



Facultad de Economía

Tema: DESARROLLO DE LA EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL EN ECUADOR

**Trabajo de titulación que se presenta
como requisito para el título de
Economista**

Autor: Jorge Roberto Lafebre Suárez

Tutor: Rodrigo Calderón

Jueves, 27 Enero de 2011

Dedicatoria

Este trabajo fue hecho por Jehová usándome como su instrumento, por lo tanto para el toda la gloria del mismo.

Está dedicado para mi esposa Andrea que ha pasado junto a mí en todo momento entregando su total apoyo incondicional, a mi madre y su responsabilidad en mi etapa educativa quien ha esperado este día desde que nací, y finalmente para mis amigos que me alentaron a terminarlo.

A los profesores de la Universidad quienes fueron parte importante en mi formación académica.

También quiero agradecer a las personas de las distintas instituciones públicas como Banco Central de Ecuador, Petroecuador y privadas como Repsol, Agip, PDVSA, que me proporcionaron los datos necesarios para la ejecución del mismo.

Índice General

1.	Consideraciones Generales.....	1
1.1	Introducción	1
1.1.1	Planteamiento del problema	1
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objetivo General	2
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Delimitación del objeto a investigar	2
1.4	Justificación	3
1.5	Fuentes de información	3
1.5.1	PETROECUADOR y PETROCOMERCIAL,	4
1.5.2	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (DNH),	4
1.5.3	BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE),	5
1.5.4	ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE),	5
1.6	Acrónimos	7
1.7	Abreviaturas	8
1.8	Factores de Conversión.....	9
1.8.1	Factores de Conversión Usados por los países miembros de la OLADE.....	9
1.9	Tabla 1.....	9
1.9.1	Tabla de Conversiones para unidades energéticas.....	10
1.10	Tabla 2	10
2	Gas.....	11
2.1	Gas Natural.....	11
2.1.1	Estructura de Mercado.....	13
2.1.2	Producción de Gas Natural	13
2.2	Gas Licuado de Petróleo, GLP	17
2.2.1	Aspecto	18
2.2.2	Densidad.....	18
2.2.3	Usos	18
3	Gas Natural en Ecuador	20
3.1	Historia del Gas Natural en Ecuador	20

3.2	Producción de Gas Natural en Ecuador.....	21
3.3	Gráfico 1.....	22
3.4	Producción Nacional de GLP.....	22
3.4.1	Ecuación 1	23
3.4.2	Producción de GLP de la Refinería de Esmeraldas.....	23
3.5	Gráfico 2.....	24
3.5.1	Producción de GLP de la Refinería La Libertad.....	25
3.6	Gráfico 3.....	26
3.6.1	Complejo Industrial de Shushufindi.....	27
3.7	Gráfico 4.....	28
3.8	Gráfico 5.....	29
3.9	Gráfico 6.....	29
3.10	Importación de GLP	31
3.11	Tabla 3	32
3.11.1	Ecuación 2	32
3.11.2	Ecuación 3	32
3.12	Gráfico 7.....	33
3.13	Grafico 8.....	34
3.14	Oferta Nacional de GLP.....	35
3.14.1	Ecuación 4	35
3.15	Grafico 9.....	36
4	Gas No aprovechado en Ecuador.....	36
4.1.1	Ecuación 5	36
4.2	Grafico 10	37
5	Alternativas para el uso del gas no aprovechado en Ecuador	38
5.1	Licuefacción, Almacenaje.....	38
5.1.1	Costos para instalación de planta de licuefacción y almacenaje	39
5.2	Tabla 4.....	40
5.3	Tabla 5.....	40
5.4	Tabla 6.....	42
5.4.1	Ecuación 6	42
5.4.2	Exportación de GNL.....	42

5.5	Grafico 11	44
5.6	Tabla 7.....	45
5.6.1	Costos para exportación de GNL.....	45
5.7	Tabla 8.....	46
5.7.1	Ecuación 7	46
5.7.2	Ecuación 8	47
5.7.3	Generación eléctrica con GN	48
5.7.4	Gastos para creación de centrales termoeléctricas con GN.....	48
5.8	Tabla 9.....	49
5.8.1	Ecuación 9	49
6	Gasto total en el Proyecto de uso del GN	49
6.1.1	Ecuación 10	50
7	Estructura de Costos y Cadena de Valor del GNL.....	50
7.1	Exploración y Producción.....	50
7.2	Licuefacción.....	51
7.3	Transporte.....	51
7.4	Regasificación y Almacenamiento	51
7.5	Ecuación 11	52
7.6	Proyecciones hasta el año 2020	53
7.7	Grafico 12	53
7.8	Tabla 10	54
7.9	Tabla 11	54
7.10	Condiciones para la Inversión	54
8	Conclusiones.....	58
9	Recomendaciones.....	59
10	Bibliografía.....	60
11	ANEXOS	64

Índice de Cuadros

1.10 Tabla 1.....	9
1.11 Tabla 2.....	10
3.11 Tabla 3.....	32
5.2 Tabla 4.....	40
5.3 Tabla 5.....	40
5.4 Tabla 6.....	42
5.6 Tabla 7.....	45
5.7 Tabla 8.....	46
5.8 Tabla 9.....	49
7.8 Tabla 10.....	54
7.9 Tabla 11.....	54

Índice de Gráficos

3.3 Gráfico 1.....	22
3.5 Gráfico 2.....	24
3.6 Gráfico 3.....	26
3.7 Gráfico 4.....	28
3.8 Gráfico 5.....	29
3.9 Gráfico 6.....	29
3.12 Gráfico 7.....	33
3.13 Grafico 8.....	34
3.15 Grafico 9.....	36
4.2 Grafico 10.....	37
5.5 Grafico 11.....	44
7.7 Grafico 12.....	53

Resumen

El presente trabajo fue desarrollado como un informe preliminar para que un inversionista en el área de GN se interese en invertir en Ecuador o para ser fuente de nuevos estudios acerca de explotación de GN, sean los mismos de pre factibilidad o factibilidad.

Para el presente estudio se usaron fuentes secundarias en su mayoría, con datos estadísticos de Petroproducción para evaluar cuantitativamente lo que ha perdido el estado ecuatoriano al desperdiciar GN en términos de volumen y términos monetarios actuales.

Si el Ecuador tuviese un marco jurídico adecuado para las inversiones a largo plazo el negocio del GN sería rentable para las grandes empresas hidrocarburíferas del planeta con una TIR del 47%, o para inversiones en el sector de la generación eléctrica.

1. Consideraciones Generales

1.1 Introducción

Esta tesina está considerada dentro de un nivel de informe preliminar, sin pretender ser considerada como un estudio de pre factibilidad o factibilidad.

El gas natural tanto como el petróleo, es un recurso natural no renovable el cual disponen pocos países en el mundo, el gas natural es uno de los mayores bienes económicos que dispone el Ecuador, las sociedades, hoy en día demandan grandes cantidades de energía, una de las alternativas al petróleo es el GLP, y GN por sus innumerables usos podría ser aprovechado de mejor manera ya que es menos contaminante que el carbón y no genera desperdicios poco degradables como la energía atómica.

El Ecuador año a año ha venido desperdiciando GN formado en su mayoría por metano, el cual es un combustible que puede ser usado de la misma forma aunque con un menor poder calórico pero más abundante, menos contaminante que el GLP, Diesel.

Lo que se trata en este trabajo es demostrar cuanto ha perdido y cuanto podría ganar el país explotando el GN.

1.1.1 Planteamiento del problema

El constante incremento de la demanda de recursos energéticos de bajo costo y contaminación tanto a nivel local como internacional. Pone al Ecuador en la necesidad de buscar fuentes de energía alternativas. En el ámbito de hidrocarburos el Ecuador es el séptimo productor de gas natural en Latinoamérica.

Este método de cálculo se lo expone para poder cuantificar en términos monetarios las pérdidas que el estado tiene al subsidiar, al ventear o al quemar el gas en lugar de procesarlo para el consumo, exportarlo o usarlo como combustible para generación eléctrica.

El gas natural es una fuente alternativa de generación eléctrica, barata y menos contaminante, en el caso del Ecuador se lo desperdicia lanzándolo al ambiente (gas venteado) o quemándolo en las torres para extracción de petróleo. También se lo podría usar para cubrir la demanda de otros países tratando de optimizar todo el recurso natural ya que no es renovable.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Determinar el precio del gas venteado, cuánto podría beneficiar o perjudicar económicamente si se lo explota en su totalidad

1.2.2 Objetivos específicos

1.2.2.1 Comprobar si mediante aumento de la oferta de gas en el mercado ecuatoriano se puede reducir el precio eliminando el subsidio al gas.

1.2.2.2 Comprobar si el excedente de gas no usado en el Ecuador sería un negocio rentable para los inversionistas vendiéndolo a empresas que lo hagan llegar al consumidor final de otros países.

1.3 Delimitación del objeto a investigar

Esta investigación solo se va a encargar del análisis preliminar de viabilidad de poder explotar adecuadamente el gas natural sobretodo el Gas venteado y el gas quemado en los complejos hidrocarburíferos del Ecuador. Basado en las estadísticas desde el año 1976 al año 2006 del la dirección nacional de hidrocarburos, Petroecuador, y Banco Central del Ecuador.

1.4 Justificación

La limitada capacidad de almacenamiento de gas para su tratamiento es el principal problema al que se enfrentan los gobiernos en el país, la construcción de centros de almacenamiento o la fomentación de acuerdos con los países vecinos para una integración energética, construyendo redes de gasoductos, buscando países que deseen llevarse el gas no consumido y entregárselos en puertos adaptados para que puedan llegar buques de gran calado.

Otro de los problemas a los que se enfrentan los países; es al crecimiento de su población, la misma consume recursos energéticos tales como la electricidad, GLP sea para uso domestico o para uso industrial, combustibles fósiles.

Según la OPEP, AIE América Latina cuenta, además, con más del 4% de las reservas de gas natural, cerca del 6% de la producción y un 6% del consumo en el mundo.

La principal razón por la que un país como el Ecuador no puede darse el lujo de desperdiciar un bien como el gas natural es que se lo puede usar para la generación eléctrica, para el consumo domestico y para el consumo de las industrias.

En el presente documento se tomaran en cuenta los datos estadísticos de los países de la región de América Latina y el Caribe solo como referencia, ya que este trabajo solo pretende centrarse en lo que son las reservas probadas y la producción adentrándose en la correcta y casi total explotación de Gas Natural en el Ecuador, el cual debería ser exportado a países que lo demanden.

1.5 Fuentes de información

Las principales fuentes de información para “Desarrollo de la explotación de Gas Natural en Ecuador” son: las estadísticas petroleras de: Petroecuador, Petrocomercial, Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), Banco Central del Ecuador, los informes de estadísticas energéticas de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) a través del Sistema de

Información Energética (SIEE). Por lo tanto esta investigación se a realiza con fuentes secundarias.

1.5.1 PETROECUADOR y PETROCOMERCIAL,

Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador y su filial Petrocomercial, constituyen el soporte fundamental de la economía nacional y del Estado. Desarrolla sus fases de exploración, producción, transporte de crudo, refinación de crudo, transporte de derivados, comercialización interna y comercialización externa de crudo y derivados.

Esta empresa agrupa datos estadísticos desde 1972 cuando fue creada como **CEPE** Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana quien fue la encargada de la actividad hidrocarburífera hasta Septiembre de 1989 año en que se creó **PETROECUADOR** en reemplazo de **CEPE**.

1.5.2 DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (DNH),

Perteneciente al Ministerio de Recursos Naturales no renovables es la entidad encargada del control y fiscalización de las actividades hidrocarburíferas, una de las actividades el proceso de **comercialización de GLP y Gas Natural**. Su ámbito de acción es: (DNH, 2010)

- a) Dirección del control de actividades relacionadas con el ejercicio de las operaciones hidrocarburíferas, en sus diferentes fases.
- b) Aprobación o autorización de operaciones en las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera, delegadas por el Ministro de Recursos Naturales no Renovables.
- c) Autorización de Operación de los sujetos de control que intervienen en la cadena hidrocarburífera.
- d) Emisión de informes o dictámenes.
- e) Autorización de cupos de exportación.
- f) Imposición de sanciones de infracciones a la Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos disposiciones legales y normas técnicas.
- g) Notificación de valores provisionales y definitivos.
- h) Calificación y registro a inspectoras independientes y su personal técnico

- i) Oficialización de Información hidrocarburífera.

1.5.3 BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE),

Es la Institución encargada de la elaboración de las estadísticas de síntesis de los principales sectores de la economía, difunde las cuentas nacionales anuales, trimestrales y provinciales.

El BCE realiza análisis del sector petrolero incluyendo sus derivados, realizando los equilibrios de oferta y utilización de gas licuado, producción, consumo intermedio, remuneración de asalariados e impuestos a la producción.

Además realiza documentos y publicaciones relacionadas con la actividad petrolera en nuestro país, que pueden ser materia de estudio o de investigaciones para la sociedad en general. (BCE, 2010).

1.5.4 ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE),

A través del SIEE Sistema de Información Económica Energética donde el OLADE mantiene datos estadísticos del sector energético de América Latina y el Caribe desde 1970.

El **SIEE**, procesa la información y permite tener al alcance un servicio informativo confiable y actualizado sobre las principales variables energéticas, económicas y económica-energéticas para el sector energético regional y mundial. Esta información es proporcionada por los Ministerios y Secretarías de Energía de los 26 países Miembros, es validada y verificada por expertos de la Secretaría Permanente de OLADE e ingresada a la base de datos.

Los Informes de estadísticas proporcionados por las entidades señaladas anteriormente ofrecen datos estadísticos, los cuales son realizados en publicaciones sean las mismas físicas en bibliotecas económicas o a través de los portales web de las empresas u organismos antes mencionados, dichos datos se encuentran disponibles para su análisis.

Otros datos de otros países o investigaciones se encuentran en línea en las distintas paginas de organismos y empresas internacionales como complemento para esta investigación que para su complemento usa datos

mundiales, macroeconómicos y ambientales de: la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (**CEPAL**) la empresa petrolera British Petroleum (**BP**), Petróleos de Venezuela (**PDVSA**), La Organización de las Naciones Unidas (**ONU**) con la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (**UNFCCC**), programa, Fondo Monetario Internacional (**FMI**).

Por último también lecturas de libros, informes, páginas web, documentos en línea sobre el tema de Petróleos, Gas, Comercio Mundial de Hidrocarburos, que serán citados en el momento en que corresponda en esta investigación.

1.6 Acrónimos

La siguiente es una lista de las instituciones, organizaciones que serán citadas en esta investigación:

AL&C: América Latina y el Caribe

BCE: Banco Central del Ecuador

CAN: Comunidad Andina de Naciones

CEPAL: Comisión Económica Para Latinoamérica y el Caribe

DNH: Dirección Nacional e Hidrocarburos

EEUU: Estados Unidos

Ex-URSS: Ex Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas

FMI: Fondo Monetario Internacional

MERCOSUR: Mercado común del Sur

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

ONU: Organización de Naciones Unidas

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

SIEE: Sistema de Información Económica Energética

1.7 Abreviaturas

TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo	kton	Miles de toneladas
BEP	Barril Equivalente de Petróleo	Tjoule	Terajoule
kbep	Miles de BEP	BTU	British Thermal Unit
TEC	Tonelada Equivalente de Carbón	kg	Kilogramo
LGN	Líquidos del Gas Natural	NG	Gas natural
GLP	Gas Licuado de Petróleo	GNV	Gas natural vehicular
GN	Gas Natural	Pc	Pie cúbico
MW	Megavatio	US\$	Dólares de Estados Unidos
TWh	Teravatio hora	Hab	Habitantes
MWh	Megavatio hora	PIB	Producto Interno Bruto
GW	Gigavatio	FOB	Libre a Bordo
GWh	Gigavatio hora	CO2	Dióxido de Carbono
kWh	Kilovatio hora	CO	Monóxido de Carbono
m³	Metro Cúbico	NOx	Óxidos de Nitrógeno
Km²	Kilómetro cuadrado	SOx	Óxidos de Azufre
bbl	Barril	HC	Hidrocarburos
Bbl	Barriles por día	Gg	Gigagramos
Mbbl	Millon de barriles	MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
Gbbl	Giga barriles (10 ⁹ bbl)	Prelim	Datos preliminares
ton	Tonelada	ND	No disponible
Mton	Millón de toneladas		

Fuente: (OLADE, 2008, pág. 15)

Elaboración: El autor

1.8 Factores de Conversión

1.8.1 Factores de Conversión Usados por los países miembros de la OLADE

Unidades Originales	10 ³ bbl	10 ⁶ m ³	10 ³ ton	GWh	10 ³ bbl	10 ³ bbl
A: bep x 10 ³	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Hidroenergía	GLP	Diesel Oil
ARGENTINA	1,0139	5,9806	4,2513	0,6196	0,6701	1,0082
BARBADOS	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
BOLIVIA	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
BRASIL/BRAZIL	1,0194	6,1815	3,4573	0,6181	0,6983	0,9691
CHILE	1,0519	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0489
COLOMBIA	1,0000	5,9881	4,7101	0,6232	0,6884	1,0000
COSTA RICA	0,9937	5,9806	5,2630	0,6199	0,6992	0,9937
CUBA	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
ECUADOR	1,0304	5,6692	5,0439	0,6196	0,6701	0,9994
EL SALVADOR	1,0051	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	0,9912
GRENADA	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	0,9943
GUATEMALA	0,9929	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	0,9929
GUYANA	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
HAITI	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
HONDURAS	1,0138	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0087
JAMAICA	1,0015	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
MEXICO	1,0586	7,1936	3,5813	0,6200	0,6484	0,9344
NICARAGUA	1,0059	5,9806	5,0439	0,6197	0,6975	0,9857
PANAMA	0,9943	5,9806	5,2601	0,6196	0,6701	0,9943
PARAGUAY	0,9938	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	0,9922
PERU	0,9973	7,3556	5,2601	0,6196	0,6845	0,9943
REP. DOM	1,0015	5,9806	2,7957	0,6196	0,6701	1,0015
SURINAME	1,0304	5,9806	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
TRINIDAD & TOBAGO	1,0015	6,4124	5,0439	0,6196	0,6701	1,0015
URUGUAY	0,9969	5,9806	5,0439	0,6197	0,6919	0,9916
VENEZUELA	1,1067	7,5861	5,2600	0,6196	0,6071	1,0671

1.9 Tabla 1

Fuente: (OLADE, 2008, pág. 16)

Elaboración: El autor

1.9.1 Tabla de Conversiones para unidades energéticas

	Bep	Tep	Tec	Tcal	TJ	103 Btu	MWh	kg GLP	m³ Gas Nat.	pc Gas Nat.
bep	1	0,13878	0,1982593	0,00139	0,00581	5524,86	1,61394	131,0616	167,2073	5917,1598
Tep	7,205649	1	1,4285868	0,01	0,04184	39810,22	11,62952	944,3839	1204,8371	42636,9763
Tec	5,0439	0,6999925	1	0,007	0,029288	27866,85	8,14057	661,0616	843,3769	29845,5621
Tcal	720,5649	100	142,85868	1	4,184	3981022	1162,952	94438,388	120483,714	4263697,6
TJ	172,21914	23,900574	34,144044	0,2390057	1	951487	277,95214	22571,316	28796,2988	1019048,19
10³ Btu	0,00018	2,51E-05	3,59E-05	2,51E-07	1,05E-06	1	0,00029	0,02372	0,030265	1,07101
MWh	0,6196	0,08599	0,1228	0,00086	0,0036	3423,2	1	81,20577	103,6016	3666,2722
kg GLP	0,00763	0,00106	0,001513	1,06E-05	4,43E-05	42,154696	0,0123144	1	1,2758	45,1479
m³ Gas Nat.	0,00598	0,00083	0,001186	8,30E-06	3,47E-05	33,041989	0,0096524	0,783827	1	35,3882
pc Gas Nat.	0,00017	2,35E-05	3,35E-05	2,35E-07	9,81E-07	0,9337017	0,0002728	0,0221494	0,02825803	1

1.10 Tabla 2

- * 1bbl GLP= 0.6701 Bep * 1bbl GLP= 0.15898m3 m3=5.6143 pc 1m3 GLP= 552.4 kg
- * 1bbl LPG= 0.6701 Boe * 1bbl LPG= 0.15898m3 m3=5.6143 cf 1m3 LPG= 552.4 kg

Fuente: (OLADE, 2008, pág. 16)

Elaboración: El autor

2 Gas

Esta investigación está enfocada en el gas proveniente del subsuelo del Ecuador, sobretodo el gas venteado o quemado que es el objetivo de este estudio, el cual podemos usarlo como combustible, pero para ello tenemos que saber diferenciar cuales son los distintos tipos de gases que provienen de los yacimientos, todo esto sin profundizar en la parte conceptual ya que ese no es el objetivo final del análisis.

El gas al que nos vamos a enfocar es al que lo usamos día a día como combustible sea en la industria, consumo domestico o para generación eléctrica.

2.1 Gas Natural

El gas natural se formó a partir de la descomposición de animales y plantas hace más de 200 millones de años (ver ilustración 1), se encuentra en depósitos profundos atrapado entre rocas o junto al petróleo, el gas natural es una fuente de energía no renovable y está catalogado como una fuente de energía más limpia y segura que la obtenida a través del petróleo.

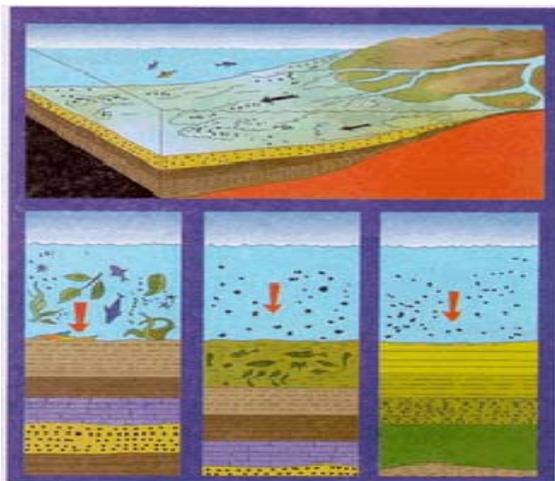


Ilustración 1
Fuente: PDVSA

Es fuente de energía no renovable, formado por una mezcla de gases ligeros que por lo general se encuentra en yacimientos petroleros disuelto o asociado con el petróleo. (Wikipedia, 2008)¹

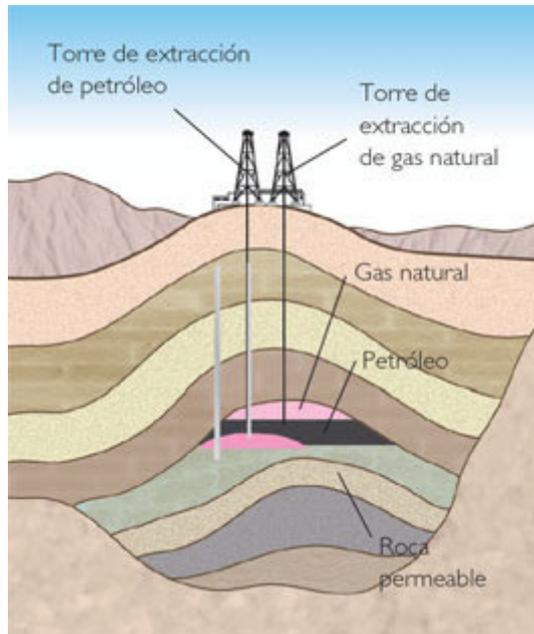


Ilustración 2
Fuente: PDVSA

Está compuesto principalmente por metano en un 95% o más, propano y otros componentes más pesados, aunque su composición puede variar de acuerdo al yacimiento del que es extraído, no posee olor ni color y lo podemos encontrar de forma natural junto con otros combustibles fósiles.

El gas no se encuentra en estado puro en el subsuelo ya que viene junto con agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno, por lo que es necesario quitar este tipo de impurezas para que el mismo pueda ser transportado y comercializado.

¹ Wikipedia. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 10 de Enero de 2008, de http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural

Se lo extrae usando pozos de perforación (ver ilustración 2), sea junto a un pozo petrolero o de actividad exclusiva para la extracción del gas por medio de ductos, el gas sale a la superficie gracias a su misma presión, para luego ser quemado, venteado o tratado y almacenado para ser distribuido a los consumidores.

2.1.1 Estructura de Mercado

La actividad de explotación de gas lo realizan las empresas petroleras, ya que existe un estrecho lazo entre la exploración y explotación del petróleo y el gas. (UNCTAD, 2005)

Las principales empresas transnacionales son los grandes jugadores en el mercado, ya que ellas son las que poseen los grandes capitales que necesitan las inversiones en hidrocarburos, por lo general estas transnacionales compran el GN a boca de pozo a los estados después de haber realizado las inversiones en exploración y explotación, en si estos conglomerados se adueñan de toda la cadena de valor del gas natural que empieza en su exploración, finalizando en la comercialización del mismo en los grandes mercados de países consumidores. (Natural Gas Org, 2004-2010)

La explotación tanto de petróleo como de gas natural la realizaba el estado, en el caso del Ecuador la empresa encargada es Petroecuador, por lo que es considerada como un monopolio natural ya que Petroecuador es el holding encargado de su exploración, explotación, almacenaje y comercialización junto con sus filiales, aunque actualmente la tendencia ha venido cambiando con firmas de contrato de prestaciones de servicios con empresas internacionales como Repsol o PDVSA.

2.1.2 Producción de Gas Natural

El proceso de producción de gas natural es simple y parecido al del petróleo. Primero, el gas natural se extrae por medio de perforaciones en pozos terrestres o en los océanos, después de transporta por gasoductos (por tierra) o buques (por mar) hasta la planta de depurado y transformación para ser conducido después hacia una red de gas o a las zonas de almacenamiento. (UNCTAD, 2005)

2.1.2.1 Exploración

La exploración es una etapa muy importante del proceso, en el transcurso de los primeros años de la industria del gas natural, cuando no se conocía muy bien el producto, los pozos se perforaban de manera intuitiva, hoy en día, teniendo en cuenta los elevados costos de extracción, las compañías no pueden arriesgarse a hacer excavaciones en cualquier lugar, los geólogos juegan un papel importante en la identificación de capas de gas. (UNCTAD, 2005)²

Para localizar una zona donde es posible descubrir GN, se analiza la composición del suelo y la comparan a las muestras de otras lugares donde ya se ha encontrado gas natural, posteriormente llevan a cabo análisis específicos como el estudio de las formaciones de rocas a nivel del suelo donde se pudieron haber formado capas de GN, Las técnicas de prospección han evolucionado a lo largo de los años para proporcionar valiosas informaciones sobre la posible existencia de depósitos de GN. Cuanto más precisas sean las técnicas, mayor será la posibilidad de descubrir gas durante una perforación. (UNCTAD, 2005)³

2.1.2.2 Extracción

El gas natural se extrae cavando en la roca, se puede efectuarse en tierra o en mar, los equipos a usar dependen de la localización de la napa de GN y de la composición de la roca, si la formación es poco profunda se puede utilizar perforación de cable, por medio de este sistema una broca de metal pesado sube y baja repetidamente a la superficie de la tierra, para perforaciones a mayor profundidad, se necesitan plataformas de perforación rotativa con una broca puntiaguda para perforar a través de las capas de tierra y roca (UNCTAD, 2005)⁴

² UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

³ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

⁴ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

Una vez que se ha encontrado el gas natural, debe ser extraído de forma eficiente. La tasa de recuperación más eficiente representa la máxima cantidad de gas natural que puede ser extraída en un período de tiempo dado sin dañar la formación. Varias pruebas deben ser efectuadas en esta etapa del proceso. (UNCTAD, 2005)⁵

Lo más común es que el gas natural esté bajo presión y salga de un pozo sin intervención externa. Sin embargo, a veces es necesario utilizar bombas u otros métodos más complicados para obtener el gas de la tierra. El método de elevación más difundido es el bombeo de barra. (UNCTAD, 2005)⁶

2.1.2.3 Tratamiento

El tratamiento del gas natural implica el reagrupamiento, acondicionamiento y refinado del gas natural bruto con el fin de transformarlo en energía útil para las diferentes aplicaciones. Este proceso supone primero una extracción de los elementos líquidos del gas natural y después una separación entre los diferentes elementos que componen los líquidos. (UNCTAD, 2005)⁷

2.1.2.4 Transporte y almacenamiento

Una vez tratado, el gas natural pasa a un sistema de transmisión para poder ser transportado hacia la zona donde será utilizado. (UNCTAD, 2005) El transporte puede ser por vía terrestre, a través de gasoductos que generalmente son de acero y miden entre 20 y 42 pulgadas de diámetro. (UNCTAD, 2005) Debido a que el gas natural se mueve a altas presiones, existen estaciones de compresión a lo largo de los gasoductos para mantener el nivel necesario de presión. (UNCTAD, 2005)⁸

⁵ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

⁶ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

⁷ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

⁸ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

Comparado con otras fuentes de energía, el transporte de gas natural es de las más eficientes considerando que la pérdida de energía es mínima entre el punto de origen y el destino. Los gasoductos son uno de los métodos más seguros de distribución de energía pues el sistema es fijo y subterráneo. (UNCTAD, 2005)⁹

El GN es transportado vía marítima por buques metaneros. Para que puedan ser trasladados de un puerto a una planta de regasificación el GN debe de pasar por un proceso de licuefacción y ser convertido en GNL. Este proceso de licuado permite retirar los componentes de azufre y agua. Los elementos principales de este proceso son una planta de licuefacción, buques metaneros y terminales de regasificación en el lugar de destino. (UNCTAD, 2005)¹⁰

Antes de llegar al consumidor final, el GN puede ser almacenado en tanques acondicionados para suplir las necesidades estacionales de la demanda. Estos depósitos están generalmente situados cerca del consumidor para dar facilidades a las empresas de distribución de GN de actuar proporcionando el recurso de la manera más inmediata posible. Durante los períodos de baja actividad gasífera, las empresas de distribución pueden mantener el mercado de GN con un abastecimiento basado en el almacenamiento en los tanques acondicionados para GNL (UNCTAD, 2005)¹¹

⁹ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

¹⁰ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

¹¹ UNCTAD. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

Esquema de Producción de Gas Natural

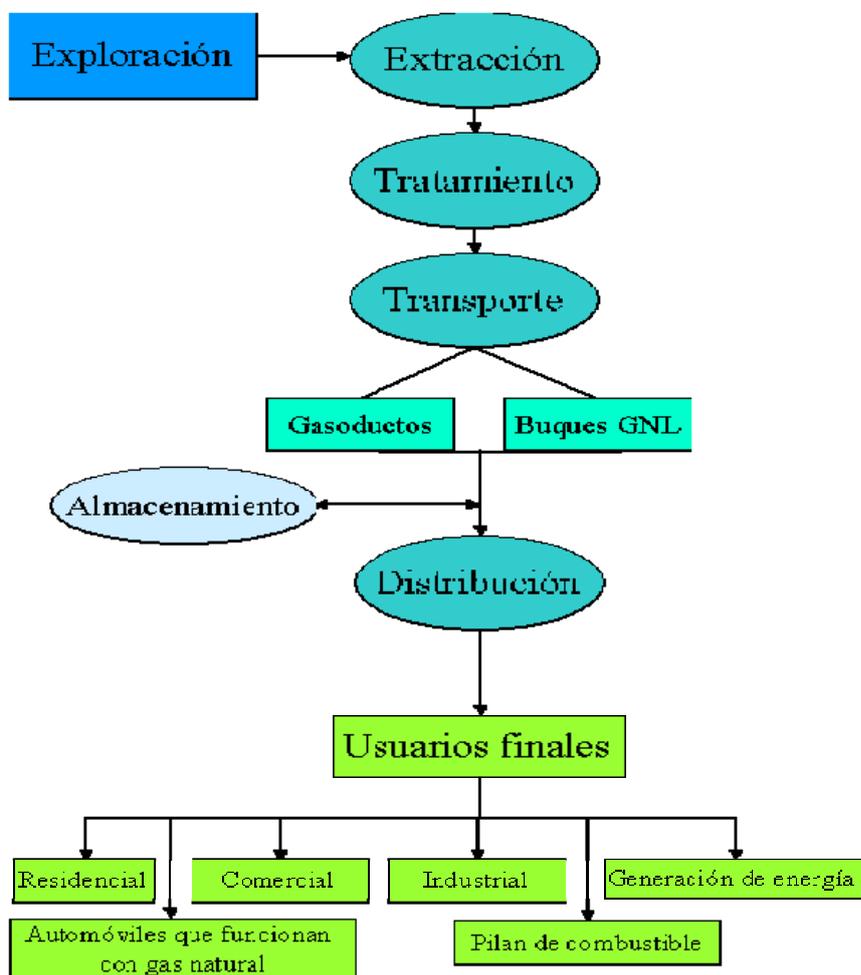


Ilustración 3
Fuente: (UNCTAD, 2005)

2.2 Gas Licuado de Petróleo, GLP

Los principales componentes del GLP son el propano y butano, además también pueden contener izo butano, butileno en pequeñas cantidades. (Agip Ecuador, 2005). El Gas licuado de petróleo como su nombre lo indica se encuentra en estado gaseoso a presión atmosférica; sin embargo, con el proceso de licuefacción se obtienen temperaturas relativamente bajas. Por ejemplo de un litro de líquido se transforma en

272 litros de gas para el propano y 273 litros de gas para el butano. (Agip Ecuador, 2005)¹²

2.2.1 Aspecto

Es un gas sin olor ni color al que se le agrega olor un pestilente para poder identificarlo en caso de ser requerido por alguna emergencia.

Fórmula Química: **Propano = C₃H₈** (Agip Ecuador, 2005)

Butano = C₄H₁₀ (Agip Ecuador, 2005)

2.2.2 Densidad

Es más denso que el aire, por este motivo el GLP es más pesado que el aire, por este motivo una nube de GLP tiende a permanecer a nivel del suelo. La distribución de GLP se realiza a través de métodos, siempre vigilando la seguridad y causando el menor impacto ambiental. El alto poder calórico de acuerdo a combinaciones creadas para diferentes aplicaciones, hacen del GLP un producto versátil para la industria, la artesanía, los servicios, uso doméstico, entre otros. Gracias a la facilidad de almacenaje, transporte y distribución, el GLP es un combustible que puede llegar a las áreas más apartadas con una topografía poco accesible para otras fuentes de energía. (Agip Ecuador, 2005)¹³

2.2.3 Usos

2.2.3.1 Industrial

El Gas licuado es usado en gran parte del planeta debido a la eficiencia de su poder calórico, el mismo puede reemplazar por este motivo a combustibles líquidos como la gasolina, gasóleo o el diesel en cualquier tipo de aplicación. Su nivel de toxicidad es relativamente bajo en lo que a emisiones nocivas para el medio ambiente se refiere. El GLP es gaseoso a una presión atmosférica normal y es líquido a bajas presiones a temperatura ambiente. (Agip Ecuador, 2005) Posee un bajo costo para

¹² Agip Ecuador. (2005). *Qué es el Gas Licuado de Petróleo*. Recuperado el 15 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/queglp.htm>

¹³ Agip Ecuador. (2005). *Qué es el Gas Licuado de Petróleo*. Recuperado el 15 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/queglp.htm>

la industria por lo tanto es usado frecuentemente, debido a su potencial calórico y menor costo por cada kilocaloría en comparación con otras fuentes energéticas. (Agip Ecuador, 2005)¹⁴

Las aplicaciones más comunes son:

- Cristalería y cerámica: fabricación de vidrio, hornos para cerámica y realizar esmaltado (Agip Ecuador, 2005)
- Orfebrería, mecánica y metalurgia, para corte de metales, calentamiento de moldes, fundición, recubrimiento con zinc, galvanizado y estaño, etc. (Agip Ecuador, 2005)
- Construcción: en hornos para preparar productos bituminosos especiales, secado de ladrillos, pinturas, revestimientos impermeables, etc. (Agip Ecuador, 2005)
- Industria de alimentos: en hornos para la producción de confites y dulces, elaboración de pan, conservas y tostado de café. (Agip Ecuador, 2005)

2.2.3.2 Agricultura

Cultivos en invernadero y floricultura mediante el uso de convertidores térmicos y paneles incandescentes. Zootecnia con aplicación especial en el sector avícola donde el sistema de incubación artificial se utiliza ampliamente en la incubación de huevos y crianza de animales. El secado rápido de cereales, tabaco y forraje debido a la propiedad del G.L.P de no transferir olores a los productos, con lo cual no altera las propiedades de los mismos. (Agip Ecuador, 2005)¹⁵

2.2.3.3 Consumo doméstico

El Gas Licuado de Petróleo es un combustible excelente para uso doméstico, gracias a la simplicidad y rapidez de la instalación y uso del equipo, para casas unifamiliares y multifamiliares a través de sistemas centralizados cuyos costos de operación son bajos. Para hoteles, restaurantes y campamentos vacacionales, el Gas Licuado de Petróleo se

¹⁴ Agip Ecuador. (2005). *Qué es el Gas Licuado de Petróleo*. Recuperado el 15 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/queglp.htm>

¹⁵ Agip Ecuador. (2005). *Usos*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/usoagro.htm>

usa principalmente para cocinas, planchas calientes, asaderos, parrillas, freidoras profundas, hornos, etc. (Agip Ecuador, 2005)¹⁶

3 Gas Natural en Ecuador

3.1 Historia del Gas Natural en Ecuador

Aunque existen anécdotas de que los indígenas hablaban de un elemento que brotaba naturalmente a la superficie llamado punyarayacu (pungara=aceite, yacu=agua). Usado con fines medicinales. (<http://www.efemerides.ec>, 2010)¹⁷

El Ecuador tiene un historial petrolero que viene desde finales del siglo XIX, y en el año 1878 se entregó la primera concesión al Colombiano M.G. Mier en la península de Santa Elena.

En lo que al gas natural se refiere, en el año 1909 se firma el contrato para exploración y explotación de minas a favor de Carlton Graville Dunne que incluía también petróleo y asfalto.

En el año 1975 CEPE se encarga de comercializar GLP que era procesado por las compañías Cautivo y Anglo, y a partir 1976 CEPE se encarga de forma total de la comercialización interna, por lo que se construyeron los terminales marítimo y terrestre de Esmeraldas y el poliducto Esmeraldas-Quito.

Posteriormente, se amplió los sistemas de almacenamiento en Guayaquil y Quito, además se instalaron los terminales gaseros y envasadoras de gas. A finales del año 1977 se abrió el terminal de almacenamiento y envasado de GLP llamado el Beaterio, en Enero de 1981 durante la presidencia de Jaime Roldós Aguilera se inaugura la planta de gas de Shushufindi con capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos de gas natural.

¹⁶ Agip Ecuador. (2005). *Usos Domestico*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/usodomestico.htm>

¹⁷ <http://www.efemerides.ec>. (01 de Octubre de 2010). *Historia del Petróleo en Ecuador*. Recuperado el 14 de Abril de 2010, de http://www.efemerides.ec/1/marzo/h_petroleo.htm

En 1997 entra en funcionamiento la planta modular de gas en el campo Secoya con una producción de 60 Tm de GLP para consumo interno.

En el Golfo de Guayaquil se dio la primera exploración entre 1940 y 1945 por parte de la International Petroleum Company hasta el año 1955, tras el retiro de esta empresa por falta de resultados satisfactorios, llegaron diferentes compañías para hacerse cargo de la exploración y explotación también con pobres resultados.

En el año 1968 un grupo de compañías norteamericanas asociadas bajo el nombre de ADA descubrieron yacimientos de gas natural en el campo Amistad, de ahí hasta inicios de la segunda mitad de la década de los 90 fueron varias empresas las que suscribieron contratos de diferentes tipos con el gobierno para la exploración y explotación, y en 1996 el comité especial de licitaciones adjudicó el contrato de explotación a la empresa EDC, en el año 2000 la mencionada compañía instaló una plataforma para explotación de gas en el golfo para empezar a explotar gas y llevarlo mediante gasoducto hasta Machala donde se generan 204 Megavatios de electricidad. (<http://www.efemerides.ec>, 2010)¹⁸

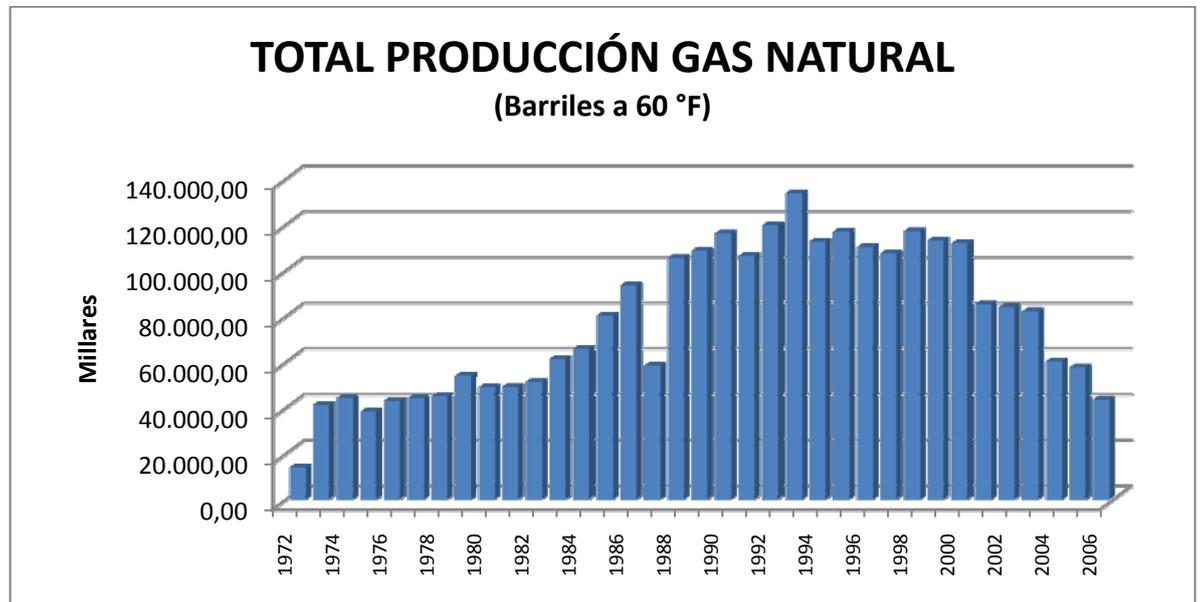
Pero no es hasta el año 1972 casi un siglo después de la primera adjudicación. En el que las autoridades competentes empiezan a levantar datos de producción de gas natural, producción nacional de gas licuado de petróleo, importación de gas licuado de petróleo. Esta estadística es creada por parte de CEPE que luego fue convertida en Petroecuador, tanto de petróleo, gas natural y demás hidrocarburos. La DNH es otro ente que valida los datos nacionales en lo que a esta actividad se refiere, así mismo los mismos sirven para publicaciones del Banco Central del Ecuador.

3.2 Producción de Gas Natural en Ecuador

El Ecuador a través de su historia petrolera ha mantenido reservas probadas de gas natural, las cuales han sido desaprovechadas casi en su totalidad lanzándolas hacia el ambiente mediante el venteo o la quema de este recurso por la falta de infraestructura de almacenamiento o tuberías

¹⁸ <http://www.efemerides.ec>. (01 de Octubre de 2010). *Historia del Petróleo en Ecuador*. Recuperado el 14 de Abril de 2010, de http://www.efemerides.ec/1/marzo/h_petroleo.htm

para distribución masiva, o una integración energética con países de la región a través de redes de internacionales de gasoductos.



3.3 Gráfico 1

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaboración: El autor

Como podemos visualizar en este gráfico, en el Ecuador ha existido una gran producción de gas natural teniendo una tendencia creciente desde el año 1972 hasta el año 1987, año en que sucedió un terremoto se paralizaron todas las actividades de explotación hidrocarburíferas del país durante 3 meses, hasta la reconstrucción de la infraestructura necesaria para continuar con esta actividad, lo que mermo la producción hasta el año 1989, año en el cual la producción de GN seguía manteniendo una tendencia creciente llegando a su máximo pico en el año 1994. A partir de este año la producción de GN ha sido decreciente pero aun asi es suficiente para cubrir la producción nacional de GLP.

3.4 Producción Nacional de GLP

La Producción Nacional de GLP, es la producción únicamente con materia producto de la explotación interna de Gas Natural y Gas Asociado que luego serán transformados en GLP.

Si lo demostramos en forma de Ecuación tendríamos que la Producción Nacional de GLP dentro de un mismo período de tiempo sería:

3.4.1 Ecuación 1

$$PNGLP_{t-0} = PGLP_{REE_{t-0}} + PGLP_{RLL_{t-0}} + PGLP_{CIS_{t-0}}$$

Donde:

PNGLP=Producción Nacional de GLP

PGLP= Producción de GLP

REE= Refinería Estatal de Esmeraldas

RLL= Refinería La Libertad

CIS= Complejo industrial de Shushufindi

3.4.2 Producción de GLP de la Refinería de Esmeraldas

La refinería de Esmeraldas ubicada en la ciudad y provincia del mismo nombre desde que inició sus operaciones a en Marzo de 1977 (Martínez-Acosta, 2004, pág. 19)¹⁹ se ha convertido en la principal fuente de producción de derivados para el país, siendo uno de los puntales para la economía.

El funcionamiento de la refinería en lo que a GLP se refiere, se basa en el cracking catalítico que es el rompimiento de moléculas por medio de un catalizador en presencia de temperatura.

Inicialmente se tiene una entrada de la carga de gasóleo, como subproducto de los fondos de la torre de vacío. El gasóleo se une con un

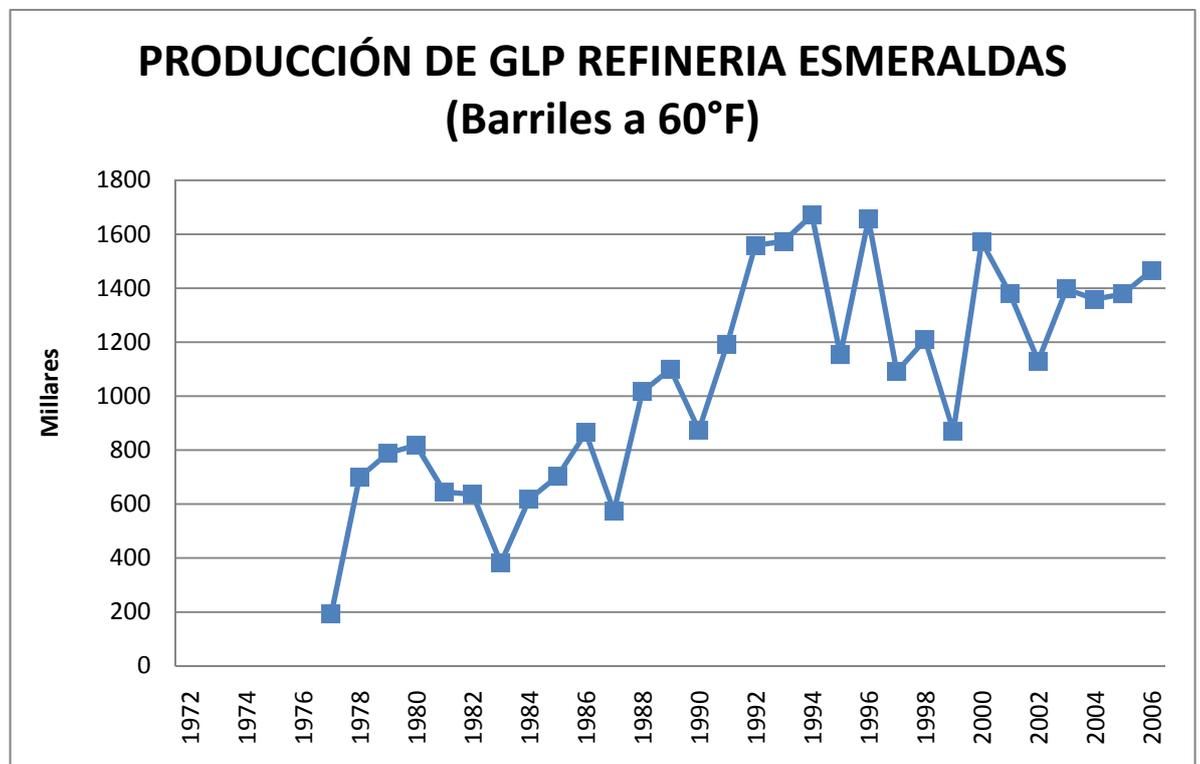
¹⁹ Martínez-Acosta, D. J. (2004). *ROL JURÍDICO Y POLÍTICO DEL ESTADO ECUATORIANO EN EL DESARROLLO DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO OPERADO POR PETROECUADOR DESDE 1989 HASTA LA PRESENTE FECHA.*

catalizador a 700 °C. de temperatura, lo cual produce un rompimiento de largas cadenas de hidrocarburos que van a formar cadenas pequeñas.

La Planta de Cracking.- Genera dos productos: la gasolina de alto octanaje de 93 octanos, 53.400 kg./hora de gasolina y 20.000 kilos/hora de gas licuado de petróleo (GLP). (Benitez, 2005)²⁰.

Desde su construcción y entrada en operaciones se ha convertido en la principal planta de generación de derivados de petróleo del Ecuador, lo cual es notorio en los años que estuvo parada sea por catástrofes naturales, entrada en mantenimiento o falta del mismo

La producción desde el año 1977 hasta el año 2006 ha sido la siguiente:



3.5 Gráfico 2

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaboración: El autor

La producción de GLP en la Refinería Estatal de Esmeraldas muestra una tendencia creciente, ya que su principal materia prima es el gas asociado y el gas natural, como se mencionó antes el GLP

²⁰ Benitez, G. (21 de Marzo de 2005). *La refinería estatal de Esmeraldas, un puntal para la economía nacional*. Recuperado el 05 de Mayo de 2010, de <http://www.voltairenet.org/article124328.html>

proveniente de esta refinería ha representado en promedio desde el año 1976 que entro en funcionamiento hasta el año 2006, de un 34% de la oferta nacional de GLP.

En los años 1983, 1987, 1990 y 1999 donde se puede notar una reducción notable en la producción de GLP sea por mantenimiento, ampliación o por el terremoto que paralizó la refinería y las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador, el gobierno se encontró en la necesidad de importar este importante recurso energético para la economía del país, ya que el aporte de GLP de la refinería en estos periodos era tan solo del 28, 21, 27 y 15 por ciento en el mismo orden.

Así mismo estas instalaciones estuvieron a punto de colapsar por falta de mantenimiento, falta de inversión y malas administraciones por parte de Petroecuador desde 1999 hasta el año 2003.

Las importaciones de productos como gas de uso doméstico, gasolinas y diesel de enero a mayo en 2002 fueron de \$154,3 millones; y los años 2003 y 2004, en el mismo período, \$285,4 y \$253,0 millones respectivamente; los \$253 millones gastados en importaciones de gasolinas, diesel y GLP significan el 55 % de la exportación de petróleo de Ecuador (500 millones). ¿Cómo es posible que exportemos el barril de petróleo a \$29,00 e importemos el barril de gasolina a \$51,40, el diesel a \$43,72 y el GLP a \$ 33,89? (Ernesto Grijalva, Diario Hoy, 2004)²¹.

3.5.1 Producción de GLP de la Refinería La Libertad

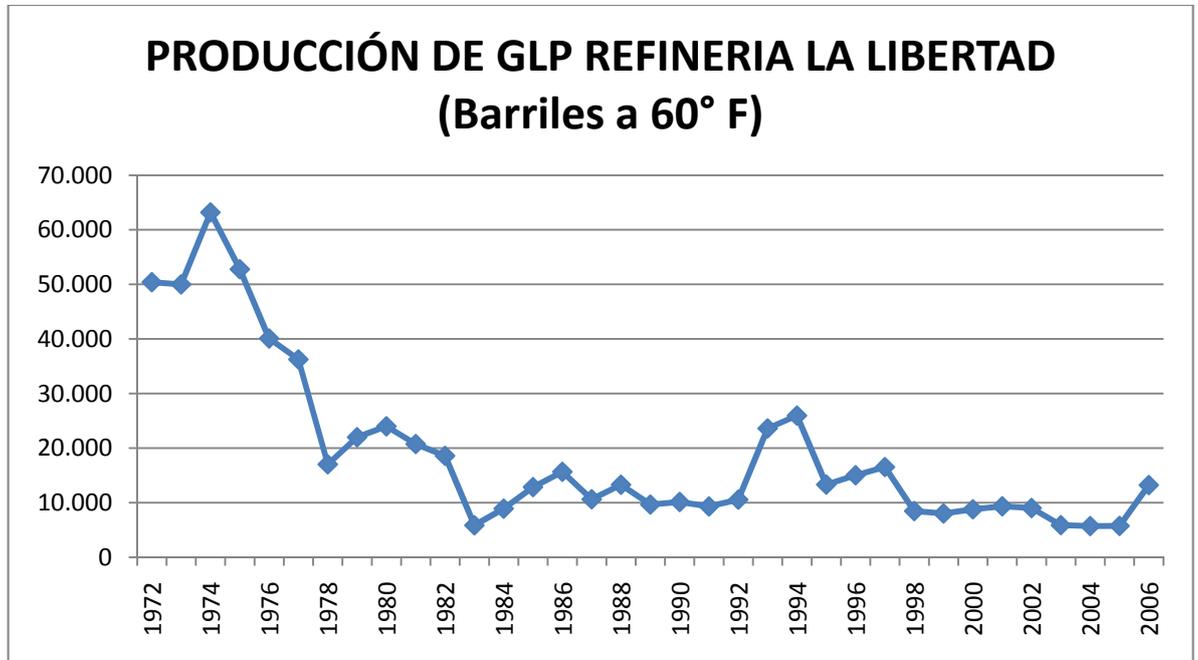
La refinería La Libertad ubicada en la provincia de Santa Elena en el cantón La Libertad es la refinería más antigua del Ecuador, su construcción e inicio de operaciones se dieron a finales de los años 20 del siglo pasado. (Honorable Consejo Provincial de Santa Elena).

La península de Santa Elena tiene historia petrolera. Hace 97 años brotó el primer barril de sus entrañas. Existe la refinería en La Libertad que ya cumplió su vida útil y ahora es una bomba de tiempo que está ubicada a 10 metros de las viviendas, cuando deben estar a 10 kilómetros de distancia de centros poblados, según normas de seguridad industrial. En marzo pasado hubo otro principio de incendio. Imagínesse las consecuencias fatales. Urge su traslado porque más vale prevenir que lamentar. En el campamento minero de Ancón todavía se explota un excelente crudo, aunque sea marginalmente. En otras palabras, no somos

²¹ Ernesto Grijalva, Diario Hoy. (10 de Julio de 2004). *Colapsa Refinería de Esmeraldas*. Recuperado el 20 de Julio de 2010, de <http://www.explored.com.ec/noticias-ecuador/colapsa-refineria-de-esmeraldas-180440-180440.html>

improvisados en esta actividad. (Enrique Rosales Ortega, El Universo, 2008)²²

La estadística de la Refinería de la Libertad es la siguiente:



3.6 Gráfico 3

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaboración: El autor

Estadísticas de producción de GLP de la refinería de la Libertad solo existen desde el año 1972, aunque la refinería ya se haya encontrado funcionando en 1928, lo que quiere decir que ya venía abasteciendo al país por al menos 44 años, también al haber sido la primera refinería y productora de derivados de los primeros campos explotados en el Ecuador, su producción tuvo que ser de al menos entre 30 mil y 60 mil barriles de gas a 60 °F antes de 1972, a partir de este año la producción de GLP correspondiente a La Libertad ha venido disminuyendo, en un principio su aporte era de casi el 48% de la Oferta Nacional de GLP y su punto más alto se dio en el año 1974 produciendo

²² Enrique Rosales Ortega, El Universo. (5 de Diciembre de 2009). *El Universo*. Recuperado el 14 de Agosto de 2010, de <http://www.eluniverso.com/2008/12/05/1/1366/B014DFA476F7452E92E0A42D30F285A8.html>

63187 barriles de GLP aunque la creciente demanda de este derivado obligó al gobierno a importar casi 164 mil BGLP, con lo que el aporte de la refinería en su mejor momento solo fue del 28% iniciando así una caída constante hasta la entrada en funcionamiento de la refinería Estatal de Esmeraldas en 1977, donde el aporte de la refinería de la Libertad era tan solo del 9% en 1976 y 6% en 1977.

La producción de gas natural que alimenta a la RLL ha disminuido significativamente por la antigüedad de los campos explotados que están en la zona de influencia, incluso para lo que es el refinamiento del Petróleo usan como medio de alimentación el cabotaje. La producción de GLP incluso marginal con una aportación a la oferta nacional menor al 1% a partir del año 1983.

Obteniendo los promedios de producción de GLP únicamente desde el año 1983 hasta el año 2006 nos da como resultado un aporte de 0,32% que traducidos a barriles nos significa alrededor de 10000 barriles de GLP.

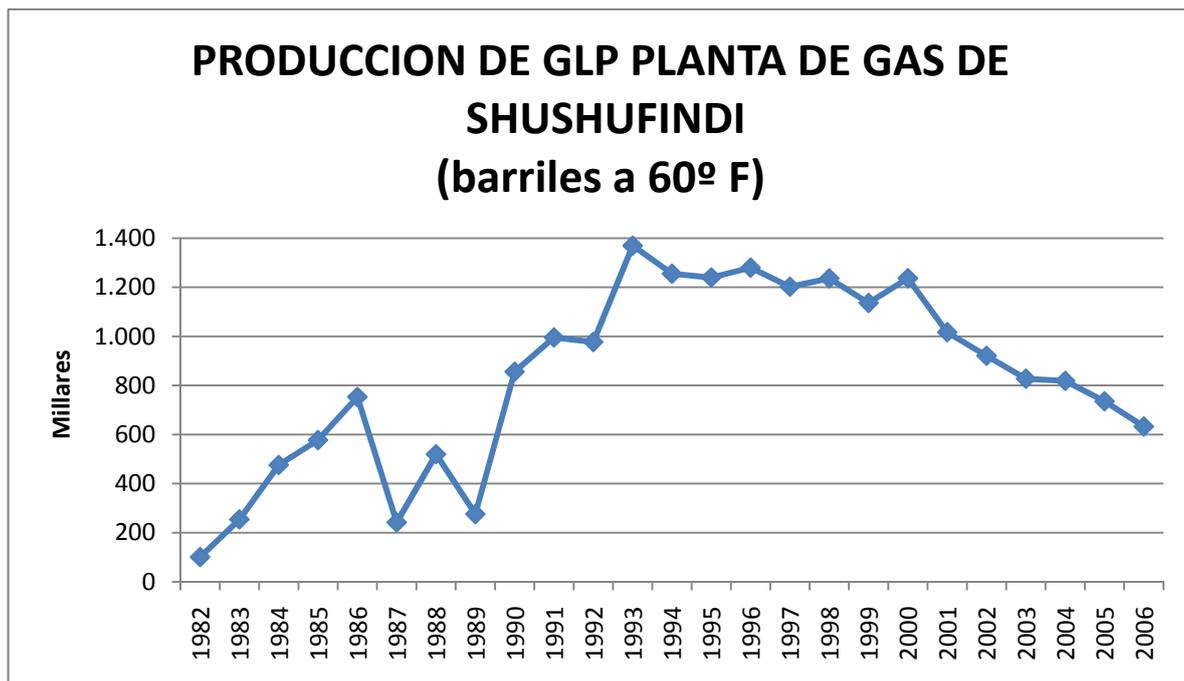
3.6.1 Complejo Industrial de Shushufindi

El complejo industrial de Shushufindi se divide en 2 unidades que son:

1. La Refinería Amazonas
2. La Planta de gas de Shushufindi

La Planta de gas de Shushufindi inició sus operaciones a finales del año 1981, se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al Crudo extraído en los campos y producir GLP y gasolina natural. Que en su gran mayoría son desperdiciados en venteo o quemados en los campos de petróleo. Produce un máximo de 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado, dando como resultado una producción de hasta 500 Tm/día de GLP y 2800 BPD de gasolina.

Las estadísticas de producción de GLP son las siguientes:



3.7 Gráfico 4

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

La producción de GLP en la planta de Gas de Shushufindi exceptuando por los años comprendidos entre 1987 al 1989, ha tenido una tendencia positiva teniendo su mejor pico en el año 1993.

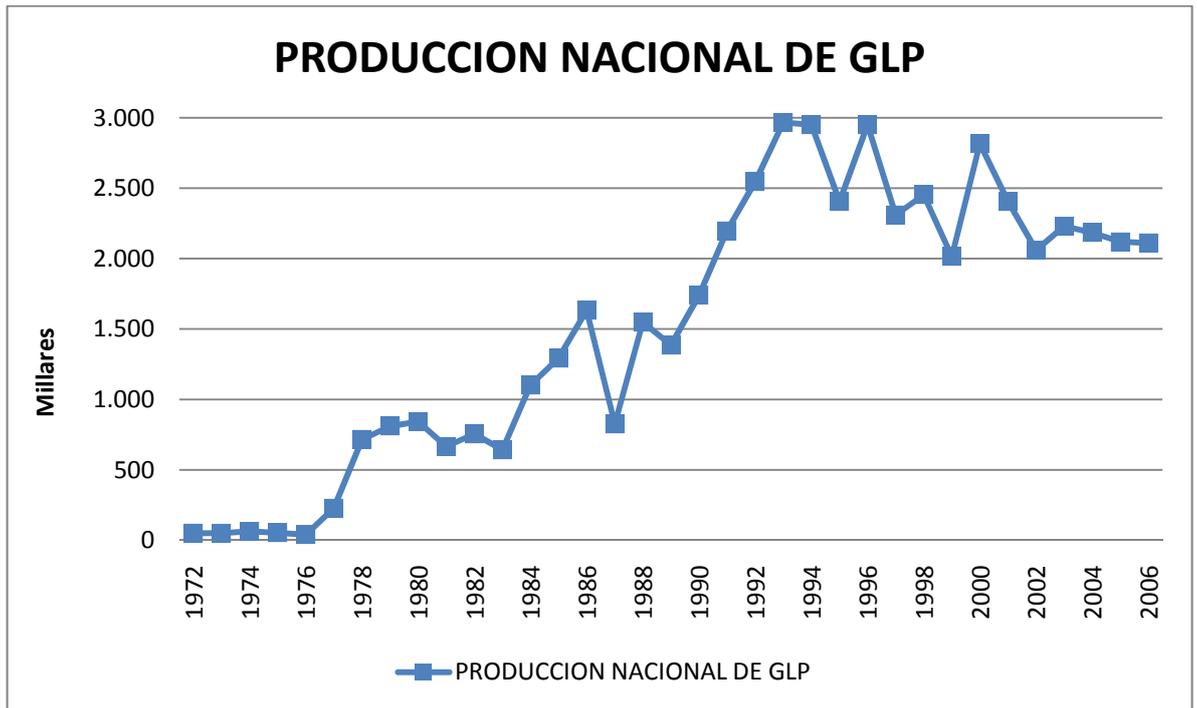
Esta planta ha tenido un aporte a la Oferta Nacional de GLP de alrededor del 16%, desde el año 1982 hasta el año 2006, incluso en los años 1995, 97, 98, y 1999 su producción fue superior a lo que produjo la refinería estatal de Esmeraldas.

A partir del año 2002, su producción se ha visto reducida en y su aporte a la Oferta nacional ha sido menor al 10% desde el año 2003, cabe recalcar que en cantidad de barriles su producción ha venido disminuyendo en casi 100000 barriles de GLP, pero lo que mas hace reducir su aporte es también la constante importación de GLP.

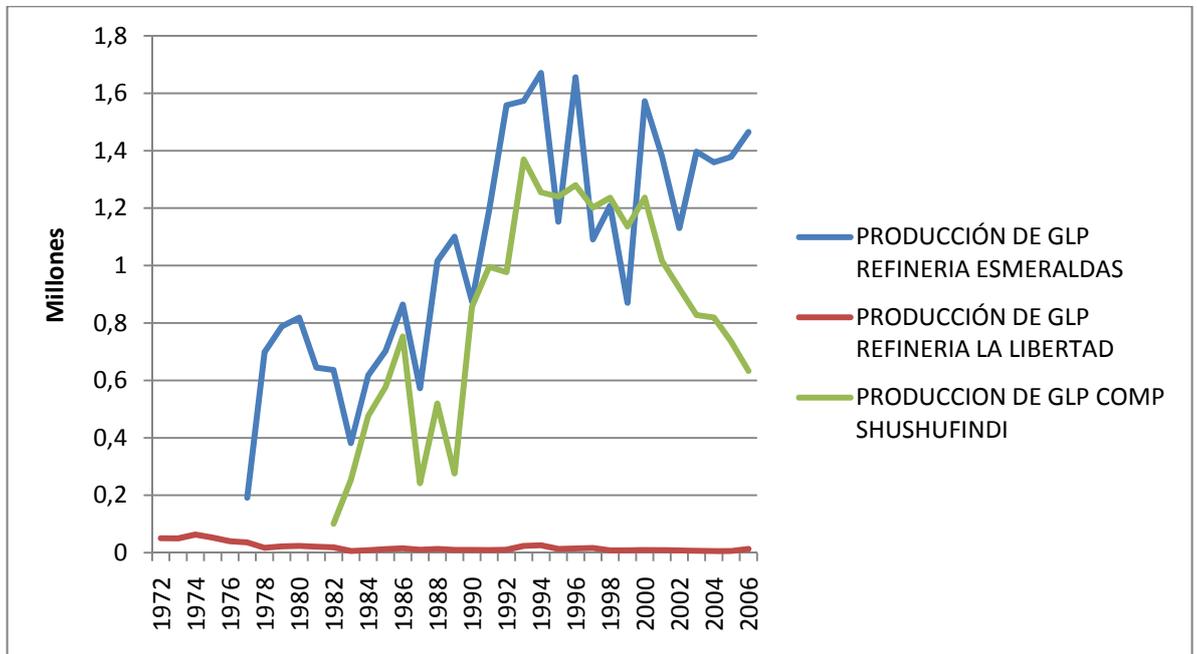
Una vez que tenemos identificadas las fuentes de producción de GLP del país usamos la *ecuación 1* para identificar cada periodo de tiempo, y conseguimos la producción nacional de GLP anual, es decir si queremos obtener la producción nacional de GLP en el año 2000 la *ecuación 1* se usa del siguiente modo:

$$\begin{aligned}
 P_{NGLP}_{2000} &= P_{GLP}_{REE}_{2000} + P_{GLP}_{RLL}_{2000} + P_{GLP}_{CIS}_{2000} \\
 P_{NGLP}_{2000} &= 1572120 + 8775 + 1236770
 \end{aligned}$$

$$P_{NGLP}_{2000} = 2817665$$



3.8 Gráfico 5
Fuente: (Petroecuador, 2007)
Elaborado: El autor



3.9 Gráfico 6
Fuente: (Petroecuador, 2007)
Elaborado: El autor

En el *gráfico 6* se puede apreciar como aporta en cantidades producidas de GLP por parte de los tres complejos industriales, es evidente el mayor aporte de la refinería estatal de Esmeraldas, incluso terminado el periodo de esta investigación encontramos una tendencia creciente.

La producción de la planta de gas de Shushufindi como se menciono antes tuvo una tendencia creciente hasta 1993, teniendo un descenso para luego a partir del año 2000 mostrar una pendiente negativa de forma bastante significativa, lo que se presta para otro análisis donde se podría demostrar ¿Cuál fue y sigue siendo la causa de que este complejo industrial no pueda trabajar hasta el tope de su capacidad?, incrementando la producción de GLP y por ende un beneficio para el país. Inclusive, esta planta de gas en el periodo que comprende desde o 1995 al 2000 sostuvo el déficit de producción de la refinería de Esmeraldas.

La producción de la refinería de la Libertad con respecto al total nacional es bastante marginal, contando con sus años de servicio y en todo su periodo de funcionamiento nunca supero los 100 mil barriles de GLP, a partir del año 1982 tampoco ha pasado de 20 mil bglp exceptuando en 1993 y 1994, para después del año 1998 no alcanzar siquiera los 10 mil bglp.

Como conclusión cabe recalcar que los datos indicados en esta sección de la presente investigación solo corresponden a lo que es producido dentro del territorio nacional, es decir lo que es extraído de los campos que se encuentran ubicados en el Oriente Ecuatoriano y en el Golfo de Guayaquil (ver ilustración 4), procesados en la Refinería de Esmeraldas, La Libertad y Planta de Gas de Shushufindi. Que puede traducida como la Oferta de GLP hecha en Ecuador.

Otro punto importante a tomar en cuenta es la baja producción de GLP de La Libertad, así como la disminución de la misma en Shushufindi, ya que únicamente la producción nacional no abastece a todo el mercado ecuatoriano.

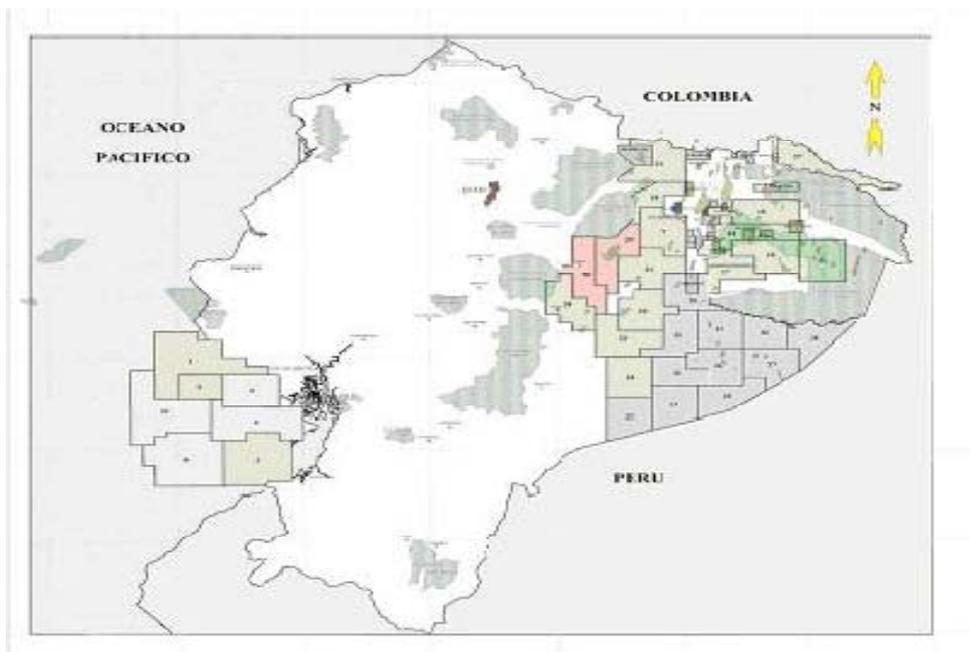


Ilustración 4

Fuente: (Mogollón, 2005, pág. 2)

Elaborado por: (Mogollón, 2005, pág. 2)

En la *Ilustración 4*, tenemos los campos de petróleo explotados en territorio ecuatoriano, en los mismos campos encontramos GN para luego ser procesado y obtener GLP al que llamamos producción nacional de gas licuado de petróleo.

3.10 Importación de GLP

Uno de los problemas que enfrenta el Ecuador es, que en la necesidad de cubrir la creciente demanda, y, una decreciente producción de GLP se ha visto en la necesidad de importar cada vez más gas licuado de petróleo, lo que resulta contra productivo para la economía de los ecuatorianos, generando un egreso de divisas por parte del gobierno ya que el GLP que ingresa al Ecuador viene con precios internacionales, por este motivo el subsidio al gas importado es mayor que el subsidio al gas producido en los complejos industriales nacionales, por ejemplo para el año 2006 el costo de producción del GLP era de 0,39 centavos para ser vendido por Petrocomercial a 0,11 centavos teniendo un subsidio de 0,28 centavos.

En lo que al GLP importado su precio es de 0,80 dólares, para ser vendido en 0,11 dólares, pero el gobierno debe subsidiar 0,69 dólares.

Precio de GLP año 2006		
	Prod. Nacional	Importado
Costo	0,3853	0,7957
Precio Venta	0,11	0,11
Subsidio	0,2754	0,6858

3.11 Tabla 3

Fuente: (Petroecuador, 2008)

Elaborado: El autor

Si el GLP fuese vendido a precio de costo de producción para por lo menos alcanzar el punto de equilibrio usando como referencia un cilindro de gas de uso doméstico de 15 Kg los precios serían los siguientes:

3.11.1 Ecuación 2

$$P = C * q$$

Para un tanque de uso doméstico de 15 Kg con gas producido en Ecuador el precio sería el siguiente:

$$P = 0,3853 * 15$$

$$P = 5,7807$$

Si a la ecuación 2 restamos el precio de venta oficial del cilindro de gas que es 1,60 nos queda la siguiente ecuación:

3.11.2 Ecuación 3

$$P = C * q - 1,60$$

$$P = 0,3853 * 15 - 1,60$$

$$P = 5,7807 - 1,60$$

$$P = 4,1807$$

Es decir el país pierde 4,18 dólares por cada cilindro de gas de uso doméstico de 15 Kg comercializado producido con materia prima netamente ecuatoriana.

Para obtener la perdida por cada bombona de GLP de 15 Kg con gas importado aplicando las *ecuaciones 2 y 3*

$$P = C * q - 1,60$$

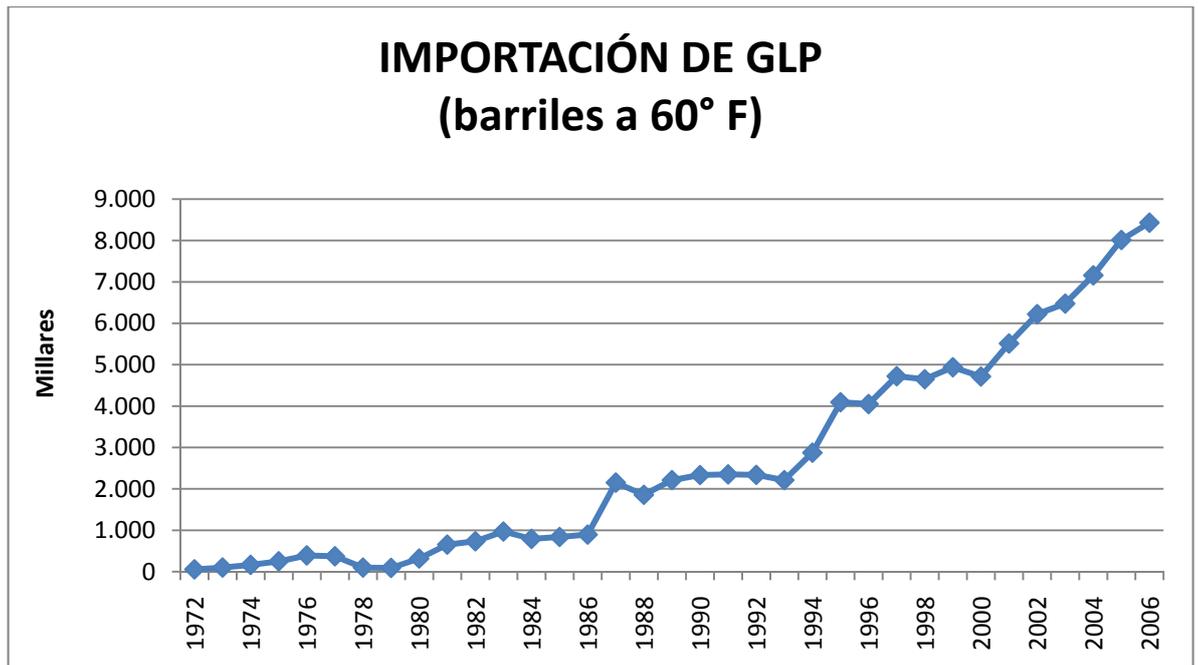
$$P = 0,7957 * 15 - 1,60$$

$$P = 11,5370 - 1,60$$

$$P = 10,3370$$

Por cada tanque de 15 Kg vendido a precio oficial el estado tiene pérdidas de 10,3370 dólares.

Profundizar los detalles de procedencia por país de las importaciones de GLP, es innecesario para esta investigación, por este motivo trabajaremos solo con el total de cada año para tener cifras comparables.



3.12 Gráfico 7

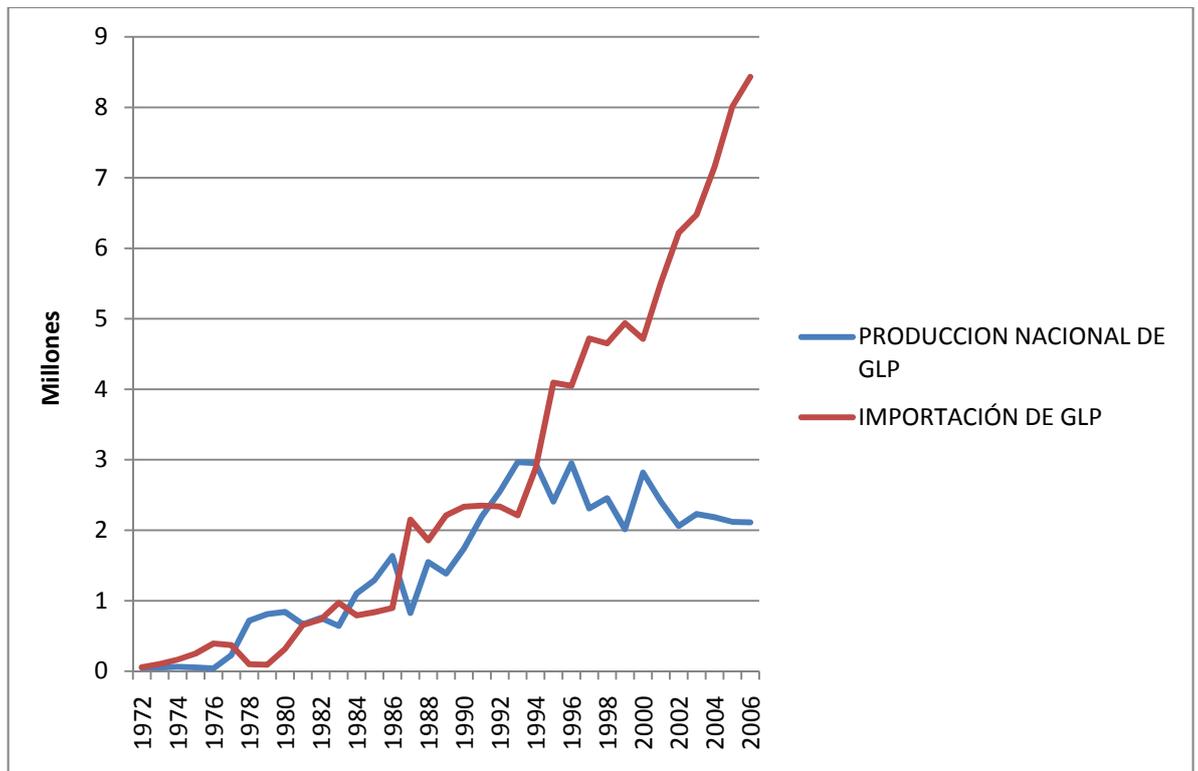
Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

Como podemos apreciar la importación de GLP ha mantenido una tendencia creciente con bajas poco significativas, esto es debido a que la producción de GLP es limitada en Ecuador así como su capacidad de almacenamiento, con una falta de inversión en lo que es aumento de

producción, estaciones de almacenaje, gasoductos y demás infraestructura necesaria para poder realizar una explotación adecuada con materia prima nacional, evitando en algún momento tener una dependencia total del mercado internacional para satisfacer las necesidades energéticas ecuatorianas, sea tanto para la industria, generación eléctrica o consumo de los hogares y servicios donde se necesite quemar algún tipo de combustible.

Si realizamos una comparación entre la producción de GLP nacional y las importaciones tenemos el siguiente gráfico:



3.13 Grafico 8

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

A partir del año 1994 la importación de GLP empieza una tendencia alcista con respecto a la producción nacional, que cada año se va reduciendo. En este año la relación de producción con respecto al total era de casi el 50% para PN y el 50% para la importación

Pero la tendencia creciente de las importaciones de GLP hizo que las mismas ganen cada año más territorio frente a la reducida producción

nacional, aumentando su contribución anual hasta llegar aproximadamente al 80% para finales del 2006, lo que para la economía ecuatoriana significa que aumenta la salida de divisas y con ello aumenta el subsidio interno para el GLP de uso domestico, por este motivo en esta investigación se plantea el aprovechamiento de gas natural proveniente del subsuelo en territorio ecuatoriano.

3.14 Oferta Nacional de GLP

Se entiende por oferta nacional de GLP la suma del gas explotado y transformado en gas licuado junto al gas que fue importado para la venta en los centros de distribución de Petrocomercial. Por lo que usamos la *ecuación 1* y aumentamos el componente importación de GLP en un determinado periodo de tiempo.

$$PNGLP_{t-0} = PGLP_{REE_{t-0}} + PGLP_{RLL_{t-0}} + PGLP_{CIS_{t-0}} \quad \text{Ecuación 1}$$

El resultado de la *ecuación 1* es el primer componente de la para determinar la oferta nacional de GLP, de donde obtenemos lo siguiente:

3.14.1 Ecuación 4

$$ONGLP_{t-0} = PNGLP_{t-0} + M_{t-0}$$

Donde:

ONGLP= Oferta Nacional de GLP

PNGLP= Producción Nacional de GLP

MGLP= Importación de GLP

Ahora que ya hemos demostrado las fuentes de donde provienen los componentes podemos aplicar la *ecuación 4*, para demostración de uso de la formula nos situamos en el año 2000, entonces nos queda de la siguiente forma:

$$ONGLP_{t-0} = PNGLP_{t-0} + M_{t-0}$$

$$ONGLP_{2000} = PNGLP_{2000} + M_{2000}$$

$$ONGLP_{2000} = 2817665 + 4714913$$

$$ONGLP_{2000} = 7532578$$



3.15 Grafico 9

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

4 Gas No aprovechado en Ecuador

Como vimos en el *capítulo 3.2* de la presente investigación el Ecuador tiene un gran potencial en lo que a gas natural se refiere, el mismo es venteado y quemado en los campos de explotación hidrocarburífera, esto de aquí se puede demostrar obteniendo el diferencial entre la producción de gas natural y la producción nacional de gas licuado de petróleo para un periodo de tiempo determinado.

4.1.1 Ecuación 5

$$GN_{no\ aprovechado_{t-0}} = PGN_{t-0} - PNGLP_{t-0}$$

Donde:

GN_{no aprovechado}= Gas Natural no aprovechado

PGN= Producción de gas natural

PNGLP= Producción Nacional de GLP

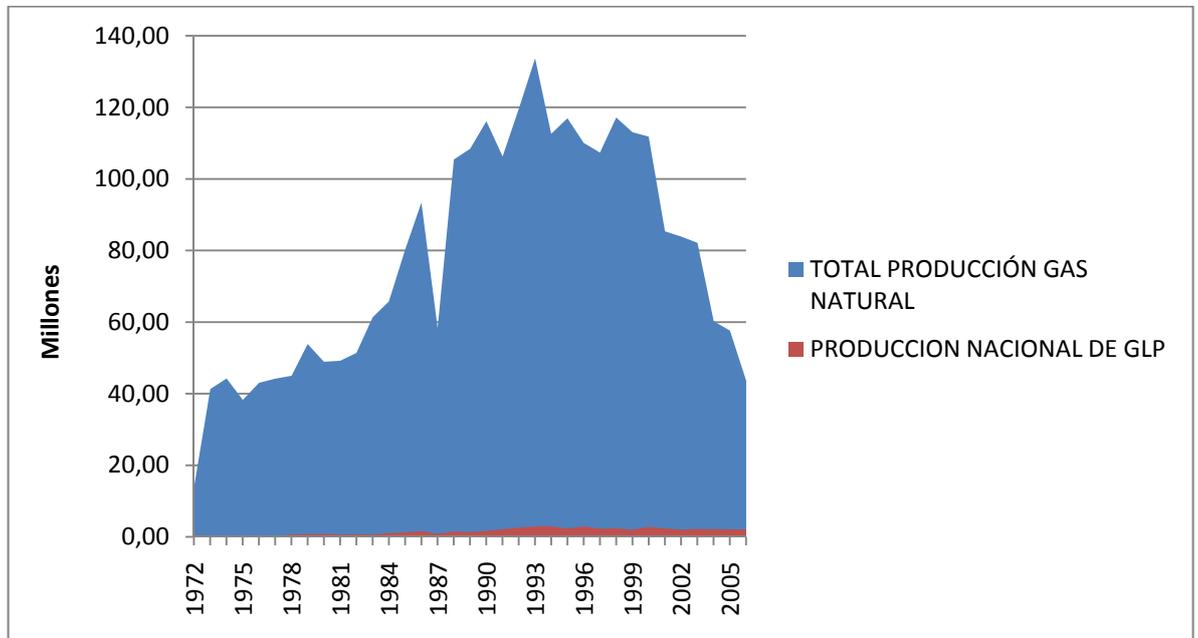
Para demostrar el funcionamiento, usaremos esta ecuación usando los datos del año 2000.

$$GN_{no\ aprovechado_{2000}} = PGN_{2000} - PNGLP_{2000}$$

$$GN_{no\ aprovechado_{t-0}} = 111834593,38 - 2817665$$

$$GN_{no\ aprovechado_{t-0}} = 109016928,38$$

Nos damos cuenta que los volúmenes de gas desperdiciados son casi 40 veces los aprovechados.



4.2 Grafico 10

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

En el *grafico 10*, el área de color rojo es el gas que se aprovecha en para crear GLP, mientras que el espacio azul representa todo lo que no se usa y se lo está desperdiciando, pudiendo ser el mismo una fuente importante de generación eléctrica, para no usar GLP, que es más costoso, la eficiencia que representa el GN de forma energética la podemos observar en la *tabla 2*.

Para una relación gas-petróleo promedio de 200 pies cúbicos por barril, la cantidad de GN asociado, alcanza los 915 billones de pies cúbicos que, de ser procesados, podrían significar 20.15 millones TM de GLP. De estas reservas el 74.32 % están localizadas en los campos de PETROECUADOR y el 25.78 % en los campos operados por las empresas privadas (Mogollón, 2005, pág. 5).

5 Alternativas para el uso del gas no aprovechado en Ecuador

El GN en nuestro país no es aprovechado, por lo tanto es lanzado al ambiente o también quemado en torres de extracción en campos petroleros, el mismo se encuentra principalmente compuesto por metano en un 75%.

Para que este importante recurso no sea desperdiciado como se ha venido haciendo a través de los últimos años planteamos las siguientes alternativas:

5.1 Licuefacción, Almacenaje

Partiendo de que el GN no aprovechado se lo puede explotar sea para el consumo interno, generación eléctrica, es totalmente exportable y transportable a grandes distancias.

Mediante licuefacción se puede transportar o almacenar en grandes tanques, este proceso consiste en enfriar el gas natural a menos 161° C, donde se condensa y pasa a estado líquido. Su volumen se reduce 600 veces permitiendo un transporte económico a largas distancias. (Foss, 2003, pág. 5)²³.

Para nuestro país el inicio es desde cero en lo que se refiere a la planta de licuefacción y almacenamiento. Por la situación geográfica del Ecuador ya que la mayoría de pozos de GN se encuentran ubicados en la región amazónica es necesaria una de las dos siguientes alternativas: fabricar plantas de licuefacción en el oriente o transportar por medio de gasoductos hacia una instalación de procesamiento en la costa ecuatoriana, inclusive pudiendo pasar por grandes centros poblados como Guayaquil y Quito para su uso dentro del territorio ecuatoriano, tendiendo redes de gasoductos hasta esos puntos de destino en dichas urbes, pero ese es motivo de otro análisis, por lo tanto no mencionaremos a gran medida esa alternativa como una gran solución para la investigación en curso, lo que si nos compete en este momento es transportar el gas a un

²³ Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

centro de procesamiento y licuefacción del mismo, ya que nuestro país se encuentra manejando la alternativa de la construcción de una nueva refinería en la provincia de Manabí, para esta investigación también se hace necesario un lugar donde instalar un complejo industrial para la licuefacción del gas.

Ya que la inversión en Hidrocarburos es elevada y representa un alto costo hundido para quien o quienes decidan hacerla junto al estado ecuatoriano ya que no hay que olvidar que el Artículo 408 de la Constitución Política de la República del Ecuador dice lo siguiente: Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico. Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución. (Asamblea Constituyente, 2008)²⁴

5.1.1 Costos para instalación de planta de licuefacción y almacenaje

Iniciamos este análisis si necesitásemos una planta de licuefacción y almacenaje ubicado en cualquier lugar de la costa ecuatoriana, tentativamente en Monteverde provincia de Santa Elena, donde el gobierno ya encargó los estudios de ingeniería básica, ingeniería de detalle, gerenciamiento y fiscalización del proyecto del Terminal Marítimo y Planta de Almacenamiento de GLP. (Flopec, 2010), la planta para licuefacción se encontraría ubicada junto o formaría parte de la mencionada planta, por lo tanto los estudios de ubicación ya no serían contratados de nuevo.

El estudio en el cual si tendríamos que incurrir en costos es; si la planta de GNL podría ocupar los mismos terrenos que la planta de almacenamiento de GLP, o si los terrenos aledaños se los puede ocupar de forma normal para construir este complejo industrial dedicado al GNL, además de los correspondientes estudios de impacto ambiental, riesgos, propiedades de tierras para su debida expropiación, etc, una vez teniendo claro todos estos factores los costos de la planta serían aproximadamente los siguientes:

²⁴ Asamblea Constituyente. (2008). *Constitución del Ecuador*. Montecristi, Manabí, Ecuador.

5.1.1.1 Gastos estimados de Capital para licuefacción y almacenaje

Gastos estimados de Capital en Monteverde		
Instalación de dos tanques de 100.000 ft3 para GNL	300	millones
Terminal de Licuefacción	200	millones
Terminal de Re-gasificación	200	millones
Ingeniería y diseño inicial FEED	82	millones
Software para recolección de datos	35	millones
	817	millones

5.2 Tabla 4

Fuente: (Taylor, 2009, pág. 72)

Elaborado: El autor

En la *tabla 4* tenemos los costos que corresponden a la instalación de un Complejo industrial dedicado exclusivamente al almacenaje de GNL, los mismos pueden variar de acuerdo a las condiciones de inversión en nuestro país, multas por atrasos, corrupción y demás cosas que no se pueden presupuestar que durante la obra desencadena una serie de imprevistos.

También tenemos que considerar los costos de una terminal de almacenaje de gas en el Oriente, ya que de esa zona es donde existe mayor explotación hidrocarburífera, y es necesario un trabajo simultaneo, además de que es un complemento, por lo tanto, el mejor lugar para construir es en las cercanías de los campos tanques de almacenaje y aprovechar la cercanía de Monteverde a lo que se trata de proyectos de explotación del gas del Golfo, los costos serían los mismos tomados a partir de la investigación de Taylor para la Olade. Entonces para la Amazonía y quedarían de la siguiente manera:

Gastos estimados de Capital en la Amazonía		
Instalación de dos tanques de 100.000 ft3 para GNL	300	millones
Instalación de tubería de 16 pulgadas	75	millones
Ingeniería y diseño inicial FEED	82	millones
Software para recolección de datos	35	millones
	492	millones

5.3 Tabla 5

Fuente: (Taylor, 2009, pág. 72)

Elaborado: El autor

Para llevar a cabo este proyecto es necesario un gasoducto que por el cual transportar el GN desde la zona norte de la Amazonía, hasta el lugar donde se podría también almacenar y distribuirlo para el consumo dentro del país.

Los costos de un gasoducto son variables dependiendo de la topografía del país, cercanía a centros poblados, pero en promedio cada Kilómetro tiene el siguiente costo

En este caso se necesitaría un gasoducto que en un principio podría ser paralelo al OCP con alrededor de 485 Km de longitud (OCP Ecuador S.A., 2010)²⁵ y desde Esmeraldas hasta Monteverde con aproximadamente otros 500 Km o se puede plantear una alternativa directa partiendo de entre 700 y 1200 kilómetros de longitud para transportar el GN desde la zona norte de la Amazonía hasta la zona donde se lo almacenaría en la costa ecuatoriana.

Para el precio de los gasoductos podríamos obtener el valor en efectivo haciendo referencia a los gasoductos que se han construido en América del Sur, entre los cuales tenemos:

El primero entre Venezuela y Colombia con un diámetro de 26 pulgadas, a un costo de 520 mil USD por cada Kilómetro. El gasoducto entre Bolivia y Brasil tiene un diámetro de 36 pulgadas y recorre 3.200 kilómetros. La inversión del mismo fueron 2.000 millones de dólares, lo que representa un costo de 625.000 dólares por kilómetro. Una referencia más, el que lleva gas de Bolivia y del noroeste de Argentina a los mercados de Buenos Aires tiene un diámetro de 30 pulgadas y una longitud de 1.470 kilómetros, su costo fue 837 millones de dólares, lo que da un costo unitario de 570.000 dólares por kilómetro. (Axpe, 2006).²⁶

Para nuestro trabajo, usaremos 1200 Km ya que es el máximo que estamos contemplando.

²⁵ OCP Ecuador S.A. (2010). *OCP Ecuador*. Recuperado el 17 de Septiembre de 2010, de http://www.ocpecuador.com/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=83&lang=es

²⁶ Axpe, A. M. (14 de Junio de 2006). *Soberania*. Recuperado el 26 de Septiembre de 2010, de http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2370.htm

Gastos estimados de Capital en gasoducto			
Pulgadas	Costo por Km USD	Km	Total USD
26	520.000,00	1.200,00	624.000.000,00
30	570.000,00	1.200,00	684.000.000,00
36	625.000,00	1.200,00	750.000.000,00

5.4 Tabla 6

Fuente: (Axpe, 2006).

Elaborado: El autor

De la *tabla 6*, solo tomaremos como alternativa la creación de un gasoducto de 30 pulgadas para obtener el costo final del proyecto para la planta de licuefacción y almacenamiento en Monteverde provincia de Santa Elena, usamos 4 tanques de almacenamiento de 100.000 cada uno para total tener una capacidad efectiva de 400 mil ft³ de GNL, tomando en cuenta que la capacidad de almacenamiento de los buques de gas va desde los 30 mil m³ hasta los 150 mil m³, los cuales tienen un costo alto por flete. Y no existe una amplia flota de barcos como para que puedan estar parados almacenando GNL solamente.

Entonces para obtener la cantidad de capital total sumamos:

5.4.1 Ecuación 6

$$GLA = Total\ Tabla\ 4 + Total\ Tabla\ 5 + Gasoducto\ de\ 30\ pulgadas\ tabla\ 6$$

Donde:

GLA: Gastos estimados en complejos de licuefacción y almacenaje

Esto nos da un resultado de:

$$GLA = 817\ millones + 492\ millones + 684\ millones$$

$$GLA = 1.993\ millones$$

5.4.2 Exportación de GNL

El gran objetivo de la extracción de GN es exportarlo, para no desperdiciar este recurso que es cotizado en mercados internacionales, donde el patrón energético es altamente dependiente del GNL. Y si nosotros no lo vamos a consumir por lo menos no debemos desperdiciarlo, porque puede significar un gran ingreso de divisas, por ejemplo si se hubiese vendido el total de la producción de GN del año 2006 como GNL Ecuador hubiese tenido ingresos por 5.760,6 millones, *tabla 7* a un precio unitario de 4 USD por cada BTU provenientes de la

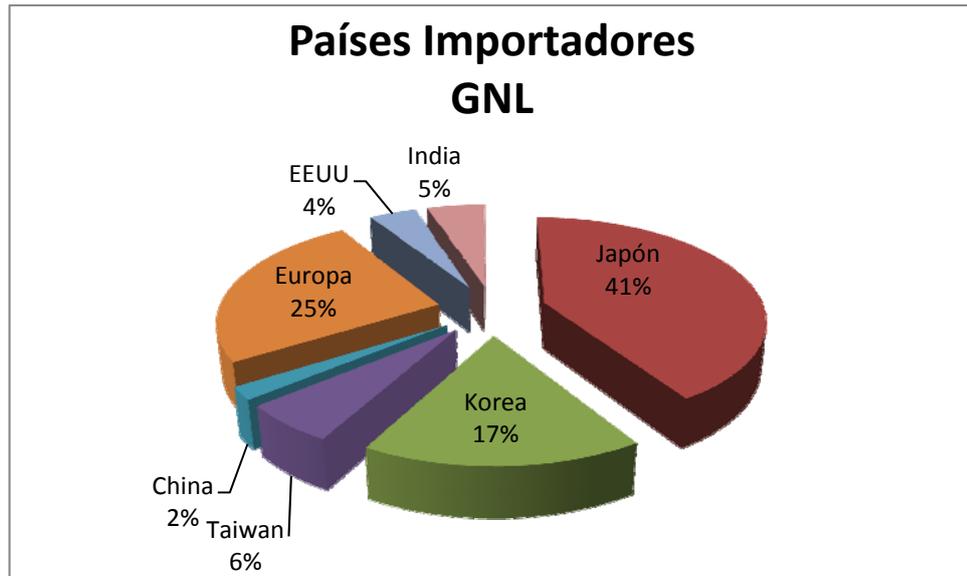
venta de 43,6 millones de barriles de GN, aunque sería utópico pensar en que se hubiese podido vender ese volumen de producción no es que el estado ecuatoriano pierda capitales percibidos, pero lo que si se está haciendo es dejar de ganarlos, es decir no los explota ni los está dejando explotar.

El Banco Mundial estima que el volumen anual de gas natural que se quema y vende está por encima de los 100 millardos de metros cúbicos, suficiente para garantizar el consumo anual combinado de Alemania y Francia. En África, solamente, el quemado puede producir 200 Teravatios-hora de electricidad, cerca del 50% del consumo eléctrico real del continente Africano y más del doble del nivel del consumo eléctrico en el África Sub-Sahariana (excluyendo Sudáfrica). Esto es también equivalente a más del 10% del compromiso de reducción de emisiones por países desarrollados bajo el Protocolo de Kioto por el período 2008-2012. (PDVSA, 2005, pág. 1)²⁷

Los países más desarrollados son los mayores consumidores de recursos energéticos, entre ellos el GN, con un aumento creciente de la población así mismo sus necesidades de consumo al necesitar mantener satisfecha su demanda una vez que su oferta domestica de GN va decreciendo se ven obligados a conseguir suministro de energía fuera de sus fronteras y en este punto es donde el Ecuador debe de tener un papel importante dentro de la economía mundial al explotar de forma directa o indirecta el GN

En el continente asiático es donde se consume la mayor parte de las exportaciones de GN con un 70% de participación en el mercado mundial de GNL, de los cuales el 41% los consume Japón *Grafico 11*. (Gas Energy, 2009, pág. 11)

²⁷ PDVSA. (2005). Oportunidades para la recuperación de gas y reducciones de quemado y venteo en América Latina y el Caribe. *Taller ARPEL*. Caracas.



5.5 Grafico 11

Fuente: (Gas Energy, 2009)

Elaborado: El autor

Los países de mayor producción de GNL que comercializan en el mercado global son Argelia, Indonesia, y Qatar. Un rol más bien secundario es el que asumen Australia, Nigeria, y Trinidad y Tobago como exportadores de GNL. (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2006)²⁸

No con eso quiere decir que el Ecuador sería un país altamente competitivo en el mercado mundial o que va a estar entre los grandes exportadores, de lo que se trata es de que el país no desperdicie un recurso no renovable.

Por ejemplo Chile compra el GNL a 10 USD por MMBTU (Marticorena, 2009)²⁹, cuando los precios que se manejan mundialmente están entre los 3 y 5 USD por cada MMBTU, lo cual significaría una gran ventaja para el Ecuador por la cercanía geográfica y las buenas relaciones diplomáticas que tienen ambos países.

Realizando un análisis en base a los volúmenes de unidades calóricas británicas a su precio de venta desde el año 2000 al año 2006 a un costo de 4 dólares por MMBTU obtenemos la siguiente tabla:

²⁸ Pontificia Universidad Católica de Chile. (2006). *Mercado de GNL en Chile*. Recuperado el 21 de Octubre de 2010, de http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page310.htm

²⁹ Marticorena, J. (6 de Junio de 2009). *latercera.com*. Recuperado el 30 de Octubre de 2010, de http://latercera.com/contenido/655_207032_9.shtml

Años	TOTAL PRODUCCIÓN GAS NATURAL	venta a 4,00
	BTU	USD
2000	3.690.541.581,53	14.762.166.326,11
2001	2.818.694.838,78	11.274.779.355,12
2002	2.770.161.234,20	11.080.644.936,78
2003	2.711.933.590,90	10.847.734.363,61
2004	1.989.161.469,16	7.956.645.876,65
2005	1.903.150.030,19	7.612.600.120,75
2006	1.440.153.709,34	5.760.614.837,35

5.6 Tabla 7

Fuente: (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

En la *tabla 7* También notamos una tendencia decreciente en la producción de GN, y aun así 5 mil millones no venían mal a la cuenta única del tesoro para no depender de otros organismos sean internos o externos. Tomando en cuenta que se pudiese vender la producción de GN hubiesen ingresado al país 69.295 millones solo desde el año 2000 hasta el periodo 2006.

5.6.1 Costos para exportación de GNL

Los costos en los que el país debe de incurrir para dar total facilidad para la llegada de buques metaneros, para que se lleven el GNL desde la planta de almacenaje y licuefacción, es decir construir un puerto de aguas profundas donde puedan llegar estos barcos que son de gran calado incluso, de ser necesario y si la demanda lo permite se puede llegar a poseer una flota de barcos disponibles para comercialización de GNL.

Estos gastos serían aumentados a los gastos de licuefacción y almacenaje ya que es esos son la estructura básica, sea para el uso interno o para exportar el GNL. Así como también se aumentaría la capacidad de almacenaje de GNL en un 100% es decir se implementarían 2 tanques más para el complejo de Monteverde, por lo que la tabla de costos quedaría de la siguiente manera:

Gastos estimados de Capital en Monteverde para puerto		
Instalación de dos tanques de 100.000 ft ³ para GNL	300	millones
Construcción de Puerto de Aguas Profundas con facilidades para GNL	75	millones
	375	millones

5.7 Tabla 8

Fuente: (Taylor, 2009, pág. 72)

Elaborado: El autor

La *tabla 8* corresponde a lo que sería la inversión en construir un puerto de aguas profundas para que lleguen buques metaneros a llevar la producción de GN en forma de GNL al destino donde el mismo va a ser re-gasificado y usado, sea para generación eléctrica, consumo doméstico o industrial. Podemos sumar para obtener el costo de la infraestructura para que el país pueda dejar el GNL en puerto y asumiendo que el comprador o inversionista que tengan la disponibilidad de tener una flota de buques metaneros se encargue de transportarlo en barcos.

De la siguiente ecuación podemos obtener el gasto total en infraestructura para poder realizar las tareas de licuefacción y puesta en puerto para la exportación de GNL.

5.7.1 Ecuación 7

$$GEP = x \text{ tanques} \times y \text{ Puertos}$$

Donde:

GEP= Gasto estimado en Puerto

X = Número de tanques

Y = Número de atracaderos para barcos

Usando la ecuación 7 obtenemos el siguiente resultado usando solo

$$GEP = 2 \text{ tanques} \times y \text{ Puertos}$$

$$GEP = 300 \text{ millones} \times 75 \text{ millones}$$

$$GEP = 375 \text{ millones}$$

Si el Ecuador quisiera tener su propia flota de barcos, la construcción de un metanero de 138.000 m³ es de alrededor de 160 millones (Schneider, 2009, pág. 2)³⁰, aunque ya existen buques con capacidad de más de 200.000 m³ que son llamados Q-flex con 210 mil m³ de capacidad y Q-max de 260 mil m³. Si asumimos que necesitamos 3 buques de 138.000 m³ modificamos la ecuación 7 de la siguiente manera, donde sumaremos la siguiente ecuación:

5.7.2 Ecuación 8

$$CBM = 160\text{millones} \times X$$

Donde:

CBM= Costo del Buque Metanero

X= Cantidad de buques a adquirir

$$CBM = 160\text{millones} \times 3$$

$$CBM = 480 \text{ millones}$$

Actualmente en el Ecuador existen reservas probadas de Gas Natural (4,5 billones de pies cúbicos), lo que permitiría abastecer esta demanda actual y proyectada en al menos 10 años, además se realizan trabajos de exploración en la zona costera del país en alianza estratégica con las empresas extranjeras ENARSA, PDVSA, SIPEC y EDC. (Petrocomercial, 2008)³¹

Esto quiere decir que si se explotasen totalmente el Ecuador podría tener ingresos de 99 billones de USD durante al menos los próximos 10 años después de que se inicie el proyecto para exportación.

³⁰ Schneider, L. (2009). *Una visión sobre el mercado de GNL en América Latina y en el mundo*. Centro Latinoamericano de investigaciones científicas y técnicas. Buenos Aires: CLICET.

³¹ Petrocomercial. (2008). *Noticias Petrocomercial*. Recuperado el 26 de Noviembre de 2010, de http://www.petrocomercial.com/wps/documentos/noticias/noticias_template_solo/ruedadeprensaoctubre.html

5.7.3 Generación eléctrica con GN

Otra de las alternativas que tenemos es la generación eléctrica en base a centrales térmicas, las cuales producen energía eléctrica mediante la combustión de Carbón, Fuel Oil, Diesel o Gas Natural, en nuestro país la única central que usa gas es Machala Power generando 130 MW/h, usando el gas del Golfo que lo extrae la empresa EDC como materia prima para transformación en electricidad.

La capacidad total efectiva de generación instalada es 3.670 MW, de los cuales 3.200 MW corresponden al Sistema Nacional Interconectado y el resto al parque de autogeneradores. El 48% (1.750 MW) de la capacidad interconectada es hídrica y el parque térmico consiste de centrales de vapor, motores de combustión interna y turbinas de gas. La interconexión con Colombia (250 MW) y Perú (90 MW). (SENPLADES, 2007)³²

Si partimos de que el Ecuador adquiere 340 MW/h diarios de Colombia y Perú, necesitaríamos 3 similares a la de Machala Power para cubrir el déficit de electricidad proporcionado por los países vecinos que es el déficit que el Ecuador sufre en las etapas de sequía, solo hacia Colombia el país pagaba 257 millones (Orejuela & Orejuela, N/D)³³.

Una de las alternativas que manejamos es que las centrales térmicas se las ubique cerca de las plantas de almacenamiento de GN o ubicarlas cerca de los lugares de explotación de gas y crear un tendido eléctrico para que sea conectado al Sistema Nacional Interconectado.

5.7.4 Gastos para creación de centrales termoeléctricas con GN

El combustible básico para que funcione una central térmica pueden ser el carbón, fuel-óleo o GN, la diferencia está en el tratamiento que haya recibido el combustible previamente, las centrales a base de GN son de las que menos emisiones de CO₂ produce de las centrales térmicas. el Gasto en construir una central de es el siguiente:

³² SENPLADES. (2007). *Plan Nacional de Desarrollo 2007 - 2010*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Quito.

³³ Orejuela, A. P., & Orejuela, V. H. (N/D). *Aspectos Favorables y Factores Adversos de la Interconexión Eléctrica Ecuador-Colombia*. Quito.

Gastos estimados en central térmica de GN		
Central Generadora con capacidad de 150 MW	150	millones
Instalación de tubería de 16 pulgadas	75	millones
	225	millones

5.8 Tabla 9

Fuente: (Térmicas, 2007) (Taylor, 2009, pág. 72)

Elaborado: El autor

De ser implementado el uso de 3 centrales térmicas en el país, los valores de la *tabla 9* serían multiplicados por 3 y de fabricarlos al mismo tiempo que toda la infraestructura gasífera propuesta en este trabajo.

5.8.1 Ecuación 9

$$GCT = Q \times P$$

$$GCT = 3 \times 225 \text{ millones}$$

$$GCT = 675 \text{ millones}$$

Donde:

GCT= Gastos en Centrales térmicas

Una vez establecidas las soluciones, el Ecuador quedaría con la infraestructura básica para la explotación y exportación de GN más la generación eléctrica de 450 MW/h. La energía producida por gas es la más barata de todas, es una de las más limpias por su baja emisión de CO₂. De las centrales termoeléctricas las más contaminantes son las siguientes en orden de menor a mayor en emisión de CO₂: Gas Natural, Fuel Oleo, Biomasa y Carbon. (Wikipedia, 2010)

6 Gasto total en el Proyecto de uso del GN

Para el cálculo total del proyecto y contar con la infraestructura básica que nos permita la explotación, transporte interno para uso domestico, industrial, generación eléctrica y exportación la ecuación viene dada de la suma de las ecuaciones 6, 7, 8 y 9 quedando de la siguiente manera:

6.1.1 Ecuación 10

$$GTI = GLA + GTE + GBM + GCT$$

Donde:

GTI= Gasto Total Inversión

GLA= Gasto en Licuefacción y almacenaje

GTE= Gasto total para exportación en puerto

GBM= Gasto total en adquisición de Buques metaneros

GCT= Gasto en Centrales Térmicas

Por lo tanto reemplazando los valores correspondientes a cada una de las etapas para uso del GNL nos queda el siguiente valor:

$$GTI = GLA + GTE + GBM + GCT$$

$$GTI = 1993 + 375 + 480 + 675$$

$$GTI = 3523 \text{ millones}$$

7 Estructura de Costos y Cadena de Valor del GNL

Una vez que tenemos los gastos en los que hay que incurrir para permitir la explotación de GN debemos determinar los costos que tiene cada una de las etapas que existen para llevar el GNL a su lugar de destino cuando de exportarlo se trata.

7.1 Exploración y Producción

La exploración son las actividades que se realizan para determinar donde se encuentran los yacimientos de gas aquí es donde se encuentra el mayor riesgo de la inversión en dependiendo de los gastos de esta etapa también aumenta el precio del GNL, para que puedan ser explotados, se estima que los costos para estas actividades van desde los 0,50 USD a 1 USD por cada MMBTU. (Foss, 2003, pág. 20)³⁴

³⁴ Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

7.2 Licuefacción

En esta etapa es donde se enfría el gas para reducir su volumen en 600 veces, para ser almacenados en tanques de doble pared de acero y cemento con algunos materiales aislantes entre ellas para evitar cualquier fuga. Los costos de esta etapa están entre 0,8 USD y 1,20 USD por cada MMBTU. (Foss, 2003, pág. 20)³⁵

7.3 Transporte

Aquí se incluye esta el precio del transporte por llevar el GNL de un puerto a otro, estos buques son hechos con altos estándares tecnológicos para evitar cualquier tipo de filtraciones o que el contenido que están transportando se evapore. Los costos de traslado se encuentran dependiendo la distancia a recorrer entre 0,4 USD a 1,00 USD por cada MMBTU (Foss, 2003, pág. 20)³⁶

7.4 Regasificación y Almacenamiento

Primero el gas es entregado en su lugar de destino y es almacenado en tanques similares a los del puerto de origen para luego ser recalentado y distribuido para su consumo final, los costos de esta etapa están entre 0,30 USD a 0,50 USD por cada MMBTU, este costo es totalmente asumido por el comprador ya que la planta de regasificación y almacenamiento son de propiedad del comprador. (Foss, 2003, pág. 20)³⁷

Para plantear la cadena de costos en forma de ecuación tomamos cada uno de sus componentes para obtener el margen superior usaremos los valores más altos, de la siguiente forma:

³⁵ Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

³⁶ Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

³⁷ Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

7.5 Ecuación 11

$$C(x)_{GNL} = EP(x)_{GNL} + PL(x)_{GNL} + TR(x)_{GNL} + RA(x)_{GN}$$

Donde:

C= Costo de GNL

EP= Exploración y Producción

PL= Procesamiento y Licuefacción

TR= Transporte

RA= Regasificación

X= MMBTU

Por lo tanto reemplazando los costos obtenemos lo siguiente trabajando con el año 2006, para facilidad de trabajo solo se pondrá en escala de mil millones:

$$C(x)_{GNL} = 1x_{GNL} + 1,2x_{GNL} + 1x_{GNL} + 0,5x_{GN}$$

$$C(x)_{GNL} = 1(1440,2)_{GNL} + 1,2(1440,2)_{GNL} + 1(1440,2)_{GNL} + 0,5(1440,2)_{GN}$$

$$C(x)_{GNL} = 1440,2_{GNL} + 1728,2_{GNL} + 1440,2_{GNL} + 720,1_{GN}$$

$$C(x)_{GNL} = 5328,6$$

Este hubiese sido el costo por comercializar el total producido en el año 2006, con este resultado obtenemos la Utilidad. Teniendo en cuenta que los costos de regasificación los paga quien compra el gas la utilidad para el país aumentaría en ese valor.

$$U = I - C$$

$$U = 5760,6 - 5328,6$$

$$U = 432,0$$

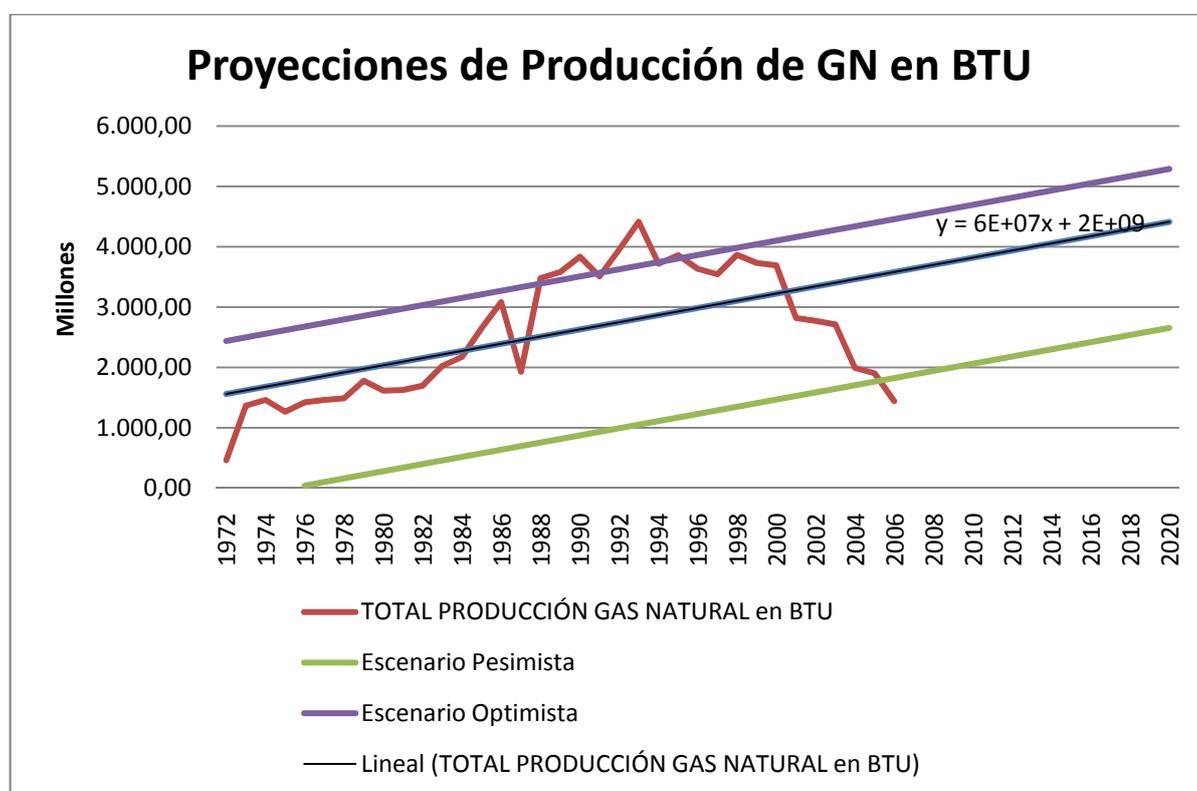
$$U = 432,0 + 720,1$$

$$U = 1152,1 \text{ millones}$$

7.6 Proyecciones hasta el año 2020

Como se mencionó al inicio de este trabajo, el presente no representa un estudio de pre-factibilidad ni factibilidad, concentrándose únicamente en el nivel de informe preliminar.

La actividad hidrocarburifera es un negocio rentable para cualquier inversionista que esté dispuesto a correr el riesgo de venir al Ecuador, la producción nacional de GN que tiene datos desde el 1972 al año 2006, y realizando una proyección desde el año 2007 al año 2020 con 2 desviaciones estándar para obtener un escenario pesimista de la misma obtenemos el siguiente grafico:



7.7 Grafico 12

Fuente: Proyecciones en base a (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

Partiendo de los datos que generan el *grafico 12* podemos proyectar las ventas esperadas en términos de efectivo si desde el año 2006 se hubiese invertido en la infraestructura propuesta para la

explotación y exportación de GN, bajo el supuesto de que se montaba la estructura necesaria en tan solo un año

Proyección Estimada de ventas bajo escenario Pesimista			
Años	Venta Pesimista	Costo de venta	Utilidad
2008	7.769.413.018	6.215.530.414	1.553.882.604
2009	8.007.104.140	6.405.683.312	1.601.420.828
2010	8.244.795.261	6.595.836.209	1.648.959.052
2011	8.482.486.383	6.785.989.106	1.696.497.277
2012	8.720.177.505	6.976.142.004	1.744.035.501
2013	8.957.868.626	7.166.294.901	1.791.573.725
2014	9.195.559.748	7.356.447.798	1.839.111.950
2015	9.433.250.870	7.546.600.696	1.886.650.174
2016	9.670.941.991	7.736.753.593	1.934.188.398
2017	9.908.633.113	7.926.906.490	1.981.726.623
2018	10.146.324.235	8.117.059.388	2.029.264.847
2019	10.384.015.356	8.307.212.285	2.076.803.071
2020	10.621.706.478	8.497.365.182	2.124.341.296

7.8 Tabla 10

Fuente: Proyecciones en base a (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

Capital	VF	Tiempo	Tasa	TIR	VAN 35%
3.523.000.000,00	23.908.455.344,96	13	15,87%	47%	\$ 4.694.449.294,96
					\$ 1.171.449.294,96

7.9 Tabla 11

Fuente: Proyecciones en base a (Petroecuador, 2007)

Elaborado: El autor

Como podemos observar en la *tabla 11* si alguna empresa que tenga la capacidad de invertir 3523 millones esperando obtener una tasa del 35% lo podría hacer en GN en Ecuador ya que obtendría como resultado final 1171,4 millones más de lo que esperaba.

7.10 Condiciones para la Inversión

Los grandes inversionistas siempre están buscando donde colocar sus capitales, buscan condiciones favorables, un sistema judicial transparente y estable, en el caso de la inversión en hidrocarburos es un

tema bastante complicado porque existen bastantes costos hundidos del por medio quien quiere invertir necesita poder planificar a mediano y a largo plazo, sino no es atractivo un país para la inversión extranjera, el sector hidrocarburífero siempre está sujeto a las normas que rijan esa actividad, condiciones contractuales, donde no se pueden estar cambiando a la conveniencia del momento.

Un país debe de reunir estas simples condiciones:

7.10.1.1 Libertad para la iniciativa privada en un marco social y pluralismo económico

Es un aspecto básico, por medio de este los trabajadores reciben beneficios sociales, ya que a más de una economía de mercado en la cual puedan laborar, los mismos van a estar seguros ya que pueden recibir sus beneficios sociales acorde a su trabajo en las diferentes áreas donde decidan vender su mano de obra ya que con el pluralismo se facilita el acceso a diversas actividades productivas.

7.10.1.2 Rol subsidiario del Estado en la actividad económica

El estado debe definir hacia donde dirige sus esfuerzos ya que no puede estar tratando de acaparar todos los sectores de la economía, los sectores a los que debe de enfocar sus esfuerzos son: seguridad, seguridad social, salud, educación, y servicios básicos, pero no puede también tratar de estar en los sectores de industrias manufactureras, varios medios de comunicación masivos, energético, ya que las empresas privadas son quienes cuentan con investigaciones tecnológicas y el capital para realizar estas actividades con tecnología de punta, en el caso hidrocarburífero, las empresas llevan años de estudios en nuevas tecnologías para poder implementar economías de escala.

7.10.1.3 Libre competencia

El estado lo que debe de hacer es vigilar que las empresas privadas cumplan la ley y las mismas no sean colusivas como ya se han dado casos en Ecuador, las personas más beneficiadas de la libre competencia son los consumidores ya que son los que pueden acceder a precios más bajos para la adquisición de bienes y servicios.

7.10.1.4 Libertad para contratar

Las empresas deben contratar el personal que necesiten, y las personas son libres de prestar su fuerza de trabajo en las empresas que los contraten y estén dispuestas a pagar un salario justo de acuerdo a las necesidades del mercado y que tengan satisfecho al trabajador, el estado también debe ser un ente regulador para evitar abusos de tipo legal de los empresarios como: no aportación a la seguridad social, explotación laboral. Remuneraciones de acuerdo a la capacidad intelectual y física del trabajador, en la actividad petrolera los riesgos son altos para la integridad física del trabajador, por lo tanto los obreros deben laborar con todas las condiciones de seguridad y deben de tener seguros de accidentes que cubran cualquier percance por grave que sea. Otra condición justa es que la mano de obra principalmente sea local, solo de no existir en el país poder contratar fuera de las fronteras.

7.10.1.5 Es estado debe de otorgar garantías

El inversionista sea de donde sea necesita saber que va a tener seguridad para poder trabajar libremente al menos en este sector es importante ya que los costos de inversión son altos y la recuperación es a mediano o largo plazo por lo que necesita una seguridad jurídica para sus inversiones.

7.10.1.6 Igualdad de trato

Tanto las inversiones extranjeras privadas deben de tener el mismo trato que las inversiones privadas locales y las públicas locales ya que lo que se busca es una igualdad para que el cliente sea quien escoja el proveedor que está buscando, en el caso petrolero se da igual todas las empresas que invierten en el país deben tener el mismo trato ya que laboran bajo una misma ley

7.10.1.7 Posibilidad de tratar controversias en tribunales nacionales como en tribunales internacionales

Es necesario que las empresas que se sientan perjudicadas puedan llevar sus casos a tribunales nacionales y ser juzgadas de acuerdo a la ley y en último de los casos a centros de mediación y arbitraje convenidos donde el Ecuador ha ganado también gran parte de sus casos

7.10.1.8 Libre tenencia de sus capitales

Disponer libremente de los capitales y en la moneda que el inversionista considere pertinente tener en ese momento. También respetando convenios de inversión

7.10.1.9 Inviolabilidad de la propiedad, establecimiento de causas justificadas para una expropiación previo pago justo, igualdad tributaria

Se debe respetar los bienes que pertenecen a la empresa ya que con los mismos la empresa genera trabajo, solo en caso de que las empresas no estén cumpliendo con su parte, sea por explotación laboral o se necesite su lugar de ubicación por un caso de fuerza mayor se podrá expropiar los bienes de la misma pagando el valor que es, las empresas deben de tener el mismo trato ya que se encuentran trabajando dentro del mismo territorio y los mayores beneficiados son los trabajadores nacionales

Si reunimos estas condiciones podríamos atraer inversión extranjera y especializada en materia de gas, sobretodo empresas grandes que si dan un aporte a la economía nacional y no solo explotadores marginales, que no tienen gran capacidad de inversión y solo esperan vivir de los precios que se manejan en la actividad de hidrocarburos.

El Ecuador tiene un gran potencial e incluso puede llegar a obtener buenos ingresos.

8 Conclusiones

1. El precio de venta del GN en Ecuador es estimado de acuerdo a la cadena de valor del mismo, desde la etapa de exploración hasta la de regasificación y almacenamiento, que se puede demostrar con la *ecuación 11*.
2. Para un análisis de eliminación del subsidio al gas es motivo de otro estudio, ya que en él están inmersos no solo estudios de volumen de aumento de oferta, sino factores políticos, pero de acuerdo a esta investigación el dinero que ingrese podría cubrir el costo del subsidio que de acuerdo al ministerio de Finanzas es de 529,45 millones (Barniol, 2008), que de acuerdo a la proyección de la *tabla 10* aun quedarían más de 1000 millones para redirigir a otros sectores de la economía.
3. El GN vendido a otros países es un negocio rentable no solo para el Ecuador sino también para los inversionistas que cuentan con mayor especialización en el área de Hidrocarburos, las proyecciones en esta investigación se realizaron en base a un precio de 4 dólares por millón de BTU, cuando en países como Chile llegan a pagar alrededor de 10 dólares por millón de BTU.
4. La explotación de GN de forma adecuada debería ser realizada por empresas privadas que están dedicadas a la explotación de GN alrededor del mundo, ya que las mismas cuentan con los recursos, la tecnología y la experiencia para realizar de mejor manera la extracción de este recurso natural, el país se vería beneficiado en la contratación de mano de obra nacional, la recaudación de impuestos, y participación en la venta de GN, pero esto se dará siempre y cuando exista un marco jurídico que permita al inversionista, no con esto se dice que el Ecuador no lo podría realizar pero debería primero adquirir la experiencia para hacerlo y desde 1972 no lo ha hecho.

9 Recomendaciones

- 1.** Este trabajo solo es un análisis a nivel de informe preliminar para futuros estudios e investigaciones sobre la explotación de GN en Ecuador, entre los cuales podemos tener como un cambio de patrón energético para lo que es el GLP que año a año aumenta el volumen de importación del mismo.
- 2.** Con estos antecedentes las empresas interesadas pueden empezar a desarrollar estudios más profundos de factibilidad para la explotación, e implementación de infraestructura para la explotación de GN.
- 3.** Los datos de este estudio fueron realizados con fuentes oficiales, por lo tanto pueden servir como fuente secundaria para futuras investigaciones.
- 4.** Pero sobretodo que en lo que se refiere a GN, no hay algo peor que desperdiciar una fuente de riqueza teniendo necesidades por cubrir.

10 Bibliografía

Agip Ecuador. (2005). *Industria*. Recuperado el 18 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/usoindustria.htm>

Agip Ecuador. (2005). *Qué es el Gas Licuado de Petróleo*. Recuperado el 15 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/queglp.htm>

Agip Ecuador. (2005). *Usos*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/usoagro.htm>

Agip Ecuador. (2005). *Usos Domestico*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2009, de <http://www.agip.com.ec/usodomestico.htm>

Asamblea Constituyente. (2008). *Constitución del Ecuador*. Montecristi, Manabí, Ecuador.

Axpe, A. M. (14 de Junio de 2006). *Soberanía*. Recuperado el 26 de Septiembre de 2010, de http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2370.htm

Barniol, R. (22 de Septiembre de 2008). *Realidad y Proyección del Sector Energético en la Región*. (R. Barniol, Intérprete) Guayaquil.

BCE. (2010). Banco Central del Ecuador, Quito.

Benitez, G. (21 de Marzo de 2005). *La refinería estatal de Esmeraldas, un puntal para la economía nacional*. Recuperado el 05 de Mayo de 2010, de <http://www.voltairenet.org/article124328.html>

dianet.co.ar. (27 de Diciembre de 2010). *Que es la energía*. Recuperado el 2010 de Diciembre de 2010, de <http://www.dianet.com.ar/dianet/users/Solis/Marco%20Te%F3rico.htm>

DNH. (2010). Dirección Nacional de Hidrocarburos, Quito.

elchenque.com.ar. (2005). *Glosario de Petróleo y Gas*. Recuperado el 21 de Marzo de 2009, de <http://www.elchenque.com.ar/eco/petro/glosdefi.htm>

Enrique Rosales Ortega, El Universo. (5 de Diciembre de 2008). *El Universo*. Recuperado el 21 de Diciembre de 2010, de <http://www.eluniverso.com/2008/12/05/1/1366/B014DFA476F7452E92E0A42D30F285A8.html>

Ernesto Grijalva, Diario Hoy. (10 de Julio de 2004). *Colapsa Refinería de Esmeraldas*. Recuperado el 20 de Julio de 2010, de

<http://www.explored.com.ec/noticias-ecuador/colapsa-refineria-de-esmeraldas-180440-180440.html>

Flopec. (2010). *Resolución N° GGR-064-2010*. Resolución, Flota Petrolera Ecuatoriana, Gerencia General, Quito.

Flores, D. L. (18 de Abril de 2005). *Joint Venture*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2010, de <http://www.monografias.com/trabajos20/joint-venture/joint-venture.shtml>

Foss, M. M. (2003). *Gas natural licuado*. Recuperado el 20 de Abril de 2010, de http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

Gas Energy. (2009). Mercado Mundial de GNL y reintegración Latinoamericana. *6to Congreso de Gas Summit 2009*, (pág. 50). Sao Paulo.

Honorable Consejo Provincial de Santa Elena. (s.f.). *Gobierno Provincial de Santa Elena*. Recuperado el 20 de Agosto de 2010, de http://www.hcpse.gov.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=442:la-libertad&catid=71:santa-elena&Itemid=155

<http://www.efemerides.ec>. (01 de Octubre de 2010). *Historia del Petróleo en Ecuador*. Recuperado el 14 de Abril de 2010, de http://www.efemerides.ec/1/marzo/h_petroleo.htm

I Espana. (s.f.). *Centrales Terminas*. Recuperado el 7 de Octubre de 2010, de <http://centrales-termicas.iespana.es/>

Marticorena, J. (6 de Junio de 2009). *latercera.com*. Recuperado el 30 de Octubre de 2010, de http://latercera.com/contenido/655_207032_9.shtml

Martínez-Acosta, D. J. (2004). *ROL JURÍDICO Y POLÍTICO DEL ESTADO ECUATORIANO EN EL DESARROLLO DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO OPERADO POR PETROECUADOR DESDE 1989 HASTA LA PRESENTE FECHA*.

Mogollón, F. (2005). *El Ecuador en la iniciativa metano al mercado-sector gas y petróleo*. Taller de transparencia, Ministerio del Ambiente, Villahermona.

Natural Gas Org. (2004-2010). *Natural Gas Marketing*. Recuperado el 27 de Diciembre de 2010, de <http://www.naturalgas.org/naturalgas/marketing.asp>

OCP Ecuador S.A. (2010). *OCP Ecuador*. Recuperado el 17 de Septiembre de 2010, de http://www.ocpecuador.com/index.php?option=com_content&view=article&id=62&Itemid=83&lang=es

OLADE. (2008). *Informe de Estadísticas Energéticas 2007*. Quito.

Orejuela, A. P., & Orejuela, V. H. (N/D). *Aspectos Favorables y Factores Adversos de la Interconexión Eléctrica Ecuador-Colombia*. Quito.

PDVSA. (2005). Oportunidades para la recuperación de gas y reducciones de quemado y venteo en América Latina y el Caribe. *Taller ARPEL*. Caracas.

Petrocomercial. (2008). *Noticias Petrocomercial*. Recuperado el 26 de Noviembre de 2010, de http://www.petrocomercial.com/wps/documentos/noticias/noticias_template_solo/ruedadeprensaoctubre.html

Petroecuador. (2008). *Costo de productos comercializados Enero-Diciembre 2006*. Petroecuador, Unidad de Contraloría, Quito.

Petroecuador. (2007). *Informe Estadístico de la actividad Hidrocarburífera del País 1972-2006*. Quito.

Pontificia Universidad Católica de Chile. (2006). *Mercado de GNL en Chile*. Recuperado el 21 de Octubre de 2010, de http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page310.htm

Schneider, L. (2009). *Una visión sobre el mercado de GNL en América Latina y en el mundo*. Centro Latinoamericano de investigaciones científicas y técnicas. Buenos Aires: CLICET.

SENPLADES. (2007). *Plan Nacional de Desarrollo 2007 - 2010*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Quito.

Taylor, C. (2009). *Natural Gas Markets in the caribbean region*. Olade, Calgary.

Térmicas, C. (2007). *Centrales Térmicas*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2010, de <http://centrales-termicas.iespana.es/>

UNCTAD. (2005). *Gas Natural*. Recuperado el 16 de Octubre de 2009, de <http://www.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/cadena.htm#filiere>

Wikipedia. (27 de Diciembre de 2010). *Central Termoeléctrica*. Recuperado el 27 de Diciembre de 2010, de http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica

Wikipedia. (2008). *Gas Natural*. Recuperado el 10 de Enero de 2008, de http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural

11 ANEXOS

FUENTES DE ENERGÍA	POSITIVO (Plus)	NEGATIVO (Minus)	INTERESANTE (Interesting)
HIDRAULICA	Es renovable. Es poco contaminante. Alto poder de producción energética.	Costo de infraestructura excesivo. Afecta la ecología del río. Depende de la hidraulicidad anual.	Aprovechamiento del excedente de agua (riego, abastecimiento de poblaciones). Es la más empleada entre las fuentes de energía renovables.
SOLAR	Es inagotable. No contamina.	No puede ser almacenada. Sistema de captación grandes y caros. Es discontinua y aleatoria.	Gran posibilidad de desarrollo futuro (está en fase experimental).
EÓLICA	Es inagotable. No contamina. Es barata (una vez construida la central).	Es discontinua. El viento causa inconvenientes de infraestructura.	Gran posibilidad de desarrollo futuro (esta en fase experimental).
CARBON Y PETROLEO	Infinidad de utilidades. Abastece a la mayoría de la población e industrias de energía.	Es contaminante. Fuente no renovable.	Investigación en el desarrollo de combustible sintético.
GAS	Gran poder calorífico. Escasa contaminación. Centrales de rápida respuesta a los picos de consumo.	No renovable. Muy costosa. No puede sostener grandes demandas.	Producción en masa de biogas.
FISION NUCLEAR	Prácticamente inagotable. Otorga grandes cantidades de energía.	Extremadamente radiactivo. Posibilidad de desastre nuclear.	Posibilidad de reutilizar los desechos nucleares.
FUSION NUCLEAR	Fuente casi inagotable. No es contaminante.	Requiere grandes cantidades de energía. Falta de tecnología para desarrollar centrales eficientes.	Investigación en la mejora de la central de fusión. Investigación de la fusión en frío.

(dianet.co.ar, 2010)