los analiza en cada escenario; los gastos de administración, los cuales se van adaptando a los cambios económicos del país a lo largo del horizonte fijado del proyecto (se ajustaron con la tasa de la inflación meta para 2004), los gastos generales donde se encuentran rubros importantes como son los seguros por el muelle y el terminal, los cuales son requisitos para la aceptación del financiamiento de la deuda, además se registran las tasas municipales y provinciales; en este rubro también se encuentran la depreciación y la amortización de intangibles (estudio del impacto ambiental), el valor en libros de los activos depreciados dispuestos para la venta, al 20% de su valor inicial, éstos ítems no representan un egreso efectivo de dinero pero que se los dispone para deducir la renta imponible¹⁸⁵ y por ende el pago de impuestos; y, por último se encuentran los costos financieros los cuales se originan del préstamo realizado para financiar el proyecto.

¹⁸⁴ Anexo 11

¹⁸⁵ Sapag Chain, (2003), Pág. 267

Después se calculan la participación de los trabajadores (15%), y el impuesto a la renta (25%), debiendo destacar que sobre todo este último, representa un importante aporte para los ingresos del Estado.

Hasta aquí se obtiene la utilidad neta la cual resulta de todos los ingresos menos los egresos e impuestos, posteriormente se tienen los ajustes por la amortización de activos intangibles, el valor en libros y la depreciación de activos, los cuales se incorpora para el cálculo del rendimiento del flujo de caja proyectado, ya que no representan salidas efectivas de dinero¹⁸⁶, la razón de eliminarlos primero e incorporarles después, es por el efecto tributario que estas cuentas ocasionan a favor del proyecto.

A continuación se tienen las amortizaciones del préstamo los cuales son egresos no deducibles de impuestos ya que no constituye un cambio en la riqueza de la empresa¹⁸⁷, es por esta razón que esta cuenta se la ubica después de impuestos. Por último cabe mencionar las inversiones de reemplazo¹⁸⁸ las cuales se efectuarán en 2011 y su proyección del precio es en base a la inflación sectorial del mercado de Estados Unidos, en el caso de aquellos activos que se encuentren en ese mercado; para el caso de los activos disponibles en el mercado nacional, el precio se proyectó con la inflación en el sector de minerales y gas en Ecuador.

¹⁸⁶ Sapag Chain, (2003), Pág. 271

¹⁸⁷ Sapag Chain, (2003), Pág. 272

¹⁸⁸ Anexo 11

El valor de Desecho¹⁸⁹ en el presente proyecto es el factor fundamental para análisis y se lo calculó mediante el método económico, motivo por el cual no se incluyó la recuperación del capital de trabajo, ya que como se dijo al inicio del desarrollo del presente capítulo, el muelle y el terminal de almacenamiento terrestre de GLP serán operados en un período de más o menos 20 años para luego ser transferidos al Estado; con el objeto de evaluar el proyecto, cuyo horizonte son 10 años y proceder con el método señalado anteriormente, se restó la depreciación del año 2015, del flujo de caja del mismo año, para luego actualizarlo en función de la tasa de capital exigida para los próximos 10 años; de esta forma el valor obtenido representa la operación de la empresa durante 10 años adicionales.

Con lo que se obtuvo finalmente el flujo de caja del proyecto que no considera la importación.

4.6.2. Flujo de Caja (Alternativa con Importación del GLP)¹⁹⁰.-

El flujo de caja de esta alternativa es similar al flujo de caja descrito en el inciso anterior; añadiéndose únicamente la tarifa que incluye el costo de importación del GLP, el costo del buque, como se detalló en el apartado de tarifas; así mismo, en la parte de egresos, se encuentra el ítem relacionado con los costos de importación, el cual se lo describió también anteriormente.

¹⁸⁹ Anexo 11

¹⁹⁰ Anexo 10

4.7. El Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del Proyecto.-

Como se ha hablado desde el principio de dos alternativas, para el análisis del VAN y la TIR se requiere que se estudien ambas alternativas por separado.

4.7.1. El VAN y la TIR de la Alternativa sin Importación.-

Para poder empezar hablar sobre el VAN del proyecto, primero es necesario destacar la tasa de descuento exigida para el proyecto en esta alternativa.

La tasa exigida¹⁹¹ para esta alternativa fue escogida de tal forma, que represente el costo de oportunidad de invertir el capital del proyecto comparado con otro del mismo o similar nivel de riesgo¹⁹²; para esto se ha recurrido a la búsqueda de proyectos que se han emprendido en el país y a nivel internacional, habiéndose encontrado una tasa de descuento que fue utilizada para la construcción de un sistema de almacenamiento y licuefacción del gas natural, en América Central; dicho proyecto encontrado¹⁹³ tiene características similares al proyecto. Para efectos de adaptar la tasa a nuestra economía se procedió a encontrar el nivel de riesgo "o riesgo país", que tiene esta zona¹⁹⁴, en base de la cual se encontró la diferencia con la tasa aplicada a ese proyecto de licuefacción y almacenamiento del gas natural, para posteriormente añadir la tasa correspondiente al riesgo país de Ecuador¹⁹⁵ y finalmente se obtuvo una tasa de descuento propia del proyecto ubicada en 12%, es decir el costo del capital, o la rentabilidad exigida al proyecto, en la alternativa donde no se considera la importación.

¹⁹¹ Anexo 8

¹⁹² Sapag Chain, (2003), Pág. 326

¹⁹³ OLADE, (2004)

¹⁹⁴ Anexo 8

¹⁹⁵ Banco Central de Ecuador, (2004)

El VAN de esta alternativa, en los diferentes escenarios fueron positivos, es decir en promedio de los tres escenarios se tiene un valor actual neto de 18.5 millones de dólares por encima de lo exigido, esto es con una tasa del 12%, ya que con esta tasa el VAN es igual a cero; con lo cual se estaría recibiendo exactamente lo que la tasa de descuento proporciona, además esto se corrobora con el criterio de la TIR, la cual está por encima de la tasa de rendimiento exigida, que en promedio es 21% en los tres escenarios¹⁹⁶.

Es necesario acotar que el nivel de endeudamiento influye en los resultados tanto del VAN como de la TIR, debido a que en esta alternativa se ha escogido un nivel de deuda del 53%¹⁹⁷, ya que si se escoge menores proporciones de deuda, los resultados se vuelven negativos para el proyecto; esto se debe a que la empresa a medida que se apalanca aumenta el valor de la misma, debido a los escudos fiscales derivados de la deuda¹⁹⁸.

4.7.2. El VAN y la TIR de la Alternativa con Importación.-

Como se analizó en el apartado anterior en primer lugar se tiene que mencionar la tasa de descuento seleccionada para esta alternativa, la cual tiene que ser mayor que la anterior, debido a que si bien es cierto, el negocio con importación es mucho más rentable, su riesgo es elevado; para representar el costo de oportunidad correspondiente a la inversión del capital, en este tipo de proyecto, se escogió la tasa máxima que cobran los bancos por colocar fondos, y a esto se

¹⁹⁶ Sapag Chain, (2003), Págs. 301-302

¹⁹⁷ Anexo 11

¹⁹⁸ Ross y Westerfield, (2000), Pág. 454

añadió el riesgo país, con lo que se llegó a una tasa de 23.65%¹⁹⁹ de retorno exigido.

El VAN de esta alternativa, en promedio de los tres escenarios es 51.7 millones de dólares por encima de lo exigido; es decir con una tasa del 23.65%, con la cual el VAN es igual a cero; mientras que por otro lado, la TIR alcanza en promedio de los tres escenarios un 43% de rentabilidad del proyecto, así se puede concluir que es mucho más conveniente el proyecto de construcción del muelle y el terminal de almacenamiento del GLP, incluyendo la importación de dicho producto, sin embargo esto dependerá en gran medida de la aversión al riesgo que tenga la empresa inversora.

En el caso de esta alternativa, el nivel de endeudamiento elegido debe servir para financiar casi la totalidad del capital de trabajo; es decir, el 40% de deuda, de esta manera, con el giro del negocio, se desprenden los pagos financieros de la deuda, así como también el pago de los impuestos; la razón por la que no se aumentó el nivel de endeudamiento, obedece a que el negocio tiene un alto riesgo, y con el apalancamiento, aumenta el riesgo debido a que depende de factores externos, uno de ellos, el precio del Platt's, el cual fue considerado en el análisis de sensibilidad; existiendo probabilidades de que si se tienen endeudamientos altos, se pueden incurrir en costos de quiebra, los cuales acarrearán costos legales, administrativos, es decir costos de una reorganización

¹⁹⁹ Anexo 8

financiera²⁰⁰, son por estos motivos por los que se mantiene un nivel moderado de endeudamiento²⁰¹.

4.8. Análisis de Sensibilidad.-

Para el análisis de sensibilidad se escogió una variable, la cual esta fuera de control de manejo de la compañía, por esta razón se efectuó el análisis únicamente para la alternativa con importación, donde la variable escogida es el precio del GLP que se negocia a nivel internacional, los cuales son los precios de referencia del Platt's, como ya se acotó en párrafos anteriores, y se lo escogió porque depende en gran medida de los ingresos que genera el proyecto, ya que representa el 88% de la tarifa calculada para el proyecto en esta alternativa. El precio del Platt's ha venido fluctuando permanentemente, es así que en Enero de 2004 fue de USD \$ 315.97²⁰², llegando a Septiembre de 2004 a USD \$ 412.70 por TM²⁰³; respondiendo de esta manera directamente a las variaciones del mercado internacional del petróleo en los actuales momentos.

Posteriormente se procedió al análisis de sensibilidad y se encontró el precio que hace 0 el VAN del escenario pesimista, el cual es de USD \$ 170.28 por TM; es decir, que a precios inferiores al señalado, el VAN se hace negativo y por ende, la TIR será menor a la tasa de descuento exigida.

Se puede observar que frente a las posibles variaciones del precio internacional del GLP, se tienen cambios en el VAN y en la TIR, en ésta última se producen variaciones mayores cuando el precio baja que cuando sube, respecto con el

²⁰⁰ Ross y Westerfield, (2000), Cap. 16

²⁰¹ Anexo 11

²⁰² precio FOB, Free on Board.

²⁰³ Petroecuador, (2004)

precio promedio a Septiembre de 2004; es decir que la TIR baja en mayor proporción cuando el precio cae, que cuando aumenta el precio y sube la TIR.

Con respecto al VAN ante variaciones en el precio internacional, varía en muy similares proporciones cuando el precio sube o cae.

Con lo que se puede deducir que el proyecto con importación del GLP incluido, es sensible ante cambios en el precio de dicho producto.

No se efectuaron corridas con precios más bajos, ya que existe muy poca probabilidad de que el precio Platt's caiga menos del precio, el cual hace el VAN cero en el escenario pesimista (USD \$ 170.28 por TM), debido a que históricamente dichos precios siempre han estado por encima de los USD \$ 200 por TM.

4.9. Rentabilidad Social del Proyecto.-

Se referirá a la rentabilidad social del proyecto en términos de lo que significa para el país los beneficios de una inversión de la dimensión que tiene la construcción del muelle y el terminal de almacenamiento terrestre:

- Es muy importante en las circunstancias económicas en las que se desenvuelve actualmente el país, la inversión de este proyecto que asciende alrededor de 78 millones de dólares, como dinero fresco, por el efecto multiplicador que tendrá en la economía ecuatoriana.

- En la etapa de construcción del proyecto, si bien es cierto que un componente importante de la inversión serán los equipos y materiales importados; así mismo, valores significativos de dicha inversión, serán canalizados en el país, hacia los sectores industrial, de la construcción, del

comercio y en la contratación de trabajadores técnicos profesionales y obreros con mano de obra calificada.

- Durante la operación del proyecto se contratará mano de obra nacional directa, en las áreas operativas y administrativas, prevista en por lo menos 45 trabajadores permanentes y un número superior, por las actividades colaterales, que éstas llevan implícitas, como mano de obra indirecta.

- Es de gran importancia para el país, implementar la construcción del muelle marítimo ya que en el futuro se pueden realizar las adecuaciones necesarias para, a más del gas licuado de petróleo, recibir otro tipo de combustibles, y así superar la vulnerabilidad de depender de un solo terminal como es el TEPRE.

- Esta inversión constituye un importante paso para el país, ya que al cabo de veinte años, el proyecto será transferido al manejo del Estado donde podrá usufructuar de la operación del proyecto, además de que en el transcurso de la operación de la empresa que sea adjudicada el presente proyecto, el Estado recibirá ingresos por impuestos tanto directos como indirectos estimados en 3.8 millones de dólares anuales, en promedio de los tres escenarios planteados; y, en el caso de que se opte por la alternativa más rentable, la cual es el negocio con importación, el Estado recibirá un estimado de 38.5 millones de dólares anuales, por estos mismos conceptos.

- Finalmente el Gobierno y las autoridades del sector energético, con todos estos antecedentes, sabrán dar la importancia y tramitar con rapidez las diferentes autorizaciones y aprobaciones, para que la construcción del muelle y el terminal de almacenamiento terrestre sea una realidad en el menor tiempo posible.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.-

La elaboración del proyecto nos ha llevado a las siguientes conclusiones:

- El Gas Licuado de Petróleo es una mezcla de Propano y Butano, en el Ecuador en proporciones de 70% y 30% respectivamente, sus principales fuentes son el petróleo y el gas asociado.
- Tiene características ideales que lo hacen un combustible multifuncional para usos en industria, comercio, transporte y doméstico.
- La comercialización del GLP estuvo al inicio bajo la iniciativa del capital privado, a comienzos de 1972 se incrementa el consumo y el Estado empieza a competir conformando empresas de Economía Mixta.
- En Julio de 1989 se interviene a través de Petroecuador y ésta mediante su filial Petrocomercial se encargan de la industrialización, envasado, distribución y venta del GLP, motivo por el cual las comercializadoras privadas se convierten en prestadoras de servicios a Petrocomercial.
- Se establecen tarifas de envasado, mantenimiento, reposición de cilindros, transporte y margen de utilidad y en 1990 los costos de producción comienzan a incrementarse, los precios de venta comienzan a rezagarse y aparece el subsidio.
- El GLP desde 1992 a 2002 ha tenido un incremento del 3% promedio anual en su consumo, siendo uno de los combustibles con mayor crecimiento a nivel mundial, con el 49% asignado al sector doméstico,

13% para la industria, 7% para el transporte y 31% para el sector comercial.

- La regiones de mayor consumo del GLP es Norteamérica seguida por Asia, Europa, en cuarto lugar se encuentra Sudamérica, por el lado de la producción se encuentra en primer lugar Norteamérica, Medio Oriente, Asia y Europa entre los más grandes, en quinto lugar se encuentra Sudamérica.
- El Gas Natural es una de las principales fuentes del GLP a nivel mundial, es la fuente de energía más importante después del petróleo; se divide en gas natural asociado y en gas natural no asociado, en Ecuador se tiene gas natural no asociado en el golfo de Guayaquil y su principal uso es para la electricidad; y, el gas asociado que se lo encuentra en los campos de producción de petróleo, para luego ser separado del mismo.
- A nivel mundial uno de los principales usos que se le da al GN es para la producción de electricidad, los principales consumidores del GN son Europa, Norteamérica, Asia y Oceanía entre los principales, Sudamérica se ubica en el penúltimo lugar en consumo junto con Centroamérica, por el lado de la producción los principales productores son Europa, Norteamérica y Medio Oriente y Sudamérica junto con Centroamérica se encuentran en último lugar en la producción de Gas Natural.
- Las Reservas de GN más grandes las tiene la Federación Rusa seguida por el Medio Oriente.
- Otra de las fuentes importantes para la producción del GLP es el petróleo, tanto a nivel mundial como en nuestro país.

- El petróleo a nivel mundial en la actualidad ha sido caracterizado por constantes incrementos en los precios, por problemas en la oferta y aumentos desproporcionados en la demanda.
- En nuestro país el petróleo ha sido un pilar importante en la economía, puesto que ha servido para financiar un porcentaje importante del presupuesto del Estado; así como al mejoramiento de balanza comercial por sus exportaciones.
- En Ecuador en los últimos años se tiene una producción en constante declinación en los campos de propiedad del Estado, debido a la falta de inversión en el área a pesar de ser una de las más rentables.
- En Ecuador se instalaron refinerías para producir productos necesarios para la vida diaria del ser humano, sin embargo esta rama de producción adolece de la tecnología adecuada para la producción.
- En Ecuador las refinerías no han venido trabajando al total de su capacidad instalada, situación que agrava aún más el abastecimiento con producción nacional, al mercado interno del GLP.
- El país cuenta con tres refinerías: Esmeraldas, La Libertad y Amazonas, las cuales producen los derivados de petróleo; de éstas, la que mayor capacidad instalada tiene es la de Esmeraldas con 110.000 BPDO, La Libertad con 45.000 BPDO y la Amazonas con 20.000 BPDO.
- Para el transporte interno de crudo se tienen tres oleoductos: SOTE, OCP, OTA; para el transporte interno de los derivados existen poliductos y gasoductos; para el transporte internacional está la FLOPEC para el transporte marítimo.

- La Refinería La Libertad en el último semestre ha venido trabajando al 81% de su capacidad total instalada y produce 2 TM diarias de GLP, lo que representa el 0.5% de la producción diaria nacional.
- La Refinería Esmeraldas es la mayor productora de GLP en el país, en el primer semestre de 2004 trabajó al 93% de su capacidad instalada, produjo en promedio 331 TM diarias de GLP con lo que representa el 64% de la producción ecuatoriana del producto, ésta refinería fue construida para recibir crudo de 28° API sin embargo recibe crudo de menor calidad 24.1° API, lo que la ha llevado al deterioro.
- La Refinería Amazonas está ubicada en el Complejo Industrial Shushufindi, el cual a más de la refinería está conformado por una planta de gas donde se procesa el gas asociado, que se encuentra en los campos de producción del petróleo, para finalmente obtener gas licuado.
- La RA en el primer semestre de 2004 trabajó al 80% de su capacidad instalada y produjo 13 TM diarias en promedio de GLP con lo que se ubica con el 2.5% de la producción del país, mientras que la planta de gas rindió 173 TM diarias de GLP, es decir con el 33% de la producción nacional.
- Las refinerías no reciben el mantenimiento adecuado, lo que es un factor adicional para que el rendimiento de las mismas baje, pero en el caso hipotético de que todas trabajen a su total capacidad instalada, es decir con el debido mantenimiento, con la calidad de crudo que las mismas requieren, su oferta nacional sería aproximadamente de 1.000 TM diarias de GLP.

- La importación del GLP actualmente está a cargo de la Cía. Trafigura, la cual factura todos los costos incurridos incluyendo su margen de rentabilidad.
- El producto viene generalmente de Venezuela, Houston, Chile e inclusive viene del lejano oriente, dependiendo fundamentalmente de la disponibilidad del producto y de los costos.
- Trafigura tiene un buque de almacenamiento flotante de 45.000 TM y dos buques alijadores, los cuales dejan el producto importado en el muelle de Tres Bocas y es enviado por gasoducto a El Salitral.
- De las estadísticas de GLP tomadas en el período (1994-2004), la producción nacional ha tenido una declinación promedio anual de 1% , las importaciones se han incrementado en el 10% promedio anual, las oferta al igual que la demanda ha ido incrementando en el 5% promedio anual.
- Para el cálculo de la elasticidad de la demanda se escogió el período Oct 1998 hasta la actualidad, el cual registró una demanda inelástica de -0.15.
- El precio del GLP es subsidiado para el sector doméstico sin embargo se ha hecho un mal uso debido a la existencia de un contrabando interno y externo.
- En el mercado del GLP existen seis empresas encargadas de la comercialización del producto, siendo las más grandes Duragas, Agipecuador, y Congas las cuales en el primer semestre del 2004 abarcaron el 92% del mercado.

- Las comercializadoras facturan a Petrocomercial, todos los costos incurridos en el envasado, transporte, distribución, mantenimiento, reposición de cilindros y válvulas y añaden un margen de utilidad, todo esto mediante una tarifa donde se encuentran inmersos los conceptos antes mencionados.
- El subsidio en el primer semestre de 2004 alcanza los USD \$ 5.48 por cilindro de 15 Kg., dando un total anualizado de 256 millones de dólares aproximadamente.
- El país ha creado una infraestructura para la distribución del GLP, haciendo del producto un bien necesario para la sociedad, además de ser bondadoso con el medio ambiente y de multiuso principalmente.
- El país no cuenta con un muelle y un terminal de almacenamiento de GLP en tierra, motivo por el cual, se ha incurrido en grandes costos por mantener un sistema de almacenamiento flotante, por el cual en los primeros semestres de 2003 y 2004 se han gastado 20 millones de dólares.
- Petroecuador, invitaría a empresas calificadas para la construcción del muelle y el terminal terrestre del GLP, donde se adjudicaría a la que oferte la mejor tarifa por almacenamiento.
- El sistema que se utilizará para adjudicación del proyecto es el BOT, en el cual la empresa adjudicada construirá, financiará y operará el sistema de almacenamiento terrestre junto con el muelle, para posteriormente traspasar toda la infraestructura al Estado para que sea operado por el mismo.

- Para el análisis económico financiero se plantearon tres escenarios los cuales son: Optimista, Conservador y Pesimista, se puso un horizonte para el proyecto de diez años, sin embargo, como se dijo anteriormente, el sistema utilizado BOT, permitirá la operación del muelle y el terminal diez años más.
- La inversión estimada de la construcción del muelle y el sistema de almacenamiento de GLP es 78 millones de dólares aproximadamente; es decir, se recuperaría en menos de cuatro años si se sigue gastando al mismo nivel actual.
- Sin lugar a duda el proyecto es de vital importancia, por todos los ingresos directos e indirectos que el Estado recibirá cuando comience a operar dicho proyecto.

Recomendaciones.-

- El país necesita de manera impostergable contar con un sistema de almacenamiento de GLP en tierra, el cual comprende la construcción de un muelle para que puedan atracar buques de gran calado.
- Los resultados obtenidos del análisis económico financiero son muy favorables, debiendo destacar que para el financiamiento de la construcción del muelle y del terminal se necesita financiar con un nivel de deuda de alrededor del 53% de la inversión total, debido a que dicho nivel hace el proyecto rentable en los tres escenarios planteados para el análisis.

- Se realizó el análisis de otra alternativa que puede emplearse a más de operar el muelle y el terminal en tierra del GLP, la que comprende la importación del producto.
- En el análisis de la alternativa mencionada en el punto anterior, se plantearon los tres escenarios anteriormente y cuyos resultados fueron altamente rentables incluso en el escenario pesimista.
- El nivel de deuda en dicha alternativa tiene que ser moderado, ya que si bien es cierto, la empresa aumenta su valor a medida que se apalanca, pero adquiere mayores riesgos.
- Se debe tomar en cuenta que la alternativa de importación depende en gran parte a las variaciones del precio internacional del GLP, Platt's, el cual fue objeto del análisis de sensibilidad y de donde se encontró que el precio encontrado (170.28 dólares) hace el VAN igual a cero.
- Existe poca probabilidad que el precio sensibilizado llegue al punto donde hace el VAN, cero, en especial en los momentos actuales donde se viven momentos de demanda de petróleo insatisfecha, lo que obliga al precio del mismo al alza, y éste está directamente correlacionado con el precio Platt's debido a que el GLP es un derivado del petróleo.
- Durante la operación del proyecto será necesario contratar mano de obra nacional calificada para que se cristalice, con mayor transparencia, el efecto multiplicador con que el proyecto contribuirá al país.

ANEXOS

ANEXO 1

ESTADÍSTICAS DE PRODUCCIÓN NACIONAL E IMPORTACIÓN (OFERTA); CONSUMO (DEMANDA) Y PRECIOS DOMÉSTICOS E INDUSTRIALES DEL GLP										
Año	Producción	Importación	Total Oferta	% PN	% Imp	Total Demanda (TM) ^c	Variación anual	Variación anual	Variación anual Of.	Variación anual
	Nacional (TM)	(TM)	(TM)				PN %	Imp. %	%	Dem. %
1994	253.340	246.647	499.987	51%	49%	484.831				
1995	214.809	351.415	566.223	38%	62%	555.253	-15,21%	42,48%	13,25%	14,53%
1996	253.261	347.551	600.812	42%	58%	600.283	17,90%	-1,10%	6,11%	8,11%
1997	198.256	405.279	603.535	33%	67%	611.740	-21,72%	16,61%	0,45%	1,91%
1998	210.573	399.120	609.693	35%	65%	622.387	6,21%	-1,52%	1,02%	1,74%
1999	172.915	423.852	596.766	29%	71%	606.226	-17,88%	6,20%	-2,12%	-2,60%
2000	241.860	404.714	646.573	37%	63%	655.384	39,87%	-4,52%	8,35%	8,11%
2001	206.569	473.144	679.712	30%	70%	686.072	-14,59%	16,91%	5,13%	4,68%
2002	176.816	533.881	710.697	25%	75%	715.436	-14,40%	12,84%	4,56%	4,28%
2003	191.415	555.822	747.237	26%	74%	749.684	8,26%	4,11%	5,14%	4,79%
2004 ^a	94.543 ^h	288.898	383.441	25%	75%	386.176				-48%
2004 ^b	104.133	292.073	396.206	26%	74%	400.993				
2004	198.676	580.971	779.647	25%	75%	787.169	3,79%	4,52%	4,34%	5,00%
PROMEDIO				33,72%	66,28%		-1,16%	9,65%	4,65%	5,05%

Año	IPC anual ^a base	IPC (base 2004	Subsidio \$/TM	Precio cilindro	Precio cilindro 15	Precio cilindro 15 Kg	Precio cilindro
	Sept 94-Ago 95	=100)	doméstico ^o	\$/15Kg ^g	Kg USD corrientes	(sucres constantes 2004)	USD constantes
1994	88,70	7	193.333	2.900	1,32	40.368	1,61
1995	109,00	9	193.333	2.900	1,12	32.850	1,31
1996	135,57	11	193.333	2.900	0,90	26.412	1,06
1997	177,11	14	310.533	4.658	1,16	32.473	1,30
1998	241,06	20	857.222	10.861	1,96	55.630	2,23
1999	366,97	30	1.666.667	25.000	2,06	84.115	3,36
2000	719,60	58	1.666.667	25.000	0,83	42.895	1,72
2001	990,73	80	2.666.667	40.975	1,64	51.065	2,04
2002	1.114,42	90	2.666.667	40.000	1,60	44.317	1,77
2003	1.202,80	97	2.666.667	40.000	1,60	41.061	1,64
2004 ^a	1235,3 ^d						
2004 ^b							
2004	1.234,70	100	2.666.667	40000	1,60	40.000	1,60

Año	Precio \$/TM industrial ^f	Precio Ind. USD corrientes	Precio Industrial \$/TM (suces constantes 2004)	Precio Industrial USD constantes
1994	193.333	87,68	2.691.191	107,65
1995	193.333	74,52	2.189.988	87,60
1996	193.333	59,97	1.760.821	70,43
1997	1.197.189	297,00	8.346.130	333,85
1998	1.422.222	256,34	7.284.618	291,38
1999	1.666.667	137,19	5.607.685	224,31
2000	1.666.667	55,66	2.859.691	114,39
2001	9.333.333	373,33	11.631.653	465,27
2002	9.250.000	370,00	10.248.389	409,94
2003	9.250.000	370,00	9.495.323	379,81
2004 ^a				
2004 ^b				
2004	9.250.000	370,00	9.250.000	370,00

a) Enero - Junio 2004 (primer semestre).

b) Proyección para el segundo semestre, considerando que no se tienen proyectos para ampliar la capacidad instalada del país y se toma en cuenta la producción diaria del primer semestre de 2004 y se mantiene constante para el segundo semestre de 2004.

c) Se proyectó la demanda para el segundo semestre del 2004 tomando en cuenta el crecimiento del consumo de gas.

d) Para 2004 se proyectó el IPC con la inflación mensual promedio del primer semestre de 2004, 0,10%.

e) Se realizó calculos de los precios subsidiados con promedio ponderado en los años 1997, 1998 y 2001.

g) Los precios anuales son promedios ponderados.

h) Con respecto al primer semestre de 2003 tuvo un incremento de 10%

Fuentes: * Informe Estadístico de Petroecuador 2001, 2002, 2003, enero-junio 2004

* Boletines Estadísticos del Banco Central a Junio del 2004

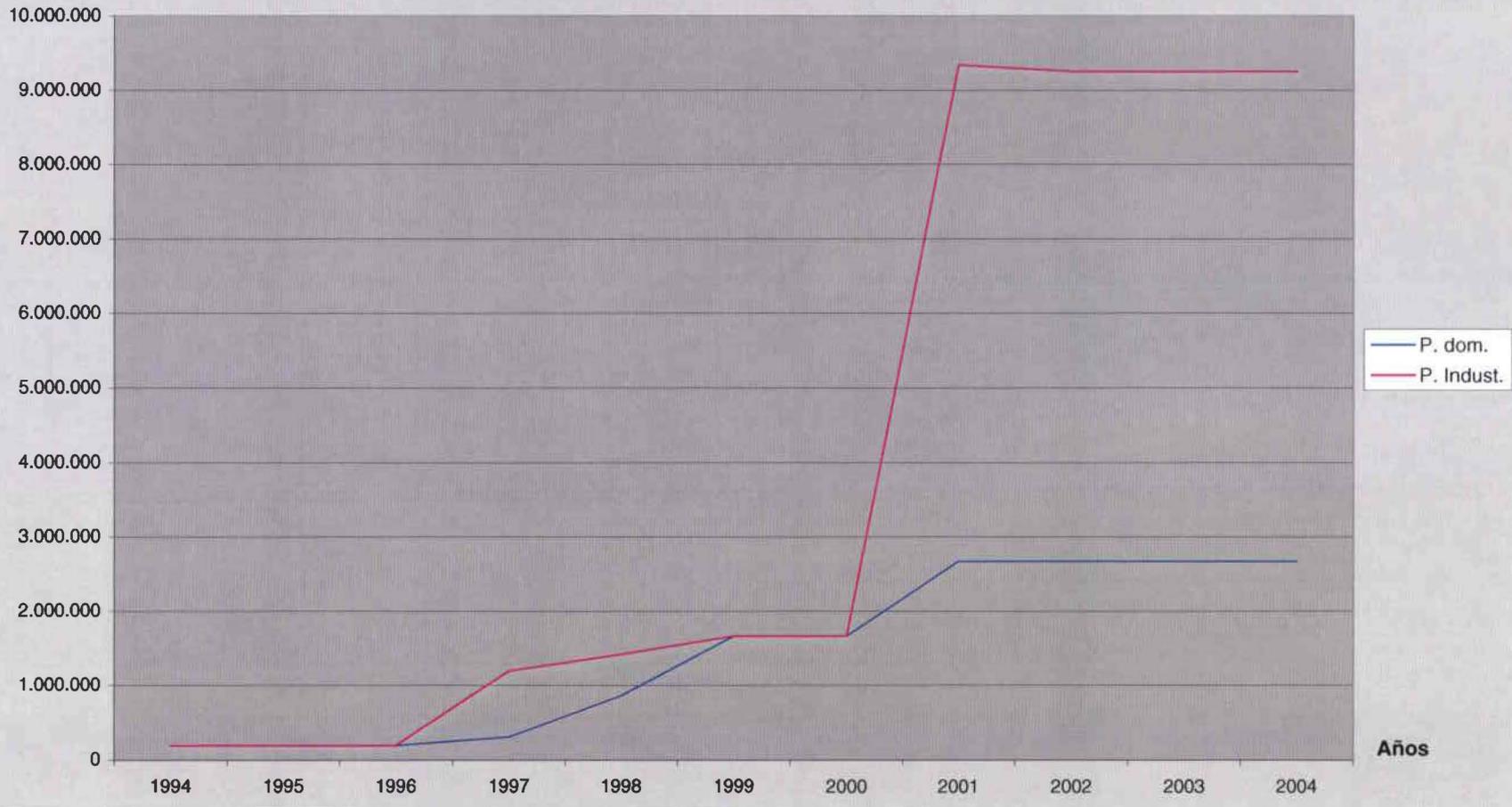
* Calculos elaborados por autores

* Datos estadísticos ASOGAS

Nota.- Elaborado por autores

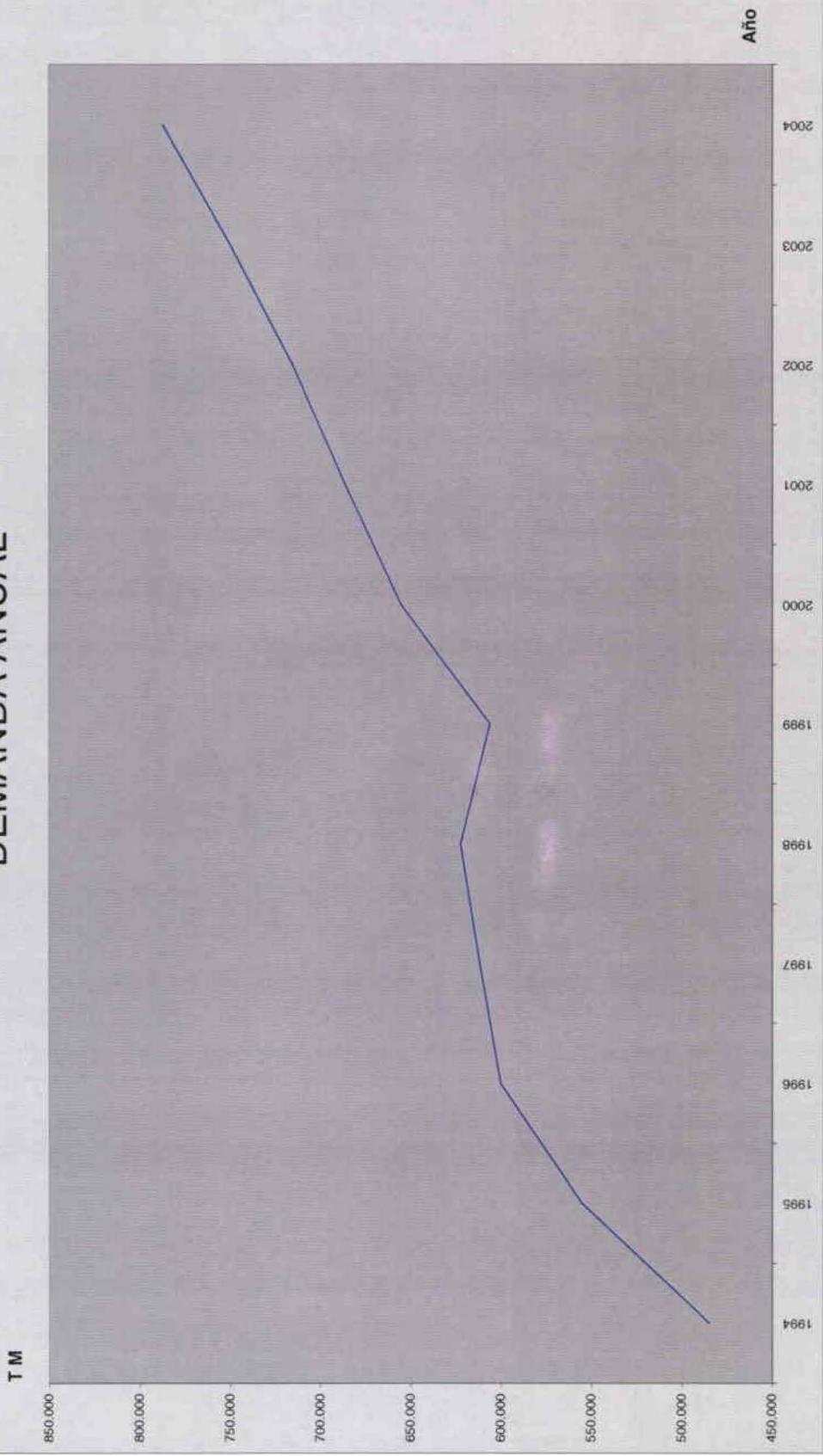
suces / TM

Precios anuales dom. e ind.



Nota.- Elaborado por autores

DEMANDA ANUAL



Nota.- Elaborado por autores

ANEXO 2

DEMANDA Y PRECIOS DEL GLP POR MES

Año	Mes	barriles ^a	TM	IPC mensual base Sept	IPC mensual Jul	Precio subsidiado \$/15 Kg	Precio industrial	Precio subsidiado \$/15 Kg	Precio subsidiado USD/Kg
				94-Ago 95 ^b	04= 100	domestico		constantes Jul=04	constantes Jul = 04
1994	1 enero	443.707	38.086	78,4	6,38	2.900	17.250	45.473	1,82
	2 febrero	405.630	34.818	81,6	6,63	2.900	17.250	43.718	1,75
	3 marzo	467.676	40.144	89,7	6,81	2.900	17.250	42.592	1,70
	4 abril	412.125	35.376	86,2	7,01	2.900	17.250	41.353	1,65
	5 mayo	479.103	41.125	87,4	7,11	2.900	17.250	40.791	1,63
	6 junio	470.034	40.346	88,8	7,22	2.900	17.250	40.180	1,61
	7 julio	484.817	41.615	89,3	7,26	2.900	17.250	39.936	1,60
	8 agosto	503.555	43.224	90,7	7,37	2.900	17.250	39.331	1,57
	9 septiembre	483.033	41.462	92,3	7,51	2.900	17.250	38.634	1,55
	10 octubre	497.915	42.739	93,4	7,59	2.900	17.250	38.191	1,53
	11 noviembre	492.277	42.256	95,4	7,76	2.900	17.250	37.377	1,50
	12 diciembre	508.411	43.640	96,6	7,86	2.900	17.250	36.903	1,48
1995	1 enero	507.365	43.551	99,5	8,09	2.900	2.900	35.834	1,43
	2 febrero	464.624	39.882	100,7	8,19	2.900	2.900	35.407	1,42
	3 marzo	499.370	42.864	102,7	8,35	2.900	2.900	34.721	1,39
	4 abril	520.897	44.712	105,4	8,57	2.900	2.900	33.851	1,35
	5 mayo	550.421	47.246	107,4	8,73	2.900	2.900	33.203	1,33
	6 junio	550.057	47.215	108,7	8,84	2.900	2.900	32.807	1,31
	7 julio	531.409	45.615	109,4	8,90	2.900	2.900	32.589	1,30
	8 agosto	576.543	49.489	110,6	8,99	2.900	2.900	32.244	1,29
	9 septiembre	552.077	47.389	113,4	9,22	2.900	2.900	31.455	1,26
	10 octubre	580.281	49.810	114,8	9,33	2.900	2.900	31.066	1,24
	11 noviembre	562.356	48.271	116,6	9,48	2.900	2.900	30.590	1,22
	12 diciembre	573.293	49.210	118,7	9,65	2.900	2.900	30.058	1,20
1996	1 enero	554.584	47.604	121,5	9,88	2.900	2.900	29.353	1,17
	2 febrero	528.035	45.325	124,6	10,13	2.900	2.900	28.623	1,14
	3 marzo	562.479	48.281	128,2	10,42	2.900	2.900	27.819	1,11
	4 abril	588.142	50.484	131,8	10,72	2.900	2.900	27.059	1,08
	5 mayo	599.060	51.421	131,5	10,69	2.900	2.900	27.121	1,08
	6 junio	587.126	50.397	133,4	10,85	2.900	2.900	26.735	1,07
	7 julio	649.601	55.760	135,7	11,03	2.900	2.900	26.282	1,05
	8 agosto	647.969	55.620	138,4	11,25	2.900	2.900	25.769	1,03
	9 septiembre	584.246	50.150	141,7	11,52	2.900	2.900	25.169	1,01
	10 octubre	561.169	48.169	143,9	11,70	2.900	2.900	24.784	0,99
	11 noviembre	565.992	48.583	147,1	11,96	2.900	2.900	24.245	0,97
	12 diciembre	563.896	48.403	149,0	12,12	2.900	2.900	23.936	0,96
1997	1 enero	558.645	47.952	158,6	12,90	10.000	10.000	77.541	3,10
	2 febrero	455.999	39.142	164,1	13,34	2.900	17.250	21.733	0,87
	3 marzo	584.006	50.129	166,5	13,54	2.900	17.250	21.420	0,86
	4 abril	589.457	50.597	169,9	13,82	2.900	17.250	20.991	0,84
	5 mayo	621.118	53.315	172,5	14,03	2.900	17.250	20.675	0,83
	6 junio	589.233	50.578	174,9	14,22	4.900	19.498	34.454	1,38
	7 julio	641.358	55.052	178,5	14,51	4.900	19.498	33.759	1,35
	8 agosto	617.387	52.995	180,9	14,71	4.900	19.498	33.311	1,33
	9 septiembre	609.182	52.290	185,1	15,05	4.900	19.500	32.555	1,30
	10 octubre	636.361	54.623	188,5	15,33	4.900	19.500	31.968	1,28
	11 noviembre	594.546	51.034	191,1	15,54	4.900	19.500	31.533	1,26
	12 diciembre	629.482	54.033	194,7	15,83	4.900	19.500	30.950	1,24
1998	1 enero	627.061	53.825	202,5	16,47	4.900	19.500	29.758	1,19

Año	Mes	barriles ^a	TM	IPC mensual base Sept 94-Ago 95 ^b	IPC mensual Jul 04= 100	Precio subsidiado \$/15 Kg domestico	Precio Industrial	Precio subsidiado \$/15 Kg constantes Jul=04	Precio subsidiado USD/Kg constantes Jul = 04
	2 febrero	546.345	46.897	211,7	17,21	4.900	19.500	28.465	1,14
	3 marzo	608.362	52.220	217,5	17,69	4.900	19.500	27.706	1,11
	4 abril	606.068	52.023	227,0	18,46	4.900	19.500	26.546	1,06
	5 mayo	636.709	54.653	231,0	18,78	4.900	19.500	26.087	1,04
	6 junio	605.256	51.953	237,7	19,33	7.417	19.500	38.374	1,53
	7 julio	690.728	59.290	239,8	19,50	4.900	19.500	25.129	1,01
	8 agosto	666.786	57.235	242,7	19,73	4.900	19.500	24.829	0,99
	9 septiembre	517.601	44.429	255,0	20,74	13.610	25.000	65.638	2,63
	10 octubre	576.231	49.462	271,5	22,08	25.000	25.000	113.241	4,53
	11 noviembre	564.771	48.478	277,1	22,53	25.000	25.000	110.953	4,44
	12 diciembre	604.888	51.922	279,2	22,70	25.000	25.000	110.118	4,40
1999	1 enero	546.740	46.930	288,1	23,43	25.000	25.000	106.716	4,27
	2 febrero	506.333	43.462	295,8	24,05	25.000	25.000	103.938	4,16
	3 marzo	580.678	49.844	335,7	27,30	25.000	25.000	91.585	3,66
	4 abril	560.380	48.101	354,3	28,81	25.000	25.000	86.777	3,47
	5 mayo	582.105	49.966	357,4	29,06	25.000	25.000	86.024	3,44
	6 junio	590.550	50.691	363,8	29,58	25.000	25.000	84.511	3,38
	7 julio	598.709	51.391	374,9	30,48	25.000	25.000	82.009	3,28
	8 agosto	602.594	51.725	376,9	30,65	25.000	25.000	81.573	3,26
	9 septiembre	603.713	51.821	383,5	31,18	25.000	25.000	80.169	3,21
	10 octubre	625.173	53.663	399,5	32,48	25.000	25.000	76.959	3,08
	11 noviembre	611.365	52.478	425,0	34,56	25.000	25.000	72.341	2,89
	12 diciembre	654.197	56.154	448,7	36,49	25.000	25.000	68.520	2,74
2000	1 enero	608.232	52.209	513,0	41,71	25.000	25.000	59.932	2,40
	2 febrero	573.948	49.266	564,4	45,89	25.000	25.000	54.474	2,18
	3 marzo	612.760	52.597	607,2	49,37	25.000	25.000	50.634	2,03
	4 abril	632.110	54.258	669,2	54,42	25.000	25.000	45.943	1,84
	5 mayo	639.938	54.930	703,6	57,21	25.000	25.000	43.697	1,75
	6 junio	633.136	54.346	741,0	60,25	25.000	25.000	41.491	1,66
	7 julio	647.210	55.555	758,6	61,68	25.000	25.000	40.529	1,62
	8 agosto	668.368	57.371	768,9	62,52	25.000	25.000	39.986	1,60
	9 septiembre	651.123	55.890	797,2	64,82	25.000	25.000	38.566	1,54
	10 octubre	658.729	56.543	818,7	66,57	25.000	25.000	37.553	1,50
	11 noviembre	649.960	55.791	836,4	68,01	25.000	25.000	36.759	1,47
	12 diciembre	659.707	56.627	857,0	69,69	25.000	25.000	35.875	1,44
2001	1 enero	605.935	52.012	916,7	74,54	49.875	165.000	66.910	2,68
	2 febrero	561.719	48.216	943,4	76,71	41.930	150.000	54.659	2,19
	3 marzo	667.398	57.287	964,1	78,39	39.975	150.000	50.992	2,04
	4 abril	630.828	54.148	980,7	79,74	39.975	150.000	50.129	2,01
	5 mayo	697.732	59.891	982,3	79,87	39.975	150.000	50.047	2,00
	6 junio	685.179	58.814	987,0	80,26	39.975	142.500	49.809	1,99
	7 julio	678.802	58.266	989,4	80,45	40.000	142.500	49.719	1,99
	8 agosto	698.419	59.950	993,7	80,80	40.000	142.500	49.504	1,98
	9 septiembre	676.607	58.078	1.014,0	82,45	40.000	142.500	48.513	1,94
	10 octubre	700.755	60.151	1.025,9	83,42	40.000	142.500	47.950	1,92
	11 noviembre	664.402	57.030	1.042,3	84,75	40.000	142.500	47.196	1,89
	12 diciembre	724.967	62.229	1.049,3	85,32	40.000	142.500	46.881	1,88
2002	1 enero	659.288	56.591	1.068,2	86,86	40.000	142.500	46.051	1,84
	2 febrero	589.165	50.572	1.079,6	87,79	40.000	142.500	45.565	1,82
	3 marzo	674.181	57.870	1.091,8	88,78	40.000	142.500	45.056	1,80
	4 abril	645.797	55.433	1.108,1	90,10	40.000	142.500	44.393	1,78

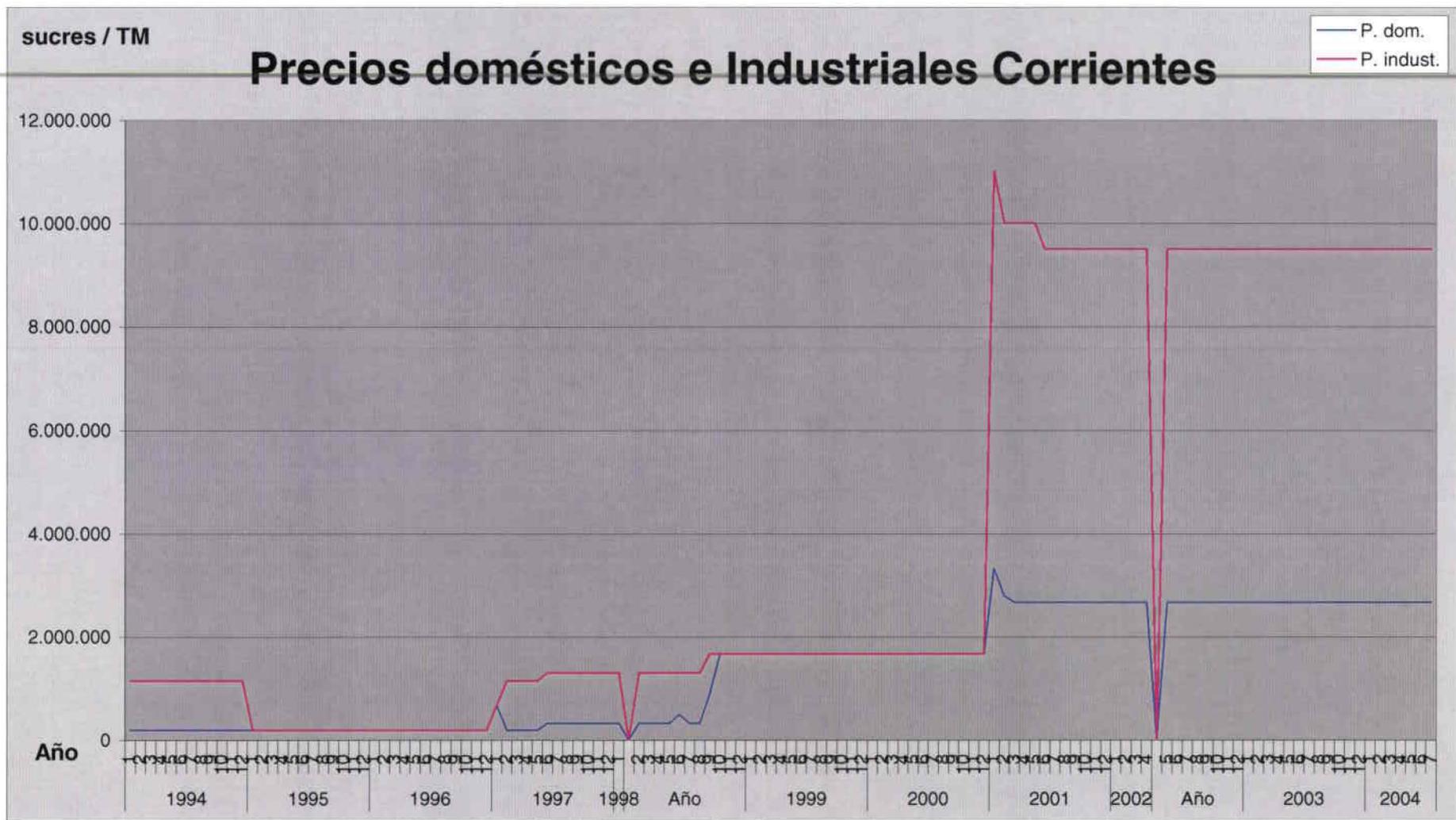
Año		Mes	barriles ^a	TM	IPC mensual base Sept 94-Ago 95 ^b	IPC mensual Jul 04= 100	Precio subsidiado \$/15 Kg domestico	Precio Industrial	Precio subsidiado \$/15 Kg constantes Jul=04	Precio subsidiado USD/Kg constantes Jul = 04	
	5	mayo	739.270	63.457	1.113,5	90,54	40.000	142.500	44.178	1,77	
	6	junio	702.891	60.334	1.117,8	90,89	40.000	142.500	44.008	1,76	
	7	julio	722.617	62.027	1.117,0	90,83	40.000	142.500	44.039	1,76	
	8	agosto	736.721	63.238	1.121,9	91,23	40.000	142.500	43.847	1,75	
	9	septiembre	701.346	60.201	1.128,4	91,75	40.000	142.500	43.594	1,74	
	2003	10	octubre	731.377	62.779	1.135,7	92,35	40.000	142.500	43.314	1,73
		11	noviembre	724.786	62.213	1.143,5	92,98	40.000	142.500	43.019	1,72
		12	diciembre	692.691	59.458	1.147,5	93,31	40.000	142.500	42.869	1,71
		1	enero	740.528	63.565	1.176,0	95,63	40.000	142.500	41.830	1,67
2		febrero	624.317	53.589	1.185,0	96,36	40.000	142.500	41.512	1,66	
3		marzo	689.638	59.196	1.191,7	96,90	40.000	142.500	41.279	1,65	
4		abril	705.339	60.544	1.203,3	97,85	40.000	142.500	40.881	1,64	
5		mayo	766.468	65.791	1.205,4	98,02	40.000	142.500	40.810	1,63	
6		junio	729.906	62.653	1.202,9	97,81	40.000	142.500	40.895	1,64	
7		julio	759.077	65.157	1.203,3	97,85	40.000	142.500	40.881	1,64	
8		agosto	746.445	64.073	1.204,0	97,90	40.000	142.500	40.857	1,63	
9		septiembre	743.070	63.783	1.213,5	98,67	40.000	142.500	40.537	1,62	
2004	10	octubre	752.577	64.599	1.213,6	98,68	40.000	142.500	40.534	1,62	
	11	noviembre	754.824	64.792	1.217,6	99,01	40.000	142.500	40.401	1,62	
	12	diciembre	721.634	61.943	1.217,1	98,97	40.000	142.500	40.417	1,62	
	1	enero	788.936	67.720	1.222,1	99,37	40.000	142.500	40.252	1,61	
	2	febrero	674.567	57.903	1.230,5	100,06	40.000	142.500	39.977	1,60	
	3	marzo	748.136	64.218	1.239,1	100,76	40.000	142.500	39.700	1,59	
	4	abril	737.387	63.295	1.247,2	101,41	40.000	142.500	39.442	1,58	
	5	mayo	779.475	66.908	1.241,3	100,94	40.000	142.500	39.629	1,59	
	6	junio	770.444	66.133	1.237,4	100,62	40.000	142.500	39.754	1,59	
	7	julio	773.654	66.408	1.229,8	100	40.000	142.500	40.000	1,60	

Año		Mes	Precio subsidiado \$/TM	Precio \$/TM	Precio industrial \$/TM	Precio Industrial USD/Kg
			domestico	Industrial	constantes Jul 04	constantes Jul = 04
1994	1	enero	193.333	1.150.000	18.032.373	721,29
	2	febrero	193.333	1.150.000	17.336.591	693,46
	3	marzo	193.333	1.150.000	16.889.936	675,60
1995	4	abril	193.333	1.150.000	16.398.585	655,94
	5	mayo	193.333	1.150.000	16.175.776	647,03
	6	junio	193.333	1.150.000	15.933.421	637,34
	7	julio	193.333	1.150.000	15.836.870	633,47
	8	agosto	193.333	1.150.000	15.596.719	623,87
	9	septiembre	193.333	1.150.000	15.320.522	612,82
	10	octubre	193.333	1.150.000	15.144.683	605,79
	11	noviembre	193.333	1.150.000	14.822.109	592,88
	12	diciembre	193.333	1.150.000	14.633.857	585,35
	1	enero	193.333	193.333	2.388.956	95,56
	2	febrero	193.333	193.333	2.360.494	94,42
	3	marzo	193.333	193.333	2.314.735	92,59
4	abril	193.333	193.333	2.256.724	90,27	
5	mayo	193.333	193.333	2.213.501	88,54	
6	junio	193.333	193.333	2.187.129	87,49	
7	julio	193.333	193.333	2.172.575	86,90	
8	agosto	193.333	193.333	2.149.621	85,98	
9	septiembre	193.333	193.333	2.097.008	83,88	
10	octubre	193.333	193.333	2.071.080	82,84	
11	noviembre	193.333	193.333	2.039.319	81,57	
12	diciembre	193.333	193.333	2.003.835	80,15	
1996	1	enero	193.333	193.333	1.956.883	78,28
	2	febrero	193.333	193.333	1.908.197	76,33
	3	marzo	193.333	193.333	1.854.613	74,18
	4	abril	193.333	193.333	1.803.955	72,16
	5	mayo	193.333	193.333	1.808.071	72,32
	6	junio	193.333	193.333	1.782.319	71,29
	7	julio	193.333	193.333	1.752.110	70,08
	8	agosto	193.333	193.333	1.717.929	68,72
	9	septiembre	193.333	193.333	1.677.920	67,12
	10	octubre	193.333	193.333	1.652.268	66,09
	11	noviembre	193.333	193.333	1.616.324	64,65
	12	diciembre	193.333	193.333	1.595.714	63,83
1997	1	enero	666.667	666.667	5.169.399	206,78
	2	febrero	193.333	1.150.000	8.618.342	344,73
	3	marzo	193.333	1.150.000	8.494.114	339,76
	4	abril	193.333	1.150.000	8.324.132	332,97
	5	mayo	193.333	1.150.000	8.198.667	327,95
	6	junio	326.667	1.299.867	9.139.943	365,60
	7	julio	326.667	1.299.867	8.955.608	358,22
	8	agosto	326.667	1.299.867	8.836.794	353,47
	9	septiembre	326.667	1.300.000	8.637.169	345,49
	10	octubre	326.667	1.300.000	8.481.379	339,26
	11	noviembre	326.667	1.300.000	8.365.986	334,64
	12	diciembre	326.667	1.300.000	8.211.299	328,45
1998	1	enero	326.667	1.300.000	7.895.012	315,80

Año	Mes	Precio subsidiado \$/TM	Precio \$/TM	Precio Industrial \$/TM	Precio Industrial USD/Kg
		domestico	industrial	constantes Jul 04	constantes Jul = 04
	2 febrero	326.667	1.300.000	7.551.913	302,08
	3 marzo	326.667	1.300.000	7.350.529	294,02
	4 abril	326.667	1.300.000	7.042.907	281,72
	5 mayo	326.667	1.300.000	6.920.952	276,84
	6 junio	494.467	1.300.000	6.725.873	269,03
	7 julio	326.667	1.300.000	6.666.972	266,68
1999	8 agosto	326.667	1.300.000	6.587.309	263,49
	9 septiembre	907.333	1.666.667	8.037.908	321,52
	10 octubre	1.666.667	1.666.667	7.549.417	301,98
	11 noviembre	1.666.667	1.666.667	7.396.848	295,87
	12 diciembre	1.666.667	1.666.667	7.341.213	293,65
	1 enero	1.666.667	1.666.667	7.114.428	284,58
	2 febrero	1.666.667	1.666.667	6.929.231	277,17
	3 marzo	1.666.667	1.666.667	6.105.650	244,23
	4 abril	1.666.667	1.666.667	5.785.116	231,40
	5 mayo	1.666.667	1.666.667	5.734.938	229,40
	6 junio	1.666.667	1.666.667	5.634.048	225,36
	7 julio	1.666.667	1.666.667	5.467.236	218,69
2000	8 agosto	1.666.667	1.666.667	5.438.224	217,53
	9 septiembre	1.666.667	1.666.667	5.344.633	213,79
	10 octubre	1.666.667	1.666.667	5.130.580	205,22
	11 noviembre	1.666.667	1.666.667	4.822.745	192,91
	12 diciembre	1.666.667	1.666.667	4.568.011	182,72
	1 enero	1.666.667	1.666.667	3.995.452	159,82
	2 febrero	1.666.667	1.666.667	3.631.585	145,26
	3 marzo	1.666.667	1.666.667	3.375.604	135,02
	4 abril	1.666.667	1.666.667	3.062.861	122,51
	5 mayo	1.666.667	1.666.667	2.913.114	116,52
	6 junio	1.666.667	1.666.667	2.766.082	110,64
	7 julio	1.666.667	1.666.667	2.701.907	108,08
2001	8 agosto	1.666.667	1.666.667	2.665.713	106,63
	9 septiembre	1.666.667	1.666.667	2.571.082	102,84
	10 octubre	1.666.667	1.666.667	2.503.563	100,14
	11 noviembre	1.666.667	1.666.667	2.450.582	98,02
	12 diciembre	1.666.667	1.666.667	2.391.676	95,67
	1 enero	3.325.000	11.000.000	14.757.063	590,28
	2 febrero	2.795.333	10.000.000	13.035.828	521,43
	3 marzo	2.665.000	10.000.000	12.755.938	510,24
	4 abril	2.665.000	10.000.000	12.540.022	501,60
	5 mayo	2.665.000	10.000.000	12.519.597	500,78
	6 junio	2.665.000	9.500.000	11.836.981	473,48
	7 julio	2.666.667	9.500.000	11.808.268	472,33
8 agosto	2.666.667	9.500.000	11.757.170	470,29	
9 septiembre	2.666.667	9.500.000	11.521.795	460,87	
10 octubre	2.666.667	9.500.000	11.388.147	455,53	
11 noviembre	2.666.667	9.500.000	11.208.961	448,36	
12 diciembre	2.666.667	9.500.000	11.134.185	445,37	
2002	1 enero	2.666.667	9.500.000	10.937.184	437,49
	2 febrero	2.666.667	9.500.000	10.821.693	432,87
	3 marzo	2.666.667	9.500.000	10.700.769	428,03
	4 abril	2.666.667	9.500.000	10.543.363	421,73

Año	Mes	Precio subsidiado \$/TM domestico	Precio \$/TM Industrial	Precio industrial \$/TM constantes Jul 04	Precio Industrial USD/Kg constantes Jul = 04
	5 mayo	2.666.667	9.500.000	10.492.232	419,69
	6 junio	2.666.667	9.500.000	10.451.870	418,07
	7 julio	2.666.667	9.500.000	10.459.355	418,37
	8 agosto	2.666.667	9.500.000	10.413.673	416,55
	9 septiembre	2.666.667	9.500.000	10.353.687	414,15
2003	10 octubre	2.666.667	9.500.000	10.287.136	411,49
	11 noviembre	2.666.667	9.500.000	10.216.965	408,68
	12 diciembre	2.666.667	9.500.000	10.181.351	407,25
	1 enero	2.666.667	9.500.000	9.934.600	397,38
	2 febrero	2.666.667	9.500.000	9.859.156	394,37
	3 marzo	2.666.667	9.500.000	9.803.726	392,15
	4 abril	2.666.667	9.500.000	9.709.216	388,37
	5 mayo	2.666.667	9.500.000	9.692.301	387,89
	6 junio	2.666.667	9.500.000	9.712.445	388,50
	7 julio	2.666.667	9.500.000	9.709.216	388,37
	8 agosto	2.666.667	9.500.000	9.703.571	388,14
	9 septiembre	2.666.667	9.500.000	9.627.606	385,10
2004	10 octubre	2.666.667	9.500.000	9.626.813	385,07
	11 noviembre	2.666.667	9.500.000	9.595.187	383,81
	12 diciembre	2.666.667	9.500.000	9.599.129	383,97
	1 enero	2.666.667	9.500.000	9.559.856	382,39
	2 febrero	2.666.667	9.500.000	9.494.596	379,78
	3 marzo	2.666.667	9.500.000	9.428.898	377,15
	4 abril	2.666.667	9.500.000	9.367.483	374,70
	5 mayo	2.666.667	9.500.000	9.411.987	376,48
	6 junio	2.666.667	9.500.000	9.441.652	377,67
	7 julio	2.666.667	9.500.000	9.500.000	380,00

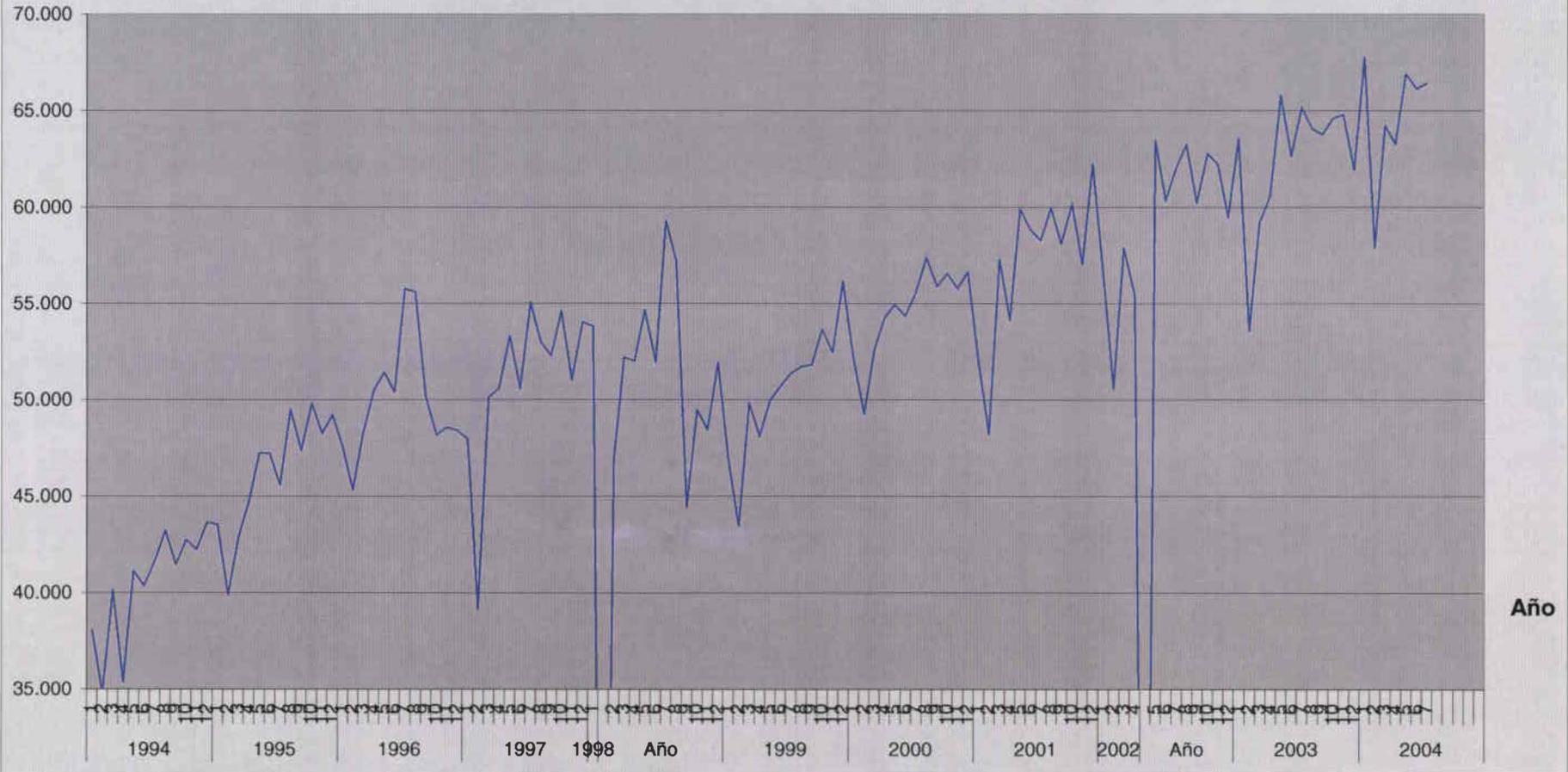
Nota.- Elaborado por autores



Nota.- Elaborado por autores

T M

Demanda Mensual 1994-2004



Nota.- Elaborado por autores

ANEXO 3

DEDUCCIÓN DE LA FÓRMULA DE ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA

$$(1) \quad TM_{percap} = f(p)$$

$$(2) \quad TM_{percap} = a \times p^b$$

$$(1') \quad \frac{dTM_{pc}}{dp} = f'(p)$$

$$(2') \quad \frac{dTM_{pc}}{dp} = a \times b \times p^{b-1}$$

$$(3) \quad E = \frac{dTM_{pc}}{dp} \times \frac{p}{TM_{pc}}$$

$$(3') \quad E = \frac{a \times b \times p^{b-1} \times p}{a \times p^b}$$

$$(3'') \quad E = b$$

Nota.- Elaborado por autores

ANEXO 4

CALCULO SUBSIDIO EN USD (el primer semestre de 2003 y de 2004 en TM y cilindros de 15 Kg)

Año	Mes	Costo	Volumen	TOTAL USD	Costo	Volumen	TOTAL USD	Total Volumen	Total USD
		Nacional USD/TM ^a	producido TM	PRODUCCIÓN NACIONAL	Importado USD/TM	importado TM	IMPORTACIÓN	Oferta	
2003	enero	259,05	15.247	3.949.669	397,15	46.481	18.459.837	61.728	22.409.507
	febrero	307,83	16.041	4.937.842	447,94	39.276	17.593.336	55.317	22.531.178
	marzo	255,40	15.419	3.938.021	378,74	43.163	16.347.556	58.582	20.285.577
	abril	204,91	8.899	1.823.552	333,66	51.482	17.177.356	60.381	19.000.907
	mayo	245,54	15.787	3.876.314	358,82	51.802	18.587.646	67.589	22.463.960
	junio	243,06	14.270	3.468.490	357,07	49.186	17.563.002	63.456	21.031.492
TOTAL 2003		252,63	85.663	21.993.889	378,90	281.390	105.728.732	367.053	127.722.621
2004	enero	331,41	19.703	6.529.717	442,58	46.730	20.681.946	66.433	27.211.663
	febrero	303,86	14.527	4.414.241	386,78	43.111	16.674.434	57.638	21.088.675
	marzo	271,51	16.188	4.395.165	369,07	48.060	17.737.632	64.248	22.132.797
	abril	260,38	16.581	4.317.254	386,31	45.613	17.620.892	62.193	21.938.147
	mayo	326,75	14.603	4.771.373	390,04	52.746	20.573.125	67.348	25.344.498
	junio	333,19	12.941	4.311.841	418,00	51.437	21.500.624	64.378	25.812.464
TOTAL 2004		304,52	94.543	28.739.591	398,80	287.696	114.788.654	382.239	143.528.244
TOTAL		278,57	180.205	50.733.479	388,85	569.087	220.517.386	749.292	271.250.865
variación 04/03		20,54%	10,37%	30,67%	5,25%	2,24%	8,57%	4,14%	12,37%

Año	Mes	Precio subsidiado GLP cilindro	Valor asumido Estado subsidio/cilindro	Ventas GLP TM	Ventas GLP cilindros	% al Sector	Sector Doméstico	Valor total USD asumido Estado por subsidio
2003	enero	1,60	5,38	63.565	4.237.642	96%	4.068.137	21.867.993,63
	febrero	1,60	6,04	53.589	3.572.629	96%	3.429.724	20.721.816,60
	marzo	1,60	5,11	59.196	3.946.426	97%	3.828.034	19.543.117,52
	abril	1,60	4,60	60.544	4.036.275	97%	3.915.186	18.020.827,84
	mayo	1,60	4,87	65.791	4.386.083	97%	4.254.500	20.729.580,39
	junio	1,60	4,86	62.653	4.176.858	96%	4.009.784	19.476.943,96
TOTAL 2003		1,60	5,14	365.339	24.355.914	96,5%	23.505.365	120.360.279,92
2004	enero	1,60	6,03	67.720	4.514.655	96%	4.334.069	26.116.141,29
	febrero	1,60	5,33	57.903	3.860.183	96%	3.705.776	19.746.414,51
	marzo	1,60	5,03	64.218	4.281.179	96%	4.109.932	20.683.885,66
	abril	1,60	5,21	63.295	4.219.668	95%	4.008.685	20.885.933,69
	mayo	1,60	5,46	66.908	4.460.515	96%	4.282.094	23.376.362,46
	junio	1,60	5,84	66.133	4.408.835	96%	4.232.482	24.737.659,44
TOTAL 2004		1,60	5,48	386.176	25.745.036	95,83%	24.673.038	135.546.397,06
TOTAL			5,31	751.514	50.100.950	96%	48.178.403	255.906.676,98
variación 04/03			6,63%	5,70%	5,70%	-0,69%	4,97%	12,62%

a) Datos proporcionados por la compañía ASECOM y calculos elaborados por autores donde se siguieron consideraciones para el cálculo de producción nacional:

- El costo de refinación aumenta en un 10% anual.
- El crudo introducido en las refinerías para la elaboración de GLP tiene alrededor de 24° API.
- No se consideró la producción de la refinería La Libertad para efectos del cálculo del costo del GLP nacional.

b) El cálculo de la tarifa aplicada a las comercializadoras de GLP mediante acuerdo ministerial vigente desde Mayo de 2002 se obtuvo como promedio ponderado de la participación de mercado de las comercializadoras en el país.

La Tarifa unificada está constituida por la tarifa global más la tarifa de flete al granel; la tarifa global comprende la distribución (pago distribuidores incluido el transporte en cilindros), el mantenimiento, la repocisión de cilindros y válvulas y una utilidad fijada por la comercializadora en particular.

Fuente: * ASECOM

* Registro Oficial N° 575

Nota.- Elaborado por autores.

ANEXO 5

CÁLCULO DEL PAGO POR ALMACENAMIENTO FLOTANTE						
Año	Mes	Costo Importado	Volumen Importado	Tarifa por Almacenamiento Flotantea	Costo flete desde Caribe hasta Punta Arenasb	Total USD
		USD/TM	TM			
2003	enero	397,15	46.481	73,30	38,85	1.805.738
	febrero	447,94	39.276	73,30	38,85	1.525.829
	marzo	378,74	43.163	73,30	38,85	1.676.833
	abril	333,66	51.482	73,30	38,85	2.000.033
	mayo	358,82	51.802	73,30	38,85	2.012.462
	junio	357,07	49.186	73,30	38,85	1.910.831
TOTAL 2003		378,90	281.390	73,30		10.931.725
2004	enero	442,58	46.730	59,15	31,35	1.464.963
	febrero	386,78	43.111	59,15	31,35	1.351.505
	marzo	369,07	48.060	59,15	31,35	1.506.660
	abril	386,31	45.613	59,15	31,35	1.429.941
	mayo	390,04	52.746	59,15	31,35	1.653.558
	junio	418,00	51.437	59,15	31,35	1.612.513
TOTAL 2004		398,80	287.696	59,15		9.019.141
TOTAL		388,85	569.087	66,23		19.950.866
variación 04/03		5%	2%	-19%		-17%

a) La tarifa comprende Transporte desde el Caribe y/o Venezuela hasta Punta Arenas, Ecuador; Almacenamiento Flotante en Punta Arenas y dos buques alijadores desde Punta Arenas hasta Tres Bocas. En 2003 está vigente la tarifa de USD \$ 73,30 por TM, a partir de Octubre de 2003 se fija USD \$ 59,15 por TM.

b) El costo de almacenamiento y alijes es el 53% de la tarifa de almacenamiento flotante.

Fuente: Petroecuador, Comercio Exterior, (2004)

Nota.- Elaborado por los autores

ANEXO 6

Primer semestre 2004				Segundo semestre 2004
Concepto	total familias ecuatorianas ^b	Total familias ecuatorianas que consumen gas	Promedio mensual de consumo por cilindros (15 Kg) ^c	Promedio mensual de consumo por cilindros (15 Kg) ^d
Familias pobres y vulnerables ^a	1.803.109	1.358.407	0,75-1,13 cilindros	0,76-1,16 cilindros
Familias no pobres ^a	759.309	754.556	3,77-4,45 cilindros	3,80-4,50 cilindros
TOTAL	2.562.418	2.112.963	24,7 millones cilindros	24,9 millones cilindros

Fuente: Ministerio de Bienestar Social, (2001)

Para la actualización del cuadro se tomaron los siguientes supuestos:

- a) Se mantuvieron los mismos porcentajes de pobres y no pobres para la población de 2004 asumiendo que crece al 2,12% anual de acuerdo al último censo realizado en 2001.
- b) Se tiene un número promedio de cinco personas por familia, tomado del cuadro original de la fuente.
- c) Se ajustó el número de cilindros del cuadro original con el crecimiento de la población.
- d) se proyectó con el crecimiento de la población manteniendo todo lo demás constante.

Nota.- Elaborado por autores

ANEXO 7

CÁLCULO ELASTICIDAD				
año	población	demanda (TM)	crecimiento % p	
1993	10.271.770			
1994	10.494.249	484.831		
1995	10.717.028	555.253	2,12%	
1996	10.944.536	600.283	2,12%	
1997	11.176.874	611.740	2,12%	
1998	11.414.145	622.387	2,12%	
1999	11.656.452	606.226	2,12%	
2000	11.903.904	655.384	2,12%	
2001	12.156.608	686.072	2,12%	
2002	12.414.677	715.436	2,12%	
2003	12.678.224	749.684	2,12%	
2004	12.947.367	787.169	2,12%	

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,680214788
R Square	0,462692157
Adjusted R Square	0,454790572
Standard Error	0,053761582
Observations	70

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	0,169247378	0,169247378	58,55687228	9,37767E-11
Residual	68	0,196540922	0,002890308		
Total	69	0,3657883			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	-3,676715072	0,219491134	-16,75108698	7,8693E-26	-4,114702552	-3,238727592	-4,114702552	-3,238727592
LN P	-0,154832869	0,02023365	-7,652246225	9,37767E-11	-0,195208464	-0,114457273	-0,195208464	-0,114457273

Promedio crecimiento mensual de población 0,18%

AÑO	MES	TM	P cons=07-04	Población	LN TM	LN P	LN Po	Q per capita	LN Qpc
1998	10	octubre	113.241	11.374.110	10,80896	11,63728	16,24685	0,00435	-5,43789
	11	noviembre	110.953	11.394.110	10,78887	11,61686	16,24861	0,00425	-5,45974
	12	diciembre	110.118	11.414.145	10,85749	11,60931	16,25036	0,00455	-5,39287
1999	1	enero	106.716	11.434.180	10,75642	11,57793	16,25212	0,00410	-5,49570
	2	febrero	103.938	11.454.250	10,67964	11,55155	16,25387	0,00379	-5,57423

ANO		MES	TM	P cons=07-04	Población	LN TM	LN P	LN Po	Q per capita	LN Qpc
	3	marzo	49.844	91.585	11.474.355	10,81665	11,42502	16,25563	0,00434	-5,43898
	4	abril	48.101	86.777	11.494.496	10,78106	11,37109	16,25738	0,00418	-5,47631
	5	mayo	49.966	86.024	11.514.672	10,81910	11,36238	16,25913	0,00434	-5,44003
	6	junio	50.691	84.511	11.534.883	10,83350	11,34463	16,26089	0,00439	-5,42738
	7	julio	51.391	82.009	11.555.130	10,84722	11,31458	16,26264	0,00445	-5,41542
	8	agosto	51.725	81.573	11.575.413	10,85369	11,30926	16,26439	0,00447	-5,41070
	9	septiembre	51.821	80.169	11.595.731	10,85555	11,29190	16,26615	0,00447	-5,41060
	10	octubre	53.663	76.959	11.616.084	10,89048	11,25102	16,26790	0,00462	-5,37742
	11	noviembre	52.478	72.341	11.636.474	10,86814	11,18915	16,26966	0,00451	-5,40151
	12	diciembre	56.154	68.520	11.656.899	10,93586	11,13488	16,27141	0,00482	-5,33555
2000	1	enero	52.209	59.932	11.677.360	10,86301	11,00096	16,27316	0,00447	-5,41016
	2	febrero	49.266	54.474	11.697.857	10,80499	10,90547	16,27492	0,00421	-5,46993
	3	marzo	52.597	50.634	11.718.390	10,87042	10,83238	16,27667	0,00449	-5,40625
	4	abril	54.258	45.943	11.738.959	10,90151	10,73515	16,27842	0,00462	-5,37691
	5	mayo	54.930	43.697	11.759.564	10,91382	10,68503	16,28018	0,00467	-5,36636
	6	junio	54.346	41.491	11.780.205	10,90313	10,63324	16,28193	0,00461	-5,37880
	7	julio	55.555	40.529	11.800.883	10,92512	10,60976	16,28368	0,00471	-5,35856
	8	agosto	57.371	39.986	11.821.597	10,95729	10,59628	16,28544	0,00485	-5,32815
	9	septiembre	55.890	38.566	11.842.347	10,93115	10,56013	16,28719	0,00472	-5,35604
	10	octubre	56.543	37.553	11.863.133	10,94276	10,53352	16,28895	0,00477	-5,34618
	11	noviembre	55.791	36.759	11.883.956	10,92936	10,51213	16,29070	0,00469	-5,36134
	12	diciembre	56.627	35.875	11.904.816	10,94424	10,48780	16,29245	0,00476	-5,34821
2001	1	enero	52.012	66.910	11.925.712	10,85922	11,11110	16,29421	0,00436	-5,43499
	2	febrero	48.216	54.659	11.946.645	10,78345	10,90887	16,29596	0,00404	-5,51251
	3	marzo	57.287	50.992	11.967.615	10,95584	10,83942	16,29771	0,00479	-5,34188
	4	abril	54.148	50.129	11.988.621	10,89948	10,82235	16,29947	0,00452	-5,39999
	5	mayo	59.891	50.047	12.009.664	11,00028	10,82072	16,30122	0,00499	-5,30094
	6	junio	58.814	49.809	12.030.745	10,98213	10,81595	16,30298	0,00489	-5,32085
	7	julio	58.266	49.719	12.051.862	10,97278	10,81414	16,30473	0,00483	-5,33195
	8	agosto	59.950	49.504	12.073.016	11,00127	10,80981	16,30648	0,00497	-5,30522
	9	septiembre	58.078	48.513	12.094.208	10,96954	10,78958	16,30824	0,00480	-5,33870
	10	octubre	60.151	47.950	12.115.436	11,00461	10,77792	16,30999	0,00496	-5,30538
	11	noviembre	57.030	47.196	12.136.702	10,95134	10,76206	16,31174	0,00470	-5,36041
	12	diciembre	62.229	46.881	12.158.005	11,03858	10,75536	16,31350	0,00512	-5,27492
2002	1	enero	56.591	46.051	12.179.346	10,94361	10,73751	16,31525	0,00465	-5,37164
	2	febrero	50.572	45.565	12.200.724	10,83116	10,72690	16,31701	0,00415	-5,48585
	3	marzo	57.870	45.056	12.222.140	10,96595	10,71566	16,31876	0,00473	-5,35281
	4	abril	55.433	44.393	12.243.593	10,92293	10,70084	16,32051	0,00453	-5,39758
	5	mayo	63.457	44.178	12.265.084	11,05811	10,69598	16,32227	0,00517	-5,26415
	6	junio	60.334	44.008	12.286.612	11,00765	10,69212	16,32402	0,00491	-5,31637

ANO		MES	TM	P cons=07-04	Población	LN TM	LN P	LN Po	Q per capita	LN Qpc
	7	julio	62.027	44.039	12.308.179	11,03533	10,69284	16,32577	0,00504	-5,29045
	8	agosto	63.238	43.847	12.329.783	11,05466	10,68846	16,32753	0,00513	-5,27287
	9	septiembre	60.201	43.594	12.351.425	11,00545	10,68269	16,32928	0,00487	-5,32383
2003	10	octubre	62.779	43.314	12.373.105	11,04738	10,67624	16,33104	0,00507	-5,28366
	11	noviembre	62.213	43.019	12.394.823	11,03833	10,66939	16,33279	0,00502	-5,29446
	12	diciembre	59.458	42.869	12.416.580	10,99303	10,66590	16,33454	0,00479	-5,34151
	1	enero	63.565	41.830	12.438.374	11,05981	10,64137	16,33630	0,00511	-5,27648
	2	febrero	53.589	41.512	12.460.207	10,88911	10,63374	16,33805	0,00430	-5,44894
	3	marzo	59.196	41.279	12.482.078	10,98862	10,62811	16,33980	0,00474	-5,35119
	4	abril	60.544	40.881	12.503.987	11,01113	10,61842	16,34156	0,00484	-5,33043
	5	mayo	65.791	40.810	12.525.935	11,09424	10,61667	16,34331	0,00525	-5,24907
	6	junio	62.653	40.895	12.547.922	11,04536	10,61875	16,34507	0,00499	-5,29970
	7	julio	65.157	40.881	12.569.947	11,08455	10,61842	16,34682	0,00518	-5,26227
	8	agosto	64.073	40.857	12.592.011	11,06777	10,61784	16,34857	0,00509	-5,28080
	9	septiembre	63.783	40.537	12.614.113	11,06324	10,60998	16,35033	0,00506	-5,28709
2004	10	octubre	64.599	40.534	12.636.254	11,07595	10,60990	16,35208	0,00511	-5,27613
	11	noviembre	64.792	40.401	12.658.434	11,07893	10,60660	16,35383	0,00512	-5,27490
	12	diciembre	61.943	40.417	12.680.653	11,03397	10,60702	16,35559	0,00488	-5,32162
	1	enero	67.720	40.252	12.702.911	11,12313	10,60292	16,35734	0,00533	-5,23421
	2	febrero	57.903	39.977	12.725.208	10,96652	10,59607	16,35910	0,00455	-5,39258
	3	marzo	64.218	39.700	12.747.545	11,07003	10,58910	16,36085	0,00504	-5,29082
	4	abril	63.295	39.442	12.769.920	11,05556	10,58259	16,36260	0,00496	-5,30704
	5	mayo	66.908	39.629	12.792.335	11,11107	10,58733	16,36436	0,00523	-5,25329
6	junio	66.133	39.754	12.814.789	11,09942	10,59047	16,36611	0,00516	-5,26669	
	7	julio	66.408	40.000	12.837.282	11,10357	10,59663	16,36786	0,00517	-5,26429

Nota.- Elaborado por los autores

ANEXO 8

ESCENARIOS									
Optimista (la demanda crece al 5% anual)									
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda	787.169	826.527	867.854	911.247	956.809	1.004.649	1.054.882	1.107.626	1.163.007
Imp	75%	619.896	650.890	683.435	717.607	753.487	791.161	830.719	872.255
crecimiento proy.	5,00%								
Conservador (demanda crece de acuerdo al crecimiento de la población)									
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda	787.169	803.880	820.945	838.372	856.170	874.345	892.907	911.862	931.219
Población	12.947.367	13.222.222	13.502.913	13.789.562	14.082.296	14.381.245	14.686.540	14.998.316	15.316.711
% crecimiento	2,12%								
Pesimista (el precio se duplica)									
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda	787.169	718.612	733.867	665.691	679.823	694.254	708.992	681.549	696.017
Imp									
crecimiento proy.		-8,71%	2,12%	-9,29%	2,12%	2,12%	2,12%	-3,87%	2,12%
precio duplicado USD									
corriente	1,60	2,50	2,50	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00
Elasticidad	-0,1548329								
%sube precio	100%								
% caída demanda	-15,48%								
% subida de precio		56,25%		60%				25%	
% caída demanda		-8,71%		-9,29%				-3,87%	

Optimista (la demanda crece al 5% anual)				
Año	2013	2014	2015	
Demanda	1.221.157	1.282.215	1.346.326	
Imp	915.868	961.662	1.009.745	
crecimiento proy.	5,00%			
Conservador (demanda crece de acuerdo al crecimiento de la población)				
Año	2013	2014	2015	
Demanda	950.988	971.176	991.793	
Población	15.641.865	15.973.921	16.313.027	
% crecimiento	2,12%			
Pesimista (el precio se duplica)				
Año	2013	2014	2015	
Demanda	710.793	725.882	741.291	
Imp				
crecimiento proy.	2,12%	2,12%	2,12%	
precio duplicado				
USD corriente	5,00	5,00	5,00	

- a) Tasa de consumo en escenario conservador en la misma proporción que se incrementa la población.
- b) Tasa de consumo en escenario pesimista a la misma tasa que crece la población, pero con caídas en la demanda de acuerdo a su elasticidad una vez aumentado los precios; para 2005 se prevé una subida de 90 centavos en el precio publicado Miércoles 20 de Agosto de 2004, Diario Hoy, sección Dinero.

Nota.- Elaborado por autores

TARIFAS DEL PROYECTO POR TONELADA MÉTRICA							
ALTERNATIVA (CON IMPORTACIÓN)							
Utilidad sobre costos (CI)	10% <i>(una opción para cálculo de las tarifas)</i>						
Utilidad sobre costos (SI)	25%						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tarifa Escenario Opt.	442,17	441,59	441,03	440,50	440,00	439,52	439,07
Tarifa Escenario Con.	442,58	442,17	441,77	441,36	440,96	440,55	440,15
Tarifa Escenario Pes.	445,03	449,03	447,76	446,50	445,26	446,60	445,31
ALTERNATIVA (SIN IMPORTACIÓN)							
Tarifa Escenario Opt.	28,05	26,63	25,28	23,99	22,76	23,40	22,20
Tarifa Escenario Con.	29,53	28,76	27,99	27,24	26,50	27,96	27,19
Tarifa Escenario Pes.	32,78	35,66	34,70	33,75	32,81	36,68	35,65
TARIFA ÚNICA DEL PROYECTO PARA NEGOCIAR CON PETROECUADOR ^a							
IMPORTACIÓN ^c	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41
SIN IMPORTACIÓN	18.040.886	17.802.061	17.690.255	17.572.230	17.447.672	18.747.544	18.607.462
VOLUMEN PESIMISTA	5.278.618,87						
TARIFA (PROM. POND) ^d	34,25	35,45	36,69	37,98	39,31	40,68	42,11
INGRESOS DEL PROYECTO ^b							
OPTIMISTA							
IMPORTACIÓN	321.153.767	337.211.456	354.072.029	371.775.630	390.364.412	409.882.632	430.376.764
SIN IMPORTACIÓN	22.295.396	24.229.522	26.331.433	28.615.685	31.098.095	33.795.855	36.727.645
CONSERVADOR							
IMPORTACIÓN	303.794.875	310.244.044	316.830.120	323.556.010	330.424.682	337.439.167	344.602.561
SIN IMPORTACIÓN	21.090.293	22.291.843	23.561.847	24.904.206	26.323.041	27.822.709	29.407.816
PESIMISTA							
IMPORTACIÓN	271.571.216	246.342.326	251.571.852	256.912.395	262.366.310	252.210.578	257.564.679
SIN IMPORTACIÓN	18.853.236	17.700.338	18.708.756	19.774.626	20.901.220	20.795.397	21.980.146

	2013	2014	2015
Tarifa Escenario Opt.	438,63	438,22	437,83
Tarifa Escenario Con.	439,75	439,35	438,95
Tarifa Escenario Pes.	444,05	442,80	441,56
ALTERNATIVA (SIN IMPORTACIÓN)			
Tarifa Escenario Opt.	21,06	19,97	18,94
Tarifa Escenario Con.	26,43	25,68	24,93
Tarifa Escenario Pes.	34,63	33,62	32,63
TARIFA ÚNICA DEL PROYECTO PARA NEGOCIAR CON PETROECUADOR^a			
IMPORTACIÓN^c	493,41	493,41	493,41
SIN IMPORTACIÓN	18.459.787	18.304.142	18.140.132
VOLUMEN PESIMISTA			
TARIFA (PROM. POND)^d	43,58	45,11	46,68
INGRESOS DEL PROYECTO^b			
OPTIMISTA			
IMPORTACIÓN	451.895.602	474.490.382	498.214.901
SIN IMPORTACIÓN	39.913.769	43.376.288	47.139.181
CONSERVADOR			
IMPORTACIÓN	351.918.024	359.388.785	367.018.140
SIN IMPORTACIÓN	31.083.229	32.854.094	34.725.847
PESIMISTA			
IMPORTACIÓN	263.032.442	268.616.277	274.318.651
SIN IMPORTACIÓN	23.232.393	24.555.982	25.954.978

a) En el Contrato se tendrá que proponer que la tarifa cambie cada año.

b) En la tarifa de importación se encuentra fijado el precio del GLP el cual varía constantemente y es objeto del análisis de sensibilidad.

c) La tarifa del negocio con importación es el costo del GLP Platt's más el buque tanque y más la tarifa única de almacenamiento.

d) En el contrato se negociará que la tarifa de almacenamiento se ajuste con la inflación anual meta de Ecuador, en 2004 es de

3,50%

TASA DE DESCUENTO CON IMPORTACIÓN		TASA DE DESCUENTO SIN IMPORTACIÓN	
Tasa de descuento	16%	Tasa de descuento	12%
Riesgo País	7,65%	riesgo país promedio Amércia ce	7,24%
Costo de Capital	23,65%	Riesgo país	7,65%
		Costos de Capital	12,41%

Nota.- Elaborado por autores

ANEXO 9

A. Cuadro Resumen de Inversión del Proyecto

	Concepto	UNI.	CANT.	COSTO UNITARIO USD	Total USD
1.1.	Terrenos				1.000.000
1.2.	Estudio Impacto Amb.	Glb.		250.000,00	250.000
1.3.	Cons. Muelle Marítimo	Glb.		28.000.000,00	28.000.000
1.4.	Cons. Terminal Almacen.	Glb.		770,00	35.300.000
1.5.	Cons. De Gasoductos				13.250.000
1.6.	Vehículos				200.000
1.6.	TOTAL				78.000.000

B. Detalles de Inversiones**1. Construcción Terminal Marítimo****28.000.000**

1.1	Construcción facilidades marítimas para recibir buque tanque hasta 50.000 DWT.				5.000.000
1.2	Sistema de Amarre.				
1.2.1	Fabricación e instalación anclaje de boyas de amarre para maniobras de carga y descarga				4.000.000
1.2.2	Pilotes de Anclaje				2.000.000
1.2.3	Juegos mangueras submarinas				2.000.000
1.2.4	Cadenas de Izaje de mangueras con sistema de flotación de cable y accesorios				2.000.000
1.3	Línea de descarga.				
1.3.1	Fabricación, transporte al sitio, findeo y fijación en lecho submarino del múltiple de tuberías				3.000.000
1.3.2	Pilotes completos con accesorios				2.000.000
1.3.3	Pórtico del soporte del múltiple con estructura de protección de válvulas y accesorios principales				3.000.000
1.4	Muelle Principal.				
1.4.1	Soportes, boyas de fondeo y boyas marcadoras de ingeniería				2.500.000
1.5	Obras y Materiales.				
1.5.1	Mecánicas				1.000.000
1.5.2	Eléctricas				1.000.000
1.5.3	Instrumentación				500.000

2. Construcción Terminal Almacenamiento Terrestre**35.300.000**

2.1	Obras de Ingeniería civil.				
2.1.1	Construcción sistemas recepción y transferencias				500.000
2.1.2	Vías internas y externas				200.000
2.1.3	Edificios administraciones bodegas				400.000

2.1.4	Sistemas contra incendio y más seguridades				200.000
2.2	Obras de Ingeniería mecánica.				
2.2.1	Construcción tanquería almacenamiento refrigerado	TM	40.000	550,00	22.000.000
2.2.2	Terminal de almacenamiento en Pascuales de capacidad para 9.000 TM	TM	9.000	550,00	4.950.000
2.2.3	Sistemas de medición				200.000
2.3	Obras Ingeniería Eléctrica				
2.3.1	Sistema eléctrico general				3.000.000
2.3.2	Unidades de refrigeración				1.700.000
2.3.3	Sistemas de instrumentación y operación automática (PLC)				1.000.000
2.3.4	Unidades generadoras de vapor para calentamiento para bombeo de GLP				1.000.000
2.4	Telecomunicaciones propias.				150.000
3. Construcción de Gasoductos					13.250.000
3.1	Construcción de tramos para adaptación y empate a los sistemas de bombeo existentes en la zona de desarrollo del proyecto.				
3.1.1	Desde el Muelle al Terminal:				
3.1.1.1	Instalación de bombeo booster 3 unidades de 250 HP	U	750	400,00	300.000
3.1.1.2	Línea de 5 Km, diámetro 8"	Km	5	250.000,00	1.250.000
3.1.2	Desde Monteverde hasta Libertad:				
3.1.2.1	Línea de 28 Km, diámetro 8"	Km	28	250.000,00	7.000.000
3.1.2.2	Adecuaciones al poliducto Libertad-Pascuales para bombeo de GLP				250.000
3.1.2.3	Cambio de ANSI para todos los accesorios		1	250.000,00	250.000
3.1.2.4	Línea en el Terminal de Pascuales 2 Km, diámetro 8"	Km	2	250.000,00	500.000
3.1.2.5	Reubicación de envasadora a granel desde El Salitral, e islas de despacho a granel				2.000.000
3.1.2.6	Unidad de Relicuefacción				1.000.000
3.1.2.7	Obras civiles en Pasuales: Edificios, bodegas, vías de acceso parqueaderos y guardianías				500.000
3.1.2.8	Sistemas eléctricos de instrumentación y control				200.000
4. Vehículos					200.000
4.1	Ford 150		4	25.000,00	100.000,00
4.2	Ford Explorer		3	33.333,00	100.000,00
5. Terrenos					1.000.000
5.1	Terminal Terrestre				800.000
5.2	Muelle				200.000
6. Estudio Impacto Ambiental					250.000
TOTAL INVERSIÓN					78.000.000

B. INVERSIONES DE REEMPLAZO^a				Venta Acts Dep.
1. Construcción Terminal Marítimo		2005	2011^b	20%
1.1	Sistema de Amarre.			
1.1.1	Fabricación e instalación anclajes de boyas de amarr	4.000.000	4.750.745	800.000
1.1.2	Juegos mangueras submarinas	2.000.000	2.352.511	400.000
1.2	Muelle Principal.			
1.2.1	Soportes, boyas de fondeo y boyas marcadoras de ingeniería	2.500.000	2.969.216	500.000
1.3	Obras y Materiales.			
1.3.1	Eléctricas	1.000.000	1.187.686	200.000
1.3.2	Instrumentación	500.000	588.128	100.000
2. Construcción Terminal Almacenamiento Terrestre				
2.1	Obras de Ingeniería civil.			
2.1.1	Sistemas contra incendio y más seguridades	200.000	235.251	40.000
2.2	Obras de Ingeniería mecánica.			
2.2.1	Sistemas de medición	200.000	235.251	40.000
2.3	Obras Ingeniería Eléctrica			
2.3.1	Sistema eléctrico general	3.000.000	3.528.766	600.000
2.3.2	Unidades de refrigeración	1.700.000	1.999.634	340.000
2.3.3	Sistemas de instrumentación y operación automática (PLC)	1.000.000	1.176.255	200.000
2.3.4	Unidades generadoras de vapor para calentamiento para bombeo de GLP	1.000.000	1.176.255	200.000
2.3.5	Telecomunicaciones propias.	150.000	176.438	30.000
3. Construcción de Gasoductos				
3.1	Construcción de tramos para adaptación y empate a los sistemas de bombeo existentes en la zona de desarrollo del proyecto.			
3.1.1	Desde el Muelle al Terminal:			
3.1.1.1	Instalación de bombas booster 3 unidades de 250 HP	300.000	352.877	60.000
3.1.2	Desde Monteverde hasta Libertad:			
3.1.2.1	Cambio de ANSI para todos los accesorios	250.000	294.064	50.000
3.1.2.2	Unidad de Relicuefacción	1.000.000	1.176.255	200.000
3.1.2.3	Sistemas eléctricos de instrumentación y control	200.000	235.251	40.000
4. Vehículos				
	Ford 150	100.000	118.769	20.000
	Ford Explorer	100.000	118.769	20.000
TOTAL INVERSIÓN DE REEMPLAZO			22.672.121	
TOTAL INGRESO POR VENTA DE ACTIVOS				3.840.000

a) Al término de su vida útil se tiene que cambiar los equipos, maquinarias y vehículos que tengan una vida útil inferior a la del proyecto, donde sus precios se pronostican mediante la inflación anual meta de 2004 (3,5%), excepto en aquellos equipos y maquinarias que se consiguen en el mercado de USA, los cuales se pronostican con la inflación anual del sector industrial de ese país.

b) Los equipos, maquinarias y vehículos depreciados totalmente se venden en el mismo período que se realiza la compra de los nuevos equipos materiales y maquinarias y su valor de venta se asume en un 20% del valor en el año 2005.

ROTACION CAPITAL DE TRABAJO EN ALTERNATIVA CON IMPORTACION	
*Petroecuador entrega el dinero 30 días después de entregado el producto para el consumo.	
*El pago del producto importado se realiza la fecha que inicia el pedido.	
Tiempo que demora buque tanque desde Caribe (ida y vuelta)	19 días
Nº días en promedio dura 30.000 TM en 2006	17 días
Fecha que sale buque tanque con 40.000 TM	11 de Diciembre 2005
Fecha empieza operar sistema almacenamiento	1 de Enero 2006
Fecha despacho total de 30.000 TM (stock 10.000)	18 de Enero 2006
Fecha que sale buque tanque con 30.000 TM	1 de Enero 2006
Fecha que llega nuevo cargamento	19 de Enero 2006
Fecha despacho total de 30.000 TM (stock 10.000)	5 de Febrero 2006
Fecha que sale buque tanque con 30.000 TM	18 de Enero 2006
Fecha que llega nuevo cargamento	6 de Febrero 2006
Fecha que sale buque tanque con 30.000 TM	4 de Febrero 2006
<i>Fecha que Petroecuador enite el pago por almacenamiento del GLP 18 de Febrero 2006</i>	
Fecha despacho total de 30.000 TM (stock 10.000)	23 de Febrero 2006
Nº días transcurridos para recibir el por importación de 40.000 TM	70 días

C. CAPITAL DE TRABAJO (ALTERNATIVA: IMPORTACIÓN DE GLP)			
	Volumen TM	USD TM	USD Total
OPTIMISTA			
1. Stock de seguridad	10.000	393,43	3.934.321
2. Primera Importación	30.000	393,43	11.802.964
3. Segunda Importación	30.000	393,43	11.802.964
4. Tercera Importación	30.000	393,43	11.802.964
5. Cuarta Importación	30.000	410,81	12.324.300
6. Capital de Trabajo de los costos de operación			265.846
7. Gastos			132.641
TOTAL C.T.			52.066.002
CONSERVADOR			
1. Stock de seguridad	10.000	393,43	3.934.321
2. Primera Importación	30.000	393,43	11.802.964
3. Segunda Importación	30.000	393,43	11.802.964
4. Tercera Importación	30.000	393,43	11.802.964
5. Cuarta Importación	30.000	393,43	11.802.964
6. Capital de Trabajo de los costos de operación			260.846
7. Gastos			132.641
TOTAL C.T.			51.539.667
PESIMISTA			
1. Stock de seguridad	10.000	394,79	3.947.939
2. Primera Importación	30.000	394,79	11.843.818
3. Segunda Importación	30.000	394,79	11.843.818
4. Tercera Importación	30.000	394,79	11.843.818
5. Cuarta Importación	30.000	394,79	11.843.818
6. Capital de Trabajo de los costos de operación			251.565
7. Gastos			132.641
TOTAL C.T.			51.707.420

D. CAPITAL DE TRABAJO (ALTERNATIVA: SIN IMPORTACIÓN DE GLP)	
OPTIMISTA	USD (30 días)
1. Costos de Operación	265.846
2. Gastos	132.641
TOTAL C.T.	398.487
CONSERVADOR	
1. Costos de Operación	260.846
2. Gastos	132.641
TOTAL C.T.	393.487
PESIMISTA	
1. Costos de Operación	251.565
2. Gastos	132.641
TOTAL C.T.	384.206

TOTAL INVERSIÓN ACTIVOS	
	78.000.000
TOTAL INVERSIÓN C.T. (ACTIVOS)	
ALTERNATIVA CON IMPORTACIÓN	
O	52.066.002
C	51.539.667
P	51.707.420
ALTERNATIVA SIN IMPORTACIÓN (INCLUYE CAPITAL TRABAJO)	
O	78.398.487
C	78.393.487
P	78.384.206

ANEXO 10

A. COSTOS DE OPERACIÓN DEL PROYECTO.-

	Número por persona						TOTAL
	Cant.	Terminal Marítimo	Terminal Terrestre	Estaciones bomb. y gasoduc.	Sueldo Mensual	Beneficios laborales	
DEMANDA							
Optimista							
Conservador							
Pesimista							
Inflación anual meta 2004 Ecuador sector minerales	11,18%						
Inflación anual meta 2004 Ecuador	3,50%						
Inflación anual USA a Junio 2004 sector industrial	3,00%						
2.1. COSTOS DE OPERACIÓN (FIJOS)							
2.1.1. Mano de Obra Directa⁶							
2.1.1.1.- Gerente Técnico ¹	1				3.000	4.500	7.500
2.1.1.2.- Asistente ¹	1				1.500	2.250	3.750
2.1.1.3.- Secretaria ¹	1				500	750	1.250
a) Operación (tres turnos 8 hs c/u)							
2.1.1.5.- Supervisor de planta ²	3				2.000	3.000	15.000
2.1.1.6.- Operadores	15	3	9	3	1.000	1.500	37.500
b) Mantenimiento (1 turno 8hs/día)							
2.1.1.7.- Jefe de Mantenimiento ³	2	1	1		2.000	3.000	10.000
2.1.1.8.- Operadores Mantenimiento	3	1	1	1	1.000	1.500	7.500
2.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO⁵ (FIJOS)							
2.2.1.- Repuestos							
2.2.2.- Químicos y lubricantes							
2.2.3.- Suministros y Materiales							
2.2.4.- Mantenimiento Civil, eléctrico y mecánico							
2.2.5.- Varios							

2.3. COSTOS DE OPERACIÓN (VARIABLES)			
2.3.1.- Generación Eléctrica ⁷			
2.3.2.- Agua			
2.3.3.- Comunicaciones			
2.4. COSTOS (PÉRDIDAS) DE OPERACIÓN (VARIABLES)			
2.4.1.- Evaporación y Manipuleo (0,2%)	O	1.302	
	C	1.231	
	P	1.101	
2.5. ARRIENDOS INFRAESTRUCTURA CONCESIONADA⁴ (VARIABLES)			
	O		
	C		
	P		
2.5.1.- Terrenos (Muelle y Terminales)			
2.5.2.- Derecho vía y gasoducto ⁸	O		
	C		
	P		
	OPTIMISTA		
	CONSERVADOR		
TOTAL COSTOS DE ALMACENAMIENTO	PESIMISTA		
	OPTIMISTA		
	CONSERVADOR		
TOTAL COSTOS DE ALMACENAMIENTO x TM	PESIMISTA		

ANUAL									
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
650.890	683.435	717.607	753.487	791.161	830.719	872.255	915.868	961.662	1.009.745
615.709	628.779	642.128	655.759	669.680	683.896	698.415	713.241	728.382	743.845
550.400	499.268	509.867	520.691	531.744	511.161	522.013	533.094	544.411	555.968
990.000	1.024.650	1.060.513	1.097.631	1.136.048	1.175.809	1.216.963	1.259.556	1.303.641	1.349.268
90.000	93.150	96.410	99.785	103.277	106.892	110.633	114.505	118.513	122.661
45.000	46.575	48.205	49.892	51.639	53.446	55.316	57.253	59.256	61.330
15.000	15.525	16.068	16.631	17.213	17.815	18.439	19.084	19.752	20.443
180.000	186.300	192.821	199.569	206.554	213.784	221.266	229.010	237.026	245.322
450.000	465.750	482.051	498.923	516.385	534.459	553.165	572.526	592.564	613.304
120.000	124.200	128.547	133.046	137.703	142.522	147.511	152.674	158.017	163.548
90.000	93.150	96.410	99.785	103.277	106.892	110.633	114.505	118.513	122.661
385.000	396.550	408.447	420.700	433.321	446.321	459.710	473.501	487.706	502.338
120.000	123.600	127.308	131.127	135.061	139.113	143.286	147.585	152.012	156.573
50.000	51.500	53.045	54.636	56.275	57.964	59.703	61.494	63.339	65.239
60.000	61.800	63.654	65.564	67.531	69.556	71.643	73.792	76.006	78.286
130.000	133.900	137.917	142.055	146.316	150.706	155.227	159.884	164.680	169.621
25.000	25.750	26.523	27.318	28.138	28.982	29.851	30.747	31.669	32.619

714.055	716.535	719.102	721.759	724.508	727.354	730.299	733.348	736.503	739.769
643.200	643.200	643.200	643.200	643.200	643.200	643.200	643.200	643.200	643.200
27.252	28.206	29.193	30.215	31.272	32.367	33.500	34.672	35.886	37.142
43.603	45.129	46.709	48.344	50.036	51.787	53.600	55.476	57.417	59.427

474.512	498.238	523.150	549.307	576.772	605.611	635.892	667.686	701.070	736.124
448.864	458.393	468.124	478.061	488.210	498.574	509.158	519.967	531.005	542.278
401.253	363.976	371.703	379.594	387.652	372.647	380.558	388.636	396.887	405.312

670.890	703.435	737.607	773.487	811.161	850.719	892.255	935.868	981.662	1.029.745
635.709	648.779	662.128	675.759	689.680	703.896	718.415	733.241	748.382	763.845
570.400	519.268	529.867	540.691	551.744	531.161	542.013	553.094	564.411	575.968
10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
660.890	693.435	727.607	763.487	801.161	840.719	882.255	925.868	971.662	1.019.745
625.709	638.779	652.128	665.759	679.680	693.896	708.415	723.241	738.382	753.845
560.400	509.268	519.867	530.691	541.744	521.161	532.013	543.094	554.411	565.968

3.234.458	3.339.408	3.448.818	3.562.883	3.681.811	3.805.814	3.935.119	4.069.960	4.210.582	4.357.243
3.173.628	3.244.907	3.318.313	3.393.910	3.471.767	3.551.954	3.634.545	3.719.614	3.807.238	3.897.497
3.060.708	3.020.980	3.089.631	3.160.374	3.233.273	3.253.292	3.329.543	3.408.137	3.489.149	3.572.655
4,97	4,89	4,81	4,73	4,65	4,58	4,51	4,44	4,38	4,32
5,15	5,16	5,17	5,18	5,18	5,19	5,20	5,22	5,23	5,24
5,56	6,05	6,06	6,07	6,08	6,36	6,38	6,39	6,41	6,43

- 1) Gerente Técnico, Asistente y Secretaria: uno sólo para las tres áreas.
- 2) Supervisores de planta: uno en cada turno para las tres áreas.
- 3) Jefe de Mantenimiento: uno para el terminal marítimo y uno para el terminal terrestre, estaciones de bombeo y línea de gasoducto.
- 4) Tarifa por uso de gasoducto Libertad-Pascuales volumen anual por USD \$ 1,00/TM.
- 5) El presupuesto de estos rubros son a valor de mercado de EEUU ya que los materiales se consiguen en ese país.
- 6) Los costos de mano de obra son proyectados con la inflación anual para 2004; 3,5%.
- 7) Se proyecta con el precio del diesel y residuo del primer semestre de 2004 con volúmenes de 50.00 y 20.000 anuales respectivamente.
- 8) Derecho vía desde Monteverde hasta Libertad y el arrendamiento desde Libertad a Pascuales más 10.000 constantes de derechos de playa

B. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO						
	Cant.	Mens.	Beneficios laborales	TOTAL	2006	2007
3.1. Gastos de Personal (FIJOS)				25.250	303.000	313.605
3.1.1. Gerente General	1	4.000	6.000	10.000	120.000	124.200
3.1.2. Subgerente administrativo Financiero	1	2.000	3.000	5.000	60.000	62.100
3.1.3. Facturador-Recaudador	1	1.000	1.500	2.500	30.000	31.050
3.1.4. Contador	1	1.500	2.250	3.750	45.000	46.575
3.1.5. Secretaria	2	500	750	2.500	30.000	31.050
3.1.6. Conserje	2	300	450	1.500	18.000	18.630
3.2. Gastos de Seguridad (FIJOS)						
3.2.1. Contrato de Cía de Seguridad (Contrato para muelle, línea y terminal)	10			5.000	50.000	51.750
3.3. Gastos de Oficina (FIJOS)					96.000	99.360
3.3.1. Luz		1.000			12.000	12.420
3.3.2. Agua		1.000			12.000	12.420
3.3.3. Comunicaciones		2.000			24.000	24.840
3.3.4. Botiquines		500			6.000	6.210
3.3.5. Arriendos y Alquileres		1.000			12.000	12.420
3.3.6. Suministros de Oficina		500			6.000	6.210
3.3.7. Mantenimiento y Equipo de Oficina		1.000			12.000	12.420
3.3.8. Varios		1.000			12.000	12.420
3.4. Gastos de Movilización (FIJOS)					84.000	86.940
3.4.1. Transporte		2.000			24.000	24.840
3.4.2. Viáticos		2.000			24.000	24.840
3.4.3. Subsistencias		1.000			12.000	12.420
3.4.4. Combustibles y lubricantes		2.000			24.000	24.840
3.5. Gastos Generales					1.080.800	1.116.878
3.5.1. Seguros ²		80.000			960.000	993.600
3.5.2. Impuestos		2.500			30.000	31.050
3.5.3. Tazas (Municipales y Provinciales)		2.500			30.000	31.050
3.5.4. Contribuciones		900			10.800	11.178
3.5.5. Amortización Intangibles (Costo Estudio Impacto Ambiental)					50.000	50.000
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN¹					1.613.800	1.668.533

1) Los gastos totales aumentan cada año conforme la inflación anual meta de 2004

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
324.581	335.942	347.699	359.869	372.464	385.501	398.993	412.958
128.547	133.046	137.703	142.522	147.511	152.674	158.017	163.548
64.274	66.523	68.851	71.261	73.755	76.337	79.009	81.774
32.137	33.262	34.426	35.631	36.878	38.168	39.504	40.887
48.205	49.892	51.639	53.446	55.316	57.253	59.256	61.330
32.137	33.262	34.426	35.631	36.878	38.168	39.504	40.887
19.282	19.957	20.655	21.378	22.127	22.901	23.703	24.532
53.561	55.436	57.376	59.384	61.463	63.614	65.840	68.145
102.838	106.437	110.162	114.018	118.009	122.139	126.414	130.838
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
25.709	26.609	27.541	28.504	29.502	30.535	31.603	32.710
6.427	6.652	6.885	7.126	7.376	7.634	7.901	8.177
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
6.427	6.652	6.885	7.126	7.376	7.634	7.901	8.177
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
89.983	93.132	96.392	99.766	103.257	106.871	110.612	114.483
25.709	26.609	27.541	28.504	29.502	30.535	31.603	32.710
25.709	26.609	27.541	28.504	29.502	30.535	31.603	32.710
12.855	13.305	13.770	14.252	14.751	15.267	15.802	16.355
25.709	26.609	27.541	28.504	29.502	30.535	31.603	32.710
1.154.219	1.192.866	1.232.867	1.224.267	1.267.116	1.311.465	1.357.367	1.404.875
1.028.376	1.064.369	1.101.622	1.140.179	1.180.085	1.221.388	1.264.137	1.308.381
32.137	33.262	34.426	35.631	36.878	38.168	39.504	40.887
32.137	33.262	34.426	35.631	36.878	38.168	39.504	40.887
11.569	11.974	12.393	12.827	13.276	13.741	14.222	14.719
50.000	50.000	50.000					
1.725.182	1.783.813	1.844.496	1.857.304	1.922.309	1.989.590	2.059.226	2.131.299

ALTERNATIVA: IMPORTACIÓN MÁS ALMACENAMIENTO GLP (TODOS LOS COSTOS ANTERIORES MÁS EL COSTO DE TRANSPORTE INTERNACIONAL)		
C. CÁLCULO DEL COSTO DE IMPORTACIÓN (COSTO DEL BUQUE TANQUE QUE VENDRÁ ABASTECER AL TERMINAL TERRESTRE MÁS EL PRECIO DEL GLP PLATT'S)		
4.1.Capacidad Almacenamiento (TM)	40000	
4.2.Stock seguridad ¹	10000	
4.3.Disponible para consumo	30000	
4.4.Tiempo de duración del volúmen del GLP importado (diario)	O P C	
4.5.Consumo Promedio por TM/diaria año ²	O P C	
4.6. Costo GLP ³	O P C	
4.6.Número de buques necesarios en el año	O P C	
4.6.1.Costo de Buque tanque (anual) ⁴ (Contrato Time Charter)	O P C	
	OPTIMISTA	
	CONSERVADOR	
TOTAL COSTOS DE IMPORTACIÓN	PESIMISTA	
	OPTIMISTA	
	CONSERVADOR	
TOTAL COSTOS DE IMPORTACIÓN x TM	PESIMISTA	

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
17	16	15	15	14	13	13	12	11	11
18	17	17	17	16	16	16	15	15	15
20	22	21	21	21	21	21	21	20	20
1.783	1.872	1.966	2.064	2.168	2.276	2.390	2.509	2.635	2766
1.687	1.723	1.759	1.797	1.835	1.874	1.913	1.954	1.996	2038
1.508	1.368	1.397	1.427	1.457	1.400	1.430	1.461	1.492	1523
237.256.048	249.118.850	261.574.793	274.653.532	288.386.209	302.805.519	317.945.795	333.843.085	350.535.239	368.062.001
224.431.965	229.196.363	234.061.903	239.030.732	244.105.043	249.287.075	254.579.114	259.983.497	265.502.607	271.138.881
200.626.366	181.988.233	185.851.606	189.796.993	193.826.136	186.323.472	190.278.876	194.318.248	198.443.371	202.656.065
22	23	24	25	26	28	29	31	32	34
21	21	21	22	22	23	23	24	24	25
18	17	17	17	18	17	17	18	18	19
18.825.148	19.766.405	20.754.726	21.792.462	22.882.085	24.026.189	25.227.499	26.488.874	27.813.317	29.203.983
17.807.617	18.185.650	18.571.708	18.965.961	19.368.583	19.779.753	20.199.651	20.628.464	21.066.379	21.513.591
16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291	16.668.291
256.081.196	268.885.255	282.329.518	296.445.994	311.268.294	326.831.708	343.173.294	360.331.958	378.348.556	397.265.984
242.239.583	247.382.013	252.633.611	257.996.693	263.473.626	269.066.828	274.778.766	280.611.960	286.568.986	292.652.472
217.294.657	198.656.524	202.519.897	206.465.284	210.494.427	202.991.762	206.947.167	210.986.539	215.111.662	219.324.356
393,43									
393,43									
394,79	397,90	397,20	396,52	395,86	397,12	396,44	395,78	395,13	394,49

- 1) Stock de seguridad requerido en almacenamiento de GLP, para abastecer el mercado nacional.
- 2) Es el promedio diario (365 días) anual de consumo proyectado de GLP importado en el Ecuador.
- 3) El preciorpor TM promedio de Enero A Septiembre de 2004 del GLP se mantiene constante.
- 4) El costo del buque se mantiene constante con respecto al precio de los combustibles que usa; son el promedio del primer semestre de 2004 y varían de acuerdo al volúmen de cada escenario

Costo del buque al año	anual	Costo anual		
Nº de viajes que realiza un buque	19,21052632	16.668.291		
CONCEPTO		TIEMPO (días)	MENSUAL USD	ANUAL USD
5.1. Costo GLP FOB ^a (364,51/TM)	364,51		19.771.337	237.256.048
5.2. Costo buque abastecedor (arriendo) <i>Costos del Combustible</i>			1.000.000	12.000.000
5.2.1. Navegación Caribe-Punta Arenas (Ecuador)-Caribe ^e				
5.2.1.1. En Puerto de Carga		2	3.560,40	42.725
5.2.1.2. Navegación (ida y vuelta)		15	101.075,10	1.212.901
5.2.1.3. En puerto de descarga		2	10.681,20	128.174
5.2.2. Tiempo fondeado (stand by) ^c		11	13.707,54	164.490
5.2.3. Cruce Canal de Panamá (ida y vuelta) (tasas)			210.000	2.520.000
5.2.4. Gastos de Puertos ^d			50.000	600.000
TOTAL COSTO DE IMPORTACIÓN		19	21.160.362	253.924.339
Parámetros para Tarifa de Almacenamiento con Importación (a negociar con Petroecuador)				
Costo por Tonelada Métrica GLP				431
Costo por Tonelada Métrica Buque Tanque Abastecedor				30
USD \$ 2,00 adicionales sobre el precio Platt's				433
USD \$ 3,00 adicionales sobre el precio del buque tanque				33

a) Valor promedio de Enero a Septiembre de 2004

b) Cálculos actualizados por autores

c) tiempo de espera para cruzar el canal de Panamá, son costos incurridos en combustibles por el buque tanque, al igual que en 4.2.3.

d) todos los gastos que se cobran por estar en territorio extranjero; caso Ecuador Flopec impone una cantidad por estar en mar ecuatoriano

e) Son costos incurridos por el buque tanque en combustibles y son cobrados al arrendador.

Fuentes: Petroecuador, (2004)

Naviera Panamericana S.A.C., (2003)

ANEXO 11

DEPRECIACIÓN (método línea recta)			
Concepto	Nº años	Valor 2005	Valor 2011
1. Construcción Terminal Marítimo			
1.1 Construcción facilidades marítimas para recibir buque tanque hasta 50.000 DWT.	10	5.000.000	
1.2 Sistema de Amarre.			
1.2.1ª Fabricación e instalación anclaje de boyas de amarre para maniobras de carga y descarga	5	4.000.000	6.986.650
1.2.2 Pilotes de Anclaje	10	2.000.000	
1.2.3ª Juegos mangueras submarinas	5	2.000.000	2.318.548
1.2.4 Cadenas de Izaje de mangueras con sistema de flotación de cable y accesorios	10	2.000.000	
1.3 Línea de descarga.			
1.3.1 Fabricación, transporte al sitio, findeo y fijación en lecho submarino del multiple de tuberías	10	3.000.000	
1.3.2 Pilotes completos con accesorios	10	2.000.000	
1.3.3 Pórtico del soporte del múltiple con estructura de protección de válvulas y accesorios principales	10	3.000.000	
1.4 Muelle Principal.			
1.4.1ª Soportes, boyas de fondeo y boyas marcadoras de ingeniería	5	2.500.000	2.898.185
1.5 Obras y Materiales.			
1.5.1 Mecánicas	10	1.000.000	
1.5.2ª Eléctricas	5	1.000.000	1.746.663
1.5.3ª Instrumentación	5	500.000	579.637
2. Construcción Terminal Almacenamiento Terrestre			
2.1 Obras de Ingeniería civil.			

2.1.1 Construcción sistemas recepción y transferencias	20	500.000	
2.1.2 Vías internas y externas	20	200.000	
2.1.3 Edificios administraciones bodegas	20	400.000	
2.1.4 ^a Sistemas contra incendio y más seguridades	5	200.000	231.855
2.2 Obras de Ingeniería mecánica.			
2.2.1 Construcción tanquería almacenamiento refrigerado	10	22.000.000	
2.2.2 Terminal de almacenamiento en Pascuales de capacidad para 9.000 TM	10	4.950.000	
2.2.3 ^a Sistemas de medición	5	200.000	231.855
2.3 Obras Ingeniería Eléctrica			
2.3.1 ^a Sistema eléctrico general	5	3.000.000	3.477.822
2.3.2 ^a Unidades de refrigeración	5	1.700.000	1.970.766
2.3.3 ^a Sistemas de instrumentación y operación automática (PLC)	5	1.000.000	1.159.274
2.3.4 ^a Unidades generadoras de vapor para calentamiento para bombeo de GLP	5	1.000.000	1.159.274
2.4 ^a Telecomunicaciones propias.	5	150.000	173.891
3. Construcción de Gasoductos			
3.1 Construcción de tramos para adaptación y empate a los sistemas de bombeo existentes en la zona de desarrollo del proyecto.			
3.1.1 Desde el Muelle al Terminal:			
3.1.1.1 ^a Instalación de bombas booster 3 unidades de 250 HP	5	300.000	347.782
3.1.1.2 Línea de 5 Km, diámetro 8"	10	1.250.000	
3.1.2 Desde Monteverde hasta Libertad:			
3.1.2.1 Línea de 28 Km, diámetro 8"	10	7.000.000	

3.1.2.2 Adecuaciones al poliducto Libertad-Pascuales para bombeo de GLP	10	250.000	
3.1.2.3 ^a Cambio de ANSI para todos los accesorios	5	250.000	289.819
3.1.2.4 Línea en el Terminal de Pascuales 2 Km, diámetro 8"	10	500.000	
3.1.2.5 Reubicación de envasadora a granel desde El Salitral, e islas de despacho a granel	10	2.000.000	
3.1.2.6 ^a Unidad de Relicuefacción	5	1.000.000	1.159.274
3.1.2.7 Obras civiles en Pasuales: Edificios, bodegas, vías de acceso parqueaderos y guardianías	20	500.000	
3.1.2.8 ^a Sistemas eléctricos de instrumentación y control	5	200.000	231.855
4. Vehículos			
4.1 Ford 150	5	100.000	118.769
4.2 Ford Explorer	5	100.000	118.769
DEPRECIACIÓN TOTAL			
	O		
	C		
DEPRECIACIÓN TOTAL x TM	P		

25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	57.964	57.964	57.964	57.964	57.964
50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	231.855	231.855	231.855	231.855	231.855
25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	46.371	46.371	46.371	46.371	46.371
20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	23.754	23.754	23.754	23.754	23.754
20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	23.754	23.754	23.754	23.754	23.754
9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137
14,62	13,92	13,26	12,63	12,03	12,90	12,28	11,70	11,14	10,61	10,61
15,45	15,13	14,82	14,51	14,21	15,67	15,34	15,02	14,71	14,41	14,41
17,29	19,06	18,66	18,27	17,89	20,96	20,53	20,10	19,68	19,27	19,27

a) Al término de su vida útil se tiene que cambiar los equipos,maquinarias y vehiculos que tengan una vida útil inferior a la del proyecto y sus precios se pronostican mediante la inflación anual meta para 2004 (11,8%), excepto en aquellos equipos y maquinarias que se consiguen en el mercado de USA, los cuales se ponostican con la inflación anual de ese país.

INVERSIÓN ACTIVOS (CON IMPORTACIÓN)		% DEUDA	TOTAL DEUDA	% CAPITAL PROPIO	TOTAL CAPITAL	% TOTAL	TOTAL
	78.000.000	40%	31.200.000	60%	46.800.000	100%	78.000.000
INVERSIÓN C.T. (CON IMPORTACIÓN)							
OPTIMISTA	52.066.002	40%	20.826.401	60%	31.239.601	100%	52.066.002
CONSERVADOR	51.539.667	40%	20.615.867	60%	30.923.800	100%	51.539.667
PESIMISTA	51.707.420	40%	20.682.968	60%	31.024.452	100%	51.707.420
TOTAL DEUDA							
OPTIMISTA			52.026.401				
CONSERVADOR			51.815.867				
PESIMISTA			51.882.968				

INVERSIÓN TOTAL (SIN IMPORTACIÓN)							
OPTIMISTA	78.398.487	53%	41.551.198	47%	36.847.289	100%	78.398.487
CONSERVADOR	78.393.487	53%	41.548.548	47%	36.844.939	100%	78.393.487
PESIMISTA	78.384.206	53%	41.543.629	47%	36.840.577	100%	78.384.206

AMORTIZACIÓN DE DEUDA ACTIVOS (CON IMPORTACIÓN)	
DEUDA	31.200.000
LIBOR ¹	2,47%
Comisión ²	2,00%
Tasa Deuda	4,47%
Plazo	10 años
Cuota	3.937.205

Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	31.200.000	3.937.205	1.394.640	2.542.565
2007	28.657.435	3.937.205	1.280.987	2.656.218
2008	26.001.217	3.937.205	1.162.254	2.774.951
2009	23.226.266	3.937.205	1.038.214	2.898.991
2010	20.327.275	3.937.205	908.629	3.028.576
2011	17.298.699	3.937.205	773.252	3.163.953
2012	14.134.745	3.937.205	631.823	3.305.382
2013	10.829.363	3.937.205	484.073	3.453.133
2014	7.376.230	3.937.205	329.717	3.607.488
2015	3.768.742	3.937.205	168.463	3.768.742

1) Tasa de interés (LIBOR) a Julio de 2004.

2) Comisión que cobran los bancos sobre la tasa Libor.

AMORTIZACIÓN DEL CAPITAL DE TRABAJO	
OPTIMISTA	
DEUDA	20.826.401
Cuota	2.628.135

Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	20.826.401	2.628.135	930.940	1.697.195
2007	19.129.206	2.628.135	855.075	1.773.060
2008	17.356.146	2.628.135	775.820	1.852.315
2009	15.503.831	2.628.135	693.021	1.935.114
2010	13.568.717	2.628.135	606.522	2.021.613
2011	11.547.104	2.628.135	516.156	2.111.980
2012	9.435.124	2.628.135	421.750	2.206.385
2013	7.228.739	2.628.135	323.125	2.305.010
2014	4.923.728	2.628.135	220.091	2.408.044
2015	2.515.684	2.628.135	112.451	2.515.684

CONSERVADOR				
DEUDA	20.615.867			
Cuota	2.601.567			
Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	20.615.867	2.601.567	921.529	1.680.038
2007	18.935.829	2.601.567	846.432	1.755.136
2008	17.180.693	2.601.567	767.977	1.833.590
2009	15.347.103	2.601.567	686.015	1.915.552
2010	13.431.551	2.601.567	600.390	2.001.177
2011	11.430.374	2.601.567	510.938	2.090.630
2012	9.339.744	2.601.567	417.487	2.184.081
2013	7.155.664	2.601.567	319.858	2.281.709
2014	4.873.954	2.601.567	217.866	2.383.702
2015	2.490.253	2.601.567	111.314	2.490.253

PESIMISTA					
Deuda		20.682.968			
Cuota		2.610.035			
Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización	
2006	20.682.968	2.610.035	924.529	1.685.506	
2007	18.997.462	2.610.035	849.187	1.760.848	
2008	17.236.613	2.610.035	770.477	1.839.558	
2009	15.397.055	2.610.035	688.248	1.921.787	
2010	13.475.268	2.610.035	602.344	2.007.690	
2011	11.467.578	2.610.035	512.601	2.097.434	
2012	9.370.144	2.610.035	418.845	2.191.190	
2013	7.178.954	2.610.035	320.899	2.289.136	
2014	4.889.818	2.610.035	218.575	2.391.460	
2015	2.498.358	2.610.035	111.677	2.498.358	

AMORTIZACIÓN DE DEUDA (SIN IMPORTACIÓN)	
DEUDA	41.551.198
LIBOR ¹	2,47%
Comisión ²	2,00%
Tasa Deuda	4,47%
Plazo	10 años
Cuota	5.243.449

OPTIMISTA				
Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	41.551.198	5.243.449	1.857.339	3.386.110
2007	38.165.088	5.243.449	1.705.979	3.537.469
2008	34.627.619	5.243.449	1.547.855	3.695.594
2009	30.932.025	5.243.449	1.382.662	3.860.787
2010	27.071.238	5.243.449	1.210.084	4.033.364
2011	23.037.873	5.243.449	1.029.793	4.213.656
2012	18.824.218	5.243.449	841.443	4.402.006
2013	14.422.212	5.243.449	644.673	4.598.776
2014	9.823.436	5.243.449	439.108	4.804.341
2015	5.019.095	5.243.449	224.354	5.019.095

CONSERVADOR	
DEUDA	41.548.548
Cuota	5.243.114

Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	41.548.548	5.243.114	1.857.220	3.385.894
2007	38.162.654	5.243.114	1.705.871	3.537.244
2008	34.625.411	5.243.114	1.547.756	3.695.358
2009	30.930.052	5.243.114	1.382.573	3.860.541
2010	27.069.511	5.243.114	1.210.007	4.033.107
2011	23.036.404	5.243.114	1.029.727	4.213.387
2012	18.823.017	5.243.114	841.389	4.401.725
2013	14.421.292	5.243.114	644.632	4.598.482
2014	9.822.810	5.243.114	439.080	4.804.035
2015	5.018.775	5.243.114	224.339	5.018.775

PESIMISTA	
DEUDA	41.543.629
Cuota	5.242.493

Período	Saldo Deuda	Cuota	Interés	Amortización
2006	41.543.629	5.242.493	1.857.000	3.385.493
2007	38.158.136	5.242.493	1.705.669	3.536.825
2008	34.621.311	5.242.493	1.547.573	3.694.921
2009	30.926.390	5.242.493	1.382.410	3.860.084
2010	27.066.307	5.242.493	1.209.864	4.032.630
2011	23.033.677	5.242.493	1.029.605	4.212.888
2012	18.820.789	5.242.493	841.289	4.401.204
2013	14.419.585	5.242.493	644.555	4.597.938
2014	9.821.647	5.242.493	439.028	4.803.466
2015	5.018.181	5.242.493	224.313	5.018.181

VALOR DE DESECHO	
CON IMPORTACIÓN	
Flujos de Caja en 2015 antes de sumar el valor de desecho	VD 2015
47.489.307	5.142.359
34.560.179	3.409.649
25.425.159	2.185.410
SIN IMPORTACIÓN	
Flujos de Caja en 2015 antes de sumar el valor de desecho	VD 2015
23.001.345	6.964.874
15.988.247	4.065.260
11.033.370	3.488.261

Costos Financieros	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Activos	1.394.640	1.280.987	1.162.254	1.038.214	908.629	773.252	631.823	484.073	329.717	168.463
C.T. (Con Importación)										
Optimista	930.940	855.075	775.820	693.021	606.522	516.156	421.750	323.125	220.091	112.451
Conservador	921.529	846.432	767.977	686.015	600.390	510.938	417.487	319.858	217.866	111.314
Pesimista	924.529	849.187	770.477	688.248	602.344	512.601	418.845	320.899	218.575	111.677
Activos + C.T. (Sin Importación)										
Optimista	1.857.339	1.705.979	1.547.855	1.382.662	1.210.084	1.029.793	841.443	644.673	439.108	224.354
Conservador	1.857.220	1.705.871	1.547.756	1.382.573	1.210.007	1.029.727	841.389	644.632	439.080	224.339
Pesimista	1.857.000	1.705.669	1.547.573	1.382.410	1.209.864	1.029.605	841.289	644.555	439.028	224.313
Costos Financieros x TM										
Activos										
Optimista	2,14	1,87	1,62	1,38	1,15	0,93	0,72	0,53	0,34	0,17
Conservador	2,27	2,04	1,81	1,58	1,36	1,13	0,90	0,68	0,45	0,23
Pesimista	2,53	2,57	2,28	1,99	1,71	1,51	1,21	0,91	0,61	0,30
C.T. (Con Importación)										
Optimista	1,43	1,25	1,08	0,92	0,77	0,62	0,48	0,35	0,23	0,11
Conservador	1,50	1,35	1,20	1,05	0,90	0,75	0,60	0,45	0,30	0,15
Pesimista	1,68	1,70	1,51	1,32	1,13	1,00	0,80	0,60	0,40	0,20
Activos + C.T. (Sin Importación)										
Optimista	2,85	2,50	2,16	1,84	1,53	1,24	0,96	0,70	0,46	0,22
Conservador	3,02	2,71	2,41	2,11	1,81	1,51	1,20	0,90	0,60	0,30
Pesimista	3,37	3,42	3,04	2,65	2,28	2,01	1,61	1,21	0,81	0,40
Amortización Activos	2.542.565	2.656.218	2.774.951	2.898.991	3.028.576	3.163.953	3.305.382	3.453.133	3.607.488	3.768.742
Amortización Deuda C.T. Con Importación										
Optimista	1.697.195	1.773.060	1.852.315	1.935.114	2.021.613	2.111.980	2.206.385	2.305.010	2.408.044	2.515.684
Conservador	1.680.038	1.755.136	1.833.590	1.915.552	2.001.177	2.090.630	2.184.081	2.281.709	2.383.702	2.490.253
Pesimista	1.685.506	1.760.848	1.839.558	1.921.787	2.007.690	2.097.434	2.191.190	2.289.136	2.391.460	2.498.358
Amortización Activos + C.T. Sin Importación										
Optimista	3.386.110	3.537.469	3.695.594	3.860.787	4.033.364	4.213.656	4.402.006	4.598.776	4.804.341	5.019.095
Conservador	3.385.894	3.537.244	3.695.358	3.860.541	4.033.107	4.213.387	4.401.725	4.598.482	4.804.035	5.018.775
Pesimista	3.385.493	3.536.825	3.694.921	3.860.084	4.032.630	4.212.888	4.401.204	4.597.938	4.803.466	5.018.181

FLUJO DE CAJA DEL ALMACENAMIENTO TERRESTRE DE GLP CON IMPORTACIÓN

CONCEPTO		AÑOS		2005	2006	2007	2008	2009	2010
		0	1	2	3	4	5		
1.- Ingresos del proyecto									
1 ^{ER} Escenario (O)					321.153.767	337.211.456	354.072.029	371.775.630	390.364.412
2 ^{DO} Escenario (C)					303.794.875	310.244.044	316.830.120	323.556.010	330.424.682
3 ^{ER} Escenario (P)					271.571.216	246.342.326	251.571.852	256.912.395	262.366.310
2.- Egresos Totales (MENOS)									
O					256.081.196	268.885.255	282.329.518	296.445.994	311.268.294
C					242.239.583	247.382.013	252.633.611	257.996.693	263.473.626
P					217.294.657	198.656.524	202.519.897	206.465.284	210.494.427
2.1.- Costos de Importación					3.234.458	3.339.408	3.448.818	3.562.883	3.681.811
O					3.173.628	3.244.907	3.318.313	3.393.910	3.471.767
C					3.060.708	3.020.980	3.089.631	3.160.374	3.233.273
P					533.000	551.655	570.963	590.947	611.630
2.2.- Costos de Operación									
2.3.- Gastos de Administración									
2.4.- Gastos Generales									
2.4.1.- Valor libro									
2.4.1.- Amortización Intangibles					50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
2.4.2.- Depreciación					9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000
2.4.3.- Seguros, Impuestos, etc.					1.030.800	1.066.878	1.104.219	1.142.866	1.182.867
2.5.- Costos Financieros									
O					930.940	855.075	775.820	693.021	606.522
C					921.529	846.432	767.977	686.015	600.390
P					924.529	849.187	770.477	688.248	602.344
2.5.1.- Intereses del C.T.									
2.5.2.- Intereses del préstamo					1.394.640	1.280.987	1.162.254	1.038.214	908.629
O					48.383.734	51.667.197	55.115.437	58.736.705	62.539.660
C					44.936.694	46.306.171	47.707.784	49.142.365	50.610.773
P					37.767.882	31.351.115	32.789.412	34.261.461	35.768.140
3.- Utilidad Bruta									
4.- Impuestos y part. Trabajadores									
O					7.257.560	7.750.080	8.267.316	8.810.506	9.380.949
C					6.740.504	6.945.926	7.156.168	7.371.355	7.591.616
P			15%		5.665.182	4.702.667	4.918.412	5.139.219	5.365.221
O					12.095.933	12.916.799	13.778.859	14.684.176	15.634.915
C					11.234.174	11.576.543	11.926.946	12.285.591	12.652.693
P			25%		9.441.971	7.837.779	8.197.353	8.565.365	8.942.035

	O		29.030.240	31.000.318	33.069.262	35.242.023	37.523.796
	C		26.962.017	27.783.703	28.624.670	29.485.419	30.366.464
5.- Utilidad Neta	P		22.660.729	18.810.669	19.673.647	20.556.877	21.460.884
6.- Ajust. gastos no desembolizables							
6.1.- Amortización Intangibles			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
6.2.- Depreciación			9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000
7.- Valor libro							
	O	52.026.401					
	C	51.815.867					
8.- Préstamo	P	51.882.968					
	O		-1.697.195	-1.773.060	-1.852.315	-1.935.114	-2.021.613
	C		-1.680.038	-1.755.136	-1.833.590	-1.915.552	-2.001.177
8.1.- Amortización C.T.	P		-1.685.506	-1.760.848	-1.839.558	-1.921.787	-2.007.690
8.2.- Amortización Activos			-2.542.565	-2.656.218	-2.774.951	-2.898.991	-3.028.576
9.- Inversión							
9.1.- Inversión Inicial		-78.000.000					
9.2.- Inversión en reemplazo							
	O	-52.066.002					
	C	-51.539.667					
9.3.- Inversión en capital de trabajo	P	-51.707.420					
	O						
	C						
10.- Valor de deshecho	P						
	O	-78.039.601	36.898.045	38.792.258	40.781.947	42.871.909	45.067.183
	C	-77.723.800	34.846.979	35.593.567	36.356.080	37.134.867	37.930.287
Flujo de Caja	P	-77.824.452	30.540.223	26.614.821	27.399.089	28.200.090	29.018.193

	OPTIMISTA	CONSERVADOR	PESIMISTA
VA	155.019.808	132.983.888	100.964.202
VAN	76.980.207	55.260.088	23.139.750
TIR	50,11%	44,43%	33,10%

2011	2012	2013	2014	2015
6	7	8	9	10
409.882.632	430.376.764	451.895.602	474.490.382	498.214.901
337.439.167	344.602.561	351.918.024	359.388.785	367.018.140
252.210.578	257.564.679	263.032.442	268.616.277	274.318.651
326.831.708	343.173.294	360.331.958	378.348.556	397.265.984
269.066.828	274.778.766	280.611.960	286.568.986	292.652.472
202.991.762	206.947.167	210.986.539	215.111.662	219.324.356
3.805.814	3.935.119	4.069.960	4.210.582	4.357.243
3.551.954	3.634.545	3.719.614	3.807.238	3.897.497
3.253.292	3.329.543	3.408.137	3.489.149	3.572.655
633.037	655.193	678.125	701.859	726.424
3.840.000				
10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137
1.224.267	1.267.116	1.311.465	1.357.367	1.404.875
516.156	421.750	323.125	220.091	112.451
510.938	417.487	319.858	217.866	111.314
512.601	418.845	320.899	218.575	111.677
773.252	631.823	484.073	329.717	168.463
61.543.261	69.577.331	73.981.759	78.607.072	83.464.323
47.123.754	52.502.494	54.077.791	55.690.614	57.341.957
28.267.229	33.599.854	35.128.066	36.692.811	38.295.064
9.231.489	10.436.600	11.097.264	11.791.061	12.519.649
7.068.563	7.875.374	8.111.669	8.353.592	8.601.294
4.240.084	5.039.978	5.269.210	5.503.922	5.744.260
15.385.815	17.394.333	18.495.440	19.651.768	20.866.081
11.780.939	13.125.623	13.519.448	13.922.653	14.335.489
7.066.807	8.399.964	8.782.017	9.173.203	9.573.766

36.925.956	41.746.398	44.389.055	47.164.243	50.078.594
28.274.253	31.501.496	32.446.675	33.414.368	34.405.174
16.960.337	20.159.913	21.076.840	22.015.687	22.977.038
10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137
3.840.000				
-2.111.980	-2.206.385	-2.305.010	-2.408.044	-2.515.684
-2.090.630	-2.184.081	-2.281.709	-2.383.702	-2.490.253
-2.097.434	-2.191.190	-2.289.136	-2.391.460	-2.498.358
-3.163.953	-3.305.382	-3.453.133	-3.607.488	-3.768.742
-22.672.121				
				5.142.359
				3.409.649
				2.185.410
26.696.993	50.255.151	52.799.182	55.471.336	63.420.407
18.066.640	40.032.553	40.880.103	41.745.804	46.039.708
6.745.920	28.683.861	29.502.842	30.339.364	33.379.227

FLUJO DE CAJA DEL ALMACENAMIENTO TERRESTRE DE GLP SIN IMPORTACIÓN

AÑOS			2005	2006	2007	2008	2009	2010
CONCEPTO			0	1	2	3	4	5
1.- Ingresos del proyecto								
1 ^{ER} Escenario (O)				22.295.396	24.229.522	26.331.433	28.615.685	31.098.095
2 ^{DO} Escenario (C)				21.090.293	22.291.843	23.561.847	24.904.206	26.323.041
3 ^{ER} Escenario (P)				18.853.236	17.700.338	18.708.756	19.774.626	20.901.220
2.- Egresos Totales								
O				3.234.458	3.339.408	3.448.818	3.562.883	3.681.811
C				3.173.628	3.244.907	3.318.313	3.393.910	3.471.767
P				3.060.708	3.020.980	3.089.631	3.160.374	3.233.273
2.2.- Costos de Operación								
2.3.- Gastos de Administración				533.000	551.655	570.963	590.947	611.630
2.4.- Gastos Generales								
2.4.1.- Valor libro								
2.4.1.- Amortización Intangibles				50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
2.4.2.- Depreciación				9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000
2.4.3.- Seguros, Impuestos, etc.				1.030.800	1.066.878	1.104.219	1.142.866	1.182.867
2.5.- Costos Financieros								
O				1.857.339	1.705.979	1.547.855	1.382.662	1.210.084
C				1.857.220	1.705.871	1.547.756	1.382.573	1.210.007
P				1.857.000	1.705.669	1.547.573	1.382.410	1.209.864
2.5.1.- Intereses del préstamo								
O				6.074.800	8.000.601	10.094.579	12.371.327	14.846.704
C				4.930.645	6.157.532	7.455.597	8.828.910	10.281.770
P				2.806.728	1.790.156	2.831.371	3.933.029	5.098.586
3.- Utilidad Bruta								
4.- Impuestos y part. Trabajadores								
O				911.220	1.200.090	1.514.187	1.855.699	2.227.006
C				739.597	923.630	1.118.340	1.324.336	1.542.266
P				421.009	268.523	424.706	589.954	764.788
4.1.- Participación Trabajadores			15%					
O				1.518.700	2.000.150	2.523.645	3.092.832	3.711.676
C				1.232.661	1.539.383	1.863.899	2.207.227	2.570.443
P			25%					
4.2.- Impuesto a la Renta				701.682	447.539	707.843	983.257	1.274.647

	O		3.644.880	4.800.361	6.056.747	7.422.796	8.908.022
	C		2.958.387	3.694.519	4.473.358	5.297.346	6.169.062
5.- Utilidad Neta	P		1.684.037	1.074.094	1.698.822	2.359.818	3.059.152
6.- Ajust. gastos no desembolzables							
6.1.- Amortización Intangibles			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
6.2.- Depreciación			9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000	9.515.000
	O	41.551.198					
	C	41.548.548					
	P	41.543.629					
7.- Préstamo							
	O		-3.386.110	-3.537.469	-3.695.594	-3.860.787	-4.033.364
	C		-3.385.894	-3.537.244	-3.695.358	-3.860.541	-4.033.107
7.1.- Amortización deuda (menos)	P		-3.385.493	-3.536.825	-3.694.921	-3.860.084	-4.032.630
8.- Valor Libro							
9.- Inversión							
9.1.- Inversión Inicial		-78.000.000					
9.2.- Inversión en reemplazo							
	O	-398.487					
	C	-393.487					
9.3.- Inversión en capital de trabajo	P	-384.206					
	O						
	C						
10.- Valor de deshecho	P						
	O	-36.847.289	9.823.770	10.827.892	11.926.153	13.127.009	14.439.658
	C	-36.844.939	9.137.493	9.722.276	10.343.000	11.001.805	11.700.955
Flujo de Caja	P	-36.840.577	7.863.543	7.102.269	7.568.902	8.064.734	8.591.522

	OPTIMISTA	CONSERVADOR	PESIMISTA
VA	72.147.243	55.889.526	38.073.811
VAN	35.299.954	19.044.587	1.233.234
TIR	29,59%	23,09%	13,19%

2011	2012	2013	2014	2015
6	7	8	9	10
33.795.855	36.727.645	39.913.769	43.376.288	47.139.181
27.822.709	29.407.816	31.083.229	32.854.094	34.725.847
20.795.397	21.980.146	23.232.393	24.555.982	25.954.978
3.805.814	3.935.119	4.069.960	4.210.582	4.357.243
3.551.954	3.634.545	3.719.614	3.807.238	3.897.497
3.253.292	3.329.543	3.408.137	3.489.149	3.572.655
633.037	655.193	678.125	701.859	726.424
3.840.000				
10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137
1.224.267	1.267.116	1.311.465	1.357.367	1.404.875
1.029.793	841.443	644.673	439.108	224.354
1.029.727	841.389	644.632	439.080	224.339
1.029.605	841.289	644.555	439.028	224.313
12.547.806	19.313.637	22.494.408	25.952.235	29.711.148
6.828.586	12.294.435	14.014.256	15.833.413	17.757.574
100.058	5.171.867	6.474.973	7.853.442	9.311.573
1.882.171	2.897.046	3.374.161	3.892.835	4.456.672
1.024.288	1.844.165	2.102.138	2.375.012	2.663.636
15.009	775.780	971.246	1.178.016	1.396.736
3.136.952	4.828.409	5.623.602	6.488.059	7.427.787
1.707.146	3.073.609	3.503.564	3.958.353	4.439.394
25.015	1.292.967	1.618.743	1.963.360	2.327.893

7.528.684	11.588.182	13.496.645	15.571.341	17.826.689
4.097.152	7.376.661	8.408.554	9.500.048	10.654.545
60.035	3.103.120	3.884.984	4.712.065	5.586.944
10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137	10.715.137
-4.213.656	-4.402.006	-4.598.776	-4.804.341	-5.019.095
-4.213.387	-4.401.725	-4.598.482	-4.804.035	-5.018.775
-4.212.888	-4.401.204	-4.597.938	-4.803.466	-5.018.181
3.840.000				
-22.672.121				
				6.964.874
				4.065.260
				3.488.261
-4.801.955	17.901.313	19.613.007	21.482.137	30.487.605
-6.233.219	13.690.073	14.525.209	15.411.151	20.416.167
-12.269.837	9.417.054	10.002.183	10.623.737	14.772.162

ANEXO 12

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA VARIABLE PRECIO DEL PLATT'S

Precio	TIR			VAN (millones USD)			Variaciones						
	Optimista	Conservador	Pesimista	Optimista	Conservador	Pesimista	Precio	TIR (O)	TIR (C)	TIR (P)	VAN (O)	VAN (C)	VAN (P)
364,51	50,11%	44,43%	33,10%	76,9	55,3	23,1							
sube 30 USD	51,78%	45,63%	34,20%	84,1	60,5	26,7	8%	3,3%	2,7%	3,3%	9,4%	9,4%	15,6%
cae 30 USD	48,36%	43,14%	31,93%	69,8	50,1	19,6	-8%	-3,5%	-2,9%	-3,5%	-9,2%	-9,4%	-15,2%
sube 60 USD	53,36%	46,76%	35,23%	91,3	65,7	30,3	16%	6,5%	5,2%	6,4%	18,7%	18,8%	31,2%
cae 60 USD	46,50%	41,77%	30,67%	62,7	44,9	15,9	-16%	-7,2%	-6,0%	-7,3%	-18,5%	-18,8%	-31,2%
sube 100 USD	55,35%	48,16%	36,50%	100,8	72,6	35,1	27%	10,5%	8,4%	10,3%	31,1%	31,3%	51,9%
cae 100 USD	43,86%	39,77%	28,84%	53,2	37,9	11,2	-27%	-12,5%	-10,5%	-12,9%	-30,8%	-31,5%	-51,5%
sube 150 USD	57,67%	49,76%	37,95%	112,7	81,3	41,0	41%	15,1%	12,0%	14,7%	46,6%	47,0%	77,5%
cae 150 USD	40,24%	36,96%	26,26%	41,3	29,3	5,3	-41%	-19,7%	-16,8%	-20,7%	-46,3%	-47,0%	-77,1%
sube 194,23 USD	59,58%	51,06%	39,13%	123,2	88,9	46,3	53%	18,9%	14,9%	18,2%	60,2%	60,8%	100,4%
cae 194,23 USD	36,69%	34,14%	23,65%	30,7	21,6	0	-53%	-26,8%	-23,2%	-28,5%	-60,1%	-60,9%	-100,0%

PRECIO QUE DA COMO RESULTADO VAN = 0, EN EL ESCENARIO PESIMISTA.

USD \$ 170,28097

FUENTES PARA LA REALIZACIÓN DE LA TESIS

BIBLIOGRAFÍA.-

1. Asociación de Profesionales de Petroecuador (APPE), Foro Impacto del Ingreso Petrolero en el presupuesto general del Estado, Junio 2004.
2. Asociación de Profesionales de Petroecuador (APPE), Panorama 2004, Enero 2004.
3. Banco Central del Ecuador, Información Estadística Mensual, N° 1.829, Julio 31 de 2004.
4. Ciro Izarra, ex Gerente de Comercio Internacional de Crudo en PDVSA, conferencia sobre el diferencial, 12 Agosto de 2004.
5. Decreto Ejecutivo N° 17, Registro Oficial N° 14, 04 Febrero de 2003.
6. Decreto Ejecutivo N° 1215, Registro Oficial N° 265, 13 Febrero de 2001.
7. Diario El Comercio.
 - El petróleo sigue siendo el negocio más destacado en América Latina.
 - El alza de los precios de crudo puede mermar pero no descarrilar la economía mundial.
 - ¿Será capaz la OPEP de frenar los precios del crudo?.

- Aguilar Emilio, Presidente de la cámara marítima del Ecuador.
- El diferencial para Julio será el del mercado.
- Petroproducción en busca de un área definida.
- Espinosa Ramón, Consultar del BID y del CAF.
- La importación de derivados afecta las cifras de Petroecuador.
- Déficit de importación de derivados de 508.5 millones.
- Una central térmica bajará los costos petroleros.

8. Diario Hoy.

- Importación de derivados.
- Petroindustrial recuperará gas en la amazonía.

9. Diario El Universo.

- Ordenanza Municipal.

10. Dr. Martínez Estrada Alejandro, Problemas Neoeconómicos y Políticos del Ecuador

11. Dr. Aráuz Luis Alberto, Visión Histórica Petrolera.

12. Ediciones Peralta, Ecuador y su realidad.

13. Fernando Zavala, Ingeniero Mecánico, Pro forma para la inversión del proyecto.

14. Informes Estadísticos ASOGAS.
15. Informes Estadísticos Petroecuador.
16. Ley de Hidrocarburos. Actualizada 2004.
17. Mejia Pedro E, La Industria del Petróleo en Venezuela.
18. Nassir y Reinaldo Sapag Chain, Preparación y Evaluación de Proyectos, Cuarta Edición, 2003.
19. Naviera Panamericana S.A.C., José Savaleta, Proyecto GLP, Miércoles 30 de Abril de 2003.
20. Nelson Gutiérrez, Conferencia sobre el Gas en el Observatorio de la Política Fiscal, 16 de Septiembre de 2004.
21. Petrocomercial, Folleto de difusión, Productos Ofertados al Mercado, 2004.
22. Petroecuador, 25 años de actividad hidrocarburífera, Informe estadístico 1971 – 2001.
23. Petroecuador, Abastecedora Regional Norte, Precios Platt's semanales del GLP, a Septiembre 2004.

24. Petroecuador, Centro de Estudios y Análisis (CEA).
25. Petroecuador, Petróleo en el Ecuador, Julio de 2004.
26. Render y Heizer, Principios de Administración de Operaciones, Primera edición, 1996.
27. Revista Líderes.
28. Registro Oficial N° 575, Martes 14 de Mayo de 2002.
29. Revista Oil & Gas Journal Vol. 97, N° 51.
30. Revista Petróleo XXI, Año 03-N°35/NOV.DIC.2003.
 - Pareja Jorge, Ideas para el sector petrolero estatal.
31. Ross y Westerfield, Finanzas Corporativas, Quinta Edición, 2003.
32. Samuelson y Nordhaus, Economía, Decimosexta edición, 1999.
33. Zurita Valdivieso, Tesis para Doctorado en Jurisprudencia, Régimen Legal aplicable a la comercialización de los derivados del petróleo y de Gas Licuado de Petróleo dentro de la modernización del Estado Ecuatoriano.

ENTREVISTAS REALIZADAS.-

1. Alfonso Echeverría, Gerente General de OIL TRANSPORT, Experto en importación de derivados, Entrevista personal realizada en Julio 2004.
2. Ellio Delle-Vigne, Director Comercial de AGIPgas, Entrevista personal realizada en Mayo 2004.
3. Ernesto Grijalva, Ex Gerente de Petrocomercial, Entrevista personal realizada en Mayo 2004.
4. Fausto Robalino, Presidente APPE, Entrevista personal realizada en Mayo 2004.
5. Laura de Nájera, Presidenta de ASOGAS, Entrevista personal realizada en Mayo 2004. A
6. Laura de Nájera, Presidenta de ASOGAS, Entrevista personal realizada en Mayo 2004. B
7. Luis Bacigalupo, Ex – Miembro del Consejo de Administración (CAD), Experto en refinación, Entrevista personal realizada en Julio de 2004.

8. Luis Román, Ex Presidente Ejecutivo de Petroecuador, Entrevista personal realizada en Mayo 2004.

9. René Ortiz, Presidente de Asociación de Empresas Privadas Petroleras, Entrevista personal realizada en Mayo 2004.

ARTÍCULOS DE INTERNET.-

1. www.auvasa.es/glp.htm
 - Gas Licuado de Petróleo.

2. <http://ro.unctad.org>
 - Gas Natural.
 - Reservas de Gas Natural.

3. www.ing.puc.cl/power/alumno02/gasmarket/3.1.htm

4. www.informarine.com
 - Informe LNG.

5. www.pacocostas.com/not1125.html
 - Gas Natural.

6. www.eldiario.cl/shnoticia=2037
 - Consumo de gas doméstico.

7. www.empresario.com.co/autogasglp/04p.html
 - Consumo del GLP en el mundo.
 - Producción del GLP en el mundo.

8. www.menergía.gov.ec
 - El mercado del Gas Licuado de Petróleo en Ecuador.

9. www.olade.org.ec/DocumentosEInformes/Documentos/Capitulo4.pdf

- El gas natural en América Central

10. www.eia.doe.gov

- Precios Internacionales del petróleo 1970-2003.

11. www.petroecuador.com.ec

- Petroindustrial, Capítulo Refinerías.

12. www.bce.fin.ec

- Aporte del petróleo en el PIB.

13. www.gaspetro.com

- Gas en el mundo.
- Gas Asociado.

14. www.tierramerica.net

- El Gas Natural.

Glosario

API.- American Petroleum Institute, el cual determina la calidad y especificación del crudo. El crudo liviano tiene una gravedad superior a los 29 grados, los medios entre 22 y 29 grados y los pesados entre los 10 y 22 grados API.

Argus.- Publicaciones de precios de compradores de crudo y de sus derivados.

Auto tanques.- transporte de derivados de petróleo vía terrestre, a través de esta red se movilizan diariamente 100.000 barriles de diversos productos.

Barcos Alijadores.- Son aquellos que son utilizados para entregas parciales del GLP desde el buque nodriza has el terminal de El Salitral.

BDP.- Barriles diarios de petróleo.

Bombas Booster.- Son bombas utilizadas para impulsar el transporte del GLP vía tubería desde un lugar a otro.

BPDO.- barriles de petróleo días de operación, son 330 días en el año de operación ya que las refinerías necesitan de mantenimiento en los días restantes del año.

BPDC.- barriles de petróleo días calendario, para cálculos se toma 360 días.

Cabotaje.- Se denomina así al transporte por vía marina, es decir se lo hace a través de buque-tanques entre puertos, en un mismo país.

Cadenas de Izaje.- Son cadenas utilizadas para el levantamiento de las mangueras que se empatan con el tubo del barco, para transportar el GLP.

DWT.- Medida de volumen que indica el peso de la carga del buque tanque más el peso del buque tanque.

FLOPEC.- Es la flota petrolera ecuatoriana para transporte marítimo internacional, creada por capitales ecuatorianos y japoneses.

Gasoducto.- transporte del GLP vía tubería.

Gas asociado.- es el que se extrae junto con el petróleo crudo, contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.

Gas Licuado de Petróleo.- Mezcla de Propano y Butano; en Ecuador las especificaciones son 70% y 30% respectivamente.

Gas Natural.- es la segunda fuente de energía después del petróleo y es considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios y más respetuosos con el medio ambiente. En nuestro país se lo utiliza para la generación de energía.

Gas no asociado.- el cual se encuentra en depósitos que contienen únicamente gas natural, y generalmente contiene 95% de metano y lo restante propano.

OCP.- Oleoducto para crudos pesados, este es un oleoducto privado, que será revertido al Estado luego de su amortización y después de 20 años de Operación. Tiene aproximadamente 500 kilómetros de longitud que va desde Nueva Loja (Lago Agrio) hasta el terminal marítimo de Balao.

Oleoductos.- transporte de petróleo vía tubería.

OPEP.- Organización de países exportadores de Petróleo.

OTA.- Oleoducto Transandino, perteneciente a ECOPETROL (Petrolera estatal colombiana), por donde transporta un crudo de 28 grados API. Tiene una extensión de 360 kilómetros y Petroecuador traslada entre 45 y 60 mil barriles de crudo liviano.

Platt's.- es un precio de negociación de los derivados del petróleo en el extranjero y puede ser base Nueva York o base Costa del Golfo, mas un diferencial o castigo que ponen los exportadores de derivados donde está incluido el transporte marítimo y ciertos rubros adicionales.

Poliductos.- Transporte para los combustibles, el termino "poli" se aplica porque se llevan diferentes tipos de productos. Ejemplo: gasolina, diesel, GLP.

Refinerías.- Donde se procesa la materia prima (petróleo), para obtener productos como, gasolinas, nafta, gas doméstico, avgas, etc.

Región o zona Norte.- Distribución de GLP en las provincias de Tungurahua, Cotopaxi, Pichincha, Imbabura, Carchi, Esmeraldas, Sucumbios, Napo, Pastaza y Orellana.

Región o zona Sur.- Manabí, Los Ríos, Guayas, El Oro, Loja, Azuay, Cañar, Chimborazo, Bolívar, Morona Santiago, Zamora Chinchipe y Galápagos.

Residuo.- Es lo que queda de los procesos de refinado de las refinerías.

Reversión.- Cuando una tubería de transporte de crudo y/o derivado, está diseñada para enviar crudo y/o derivado desde el buque hasta el terminal petrolero como también desde el terminal petrolero hasta el buque.

SOTE.- Sistema de Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte instalada de 390.000 barriles diarios y 497,7 kilómetros de extensión y atraviesa por 3 regiones naturales de nuestro país: Amazonía, Sierra y Costa.

Transporte del GLP a granel.- Transporte en tanqueros para la distribución del GLP al sector industrial.

TM. - Tonelada Métrica, unidad de medida de volumen, es la que se utiliza para medir el volumen del GLP.