

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE CIENCIAS**

**INGENIERÍA EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
NUEVA REFINERÍA EN EL ECUADOR”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS**

**CAJAS RODAS LILIÁN PATRICIA  
SALAS CELORIO MARÍA DE LOS ÁNGELES**

**DIRECTOR: ING. MAT. CARLOS CUENCA**

**Quito, Abril 2007**

## DECLARACIÓN

Nosotras, Lilián Patricia Cajas Rodas y María de los Ángeles Salas Celorio, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Lilián Patricia Cajas Rodas**

---

**María de los Ángeles Salas  
Celorio**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Lilián Patricia Cajas Rodas y María de los Ángeles Salas Celorio, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Mat. Carlos Cuenca**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## CONTENIDO

### CAPÍTULO 1

#### BREVE DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROCESO DE REFINACIÓN

1.1	CARACTERIZACIÓN Y REFINACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	1
1.1.1	CARACTERIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	1
1.1.1.1	Composición Química de Los Hidrocarburos	1
1.1.2	TIPOS DE CRUDO	4
1.1.3	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL POR GRADOS API Gravity	5
1.1.4	REFINACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	6
1.1.4.1	¿Qué es una Refinería?	6
1.1.5	REFINACIÓN	8
1.1.5.1	Destilación Atmosférica, Fraccionada o Topping	10
1.1.5.2	Destilación al Vacío	12
1.1.5.3	Descomposición Térmica	12
1.1.5.3.1	<i>Visbreaking</i>	13
1.1.5.3.2	<i>Coquing</i>	13
1.1.5.4	Descomposición Cracking	13
1.1.5.4.1	<i>Cracking Térmico</i>	14
1.1.5.4.2	<i>Cracking Catalítico</i>	14
1.1.5.5	Reformación Catalítica	15
1.1.5.6	Hydrogenación	16
1.1.5.6.1	<i>Hydrogenación simple o Hydrotreating</i>	16
1.1.5.6.2	<i>Hydrogenación destructiva o Hydrocracking</i>	17
1.1.5.7	Isomerización	17
1.1.5.8	Alkilación	17
1.1.5.9	Refinación por Solventes	17
1.1.5.9.1	<i>Extracción de Aromáticos</i>	17
1.1.5.9.2	<i>Purificación de lubricantes</i>	18
1.1.5.9.3	<i>Desasfaltización</i>	18
1.1.5.9.4	<i>Procesos de endulzamiento</i>	18
1.1.5.10	<i>Procesos no convencionales</i>	18
1.2	PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO	18
1.2.1	USOS DE LOS PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO	22

<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>ENTORNO ECONÓMICO</b>	26
<b>2.1 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS</b>	26
2.1.1 PIB	26
2.1.2 EMPLEO	29
2.1.3 INFLACIÓN	30
2.1.4 SECTOR FISCAL	31
2.1.4.1 Gobierno Central	31
2.1.4.1.1 <i>Presupuesto del Gobierno Central</i>	33
2.1.4.1.2 <i>Fondo de Estabilización Petrolera (FEP)</i>	35
2.1.4.1.3 <i>Fondo de Desarrollo Seccional (FODESEC)</i>	35
2.1.4.2 Operaciones del Sector Público no Financiero (SPNF)	35
2.1.5 SECTOR EXTERNO	39
2.1.5.1 Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos	39
2.1.5.2 La Balanza Comercial	40
2.1.5.2.1 <i>Exportaciones</i>	41
2.1.5.2.2 <i>Importaciones</i>	41
2.1.5.3 Deuda Externa	42
2.1.6 TASAS DE INTERÉS	42
2.1.7 EVOLUCIÓN RECIENTE DEL COMERCIO EXTERIOR	43
<b>2.2. SECTOR PETROLERO</b>	45
2.2.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	45
2.2.2 PRECIOS DEL CRUDO	48
2.2.3 TRANSPORTE DE CRUDO	49
2.2.3.1 El SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano)	50
2.2.3.2 El OTA (Oleoducto Transandino)	51
2.2.3.3 El OCP (Oleoducto de Crudos Pesados)	51
2.2.4 GENERACIÓN DE LA RENTA PETROLERA	52
2.2.4.1 Exportaciones Directas	52
2.2.4.2 Exportación de Regalías	53
2.2.4.3 Exportación de derivados	54
2.2.4.4 Ventas en el Mercado Interno	57
2.2.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA	59

## CAPÍTULO 3

### LA INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL ECUADOR 62

3.1	PLANTAS Y PROCESOS	63
3.1.1	REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS (REE)	63
3.1.1.1	Ubicación Geográfica	63
3.1.1.2	Breve Reseña Histórica	64
3.1.1.3	Unidades de Proceso	65
3.1.1.4	Principales Productos	66
3.1.1.5	Movimiento de Productos	66
3.1.2	REFINERÍA LA LIBERTAD	69
3.1.2.1	Ubicación Geográfica	69
3.1.2.2	Breve Reseña Histórica	70
3.1.2.3	Principales Productos	70
3.1.2.4	Unidades de Procesos	71
3.1.2.5	Capacidad de Despacho	72
3.1.2.6	Capacidad de Almacenamiento	72
3.1.3	EL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI	74
3.1.3.1	Ubicación Geográfica	74
3.1.3.2	Principales Centros de Industrialización	74
3.1.3.2.1	<i>Refinería Amazonas</i>	74
3.1.3.2.2	<i>Planta de Gas Shushufindi</i>	75
3.1.4	PLANTA DE GAS DE SECOYA	78
3.1.4.1	Ubicación Geográfica	78
3.1.4.2	Breve Reseña Histórica	78
3.1.4.3	Principales Componentes	78
3.1.5	RESUMEN DE LAS CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN DE CADA REFINERÍA	79
3.1.5.1	Capacidad en la Refinería Esmeraldas	80
3.1.5.2	Capacidad en la Refinería La Libertad	81
3.1.5.3	Capacidad en el Complejo Industrial Shushufindi	82
3.2	COSTOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO	83
3.2.1	Costos de Producción de los Derivados de Petróleo	83
3.3	DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO DE ACUERDO A LA NORMATIVA ECUATORIANA	84
3.3.1	Evolución de los Precios de las Gasolinas y el Diesel	87

3.3.2	Política de Precios Reales	89
-------	----------------------------	----

## **CAPÍTULO 4**

### **EL MERCADO DE DERIVADOS DE CRUDO**

4.1	PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN	91
4.1.1	PRODUCCIÓN DE DERIVADOS	91
4.2	OFERTA – DEMANDA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	96
4.2.1	OFERTA DE DERIVADOS	96
4.2.2	DEMANDA DE DERIVADOS	97
4.2.2.1	Demanda de Derivados de Petróleo por Sectores	98
4.2.2.2	Sector al que se destina la Producción de Derivados	99
4.2.3	COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS	101
4.3	PRODUCTOS DE IMPORTACIÓN	104
4.3.1	DIESEL OIL	104
4.3.2	GAS LICUADO DE PETRÓLEO – GLP	105
4.3.3	NAFTA DE ALTO OCTANO	106
4.3.4	GASOLINA DE AVIACIÓN – AVGAS	107
4.4	PROBLEMAS GENERADOS POR LA IMPORTACIÓN	108
4.5	PRODUCTOS DE EXPORTACIÓN	110
4.5.1	RESIDUO	110
4.5.2	FUEL OIL N° 6	111
4.5.3	NAFTA BASE	115
4.5.4	DESTILLED MIXTURE PRODUCT (SLOP)	114
4.5.5	EXPORTATION DE VGO	115
4.6	ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DE PETRÓLEO	116
4.6.1	ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA GASOLINA EN EL ECUADOR	116
4.6.1.1	Ecuación del Modelo para la demanda de Gasolina	118
4.6.1.2	Tabla de Pronóstico para la Gasolina	120
4.6.2	ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DIESEL EN EL ECUADOR	122
4.6.2.1	Ecuación del Modelo para la demanda de Diesel	123
4.6.2.2	Tabla de Pronóstico para el Diesel	125
4.6.3	ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL GLP EN EL ECUADOR	127
4.6.3.1	Ecuación del Modelo para la demanda de GLP	128
4.6.3.2	Tabla de pronóstico para el GLP	130
4.7	NECESIDAD DE UNA NUEVA REFINERÍA	131

<b>CAPÍTULO 5</b>	
<b>FACTIBILIDAD DE UNA NUEVA REFINERÍA</b>	<b>135</b>
5.1	RAZONES PARA CREAR UNA NUEVA REFINERÍA 135
5.1.1	REQUERIMIENTO DE MATERIALES FRESCOS 136
5.1.2	MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE COMERCIO INTERNACIONAL 136
5.2	ESTRUCTURA PROPUESTA 139
5.2.1	MERCADO 139
5.2.2	TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN 140
5.2.2.1	Aprovechamiento de Posicionamiento Geográfico 140
5.2.2.2	La conveniencia del Desarrollo Económico 140
5.2.2.3	Un puerto con aguas profundas 141
5.2.3	INGENIERÍA 141
5.2.3.1	Requerimiento de una Infraestructura Moderna 142
5.2.3.2	Tecnología por Ultrasonido 142
5.2.3.2.1	<i>Beneficios de la Tecnología por Ultrasonido</i> 144
5.2.4	PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO 144
5.2.5	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN 146
5.3	ALTERNATIVAS PARA SATISFACER LA DEMANDA INTERNA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO 148
5.3.1	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA IMPORTACIÓN TOTAL DE DERIVADOS VS. LA REFINACIÓN EN EL PAÍS 148
5.3.2	ANÁLISIS DEL PROCESAMIENTO DE CRUDO ECUATORIANO EN VENEZUELA 150
5.4	JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA NUEVA REFINERÍA 151
5.4.1	SIMULACIÓN MONTE CARLO 152
5.4.1.1	Método de Simulación Monte Carlo 153
5.4.2	CRYSTAL BALL 154
5.4.3	MODELIZACIÓN MONTE CARLO 155
5.4.3.1	Supuestos para las dos Simulaciones Monte Carlo 156
5.4.3.1.1	<i>Supuesto de Precios</i> 156
5.4.3.1.2	<i>Supuesto de Cantidades</i> 156
5.4.3.2	PRIMER ESCENARIO: Nueva Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas 160
5.4.3.2.1	<i>Supuesto de Costos</i> 160
5.4.3.2.2	<i>Forecast (Utilidad Promedio)</i> 161



5.4.3.2.3	<i>Análisis de la Simulación Monte Carlo</i>	163
5.4.3.3	SEGUNDO ESCENARIO: Refinería con Tecnología Moderna “Ultrasonido”	165
5.4.3.3.1	<i>Antecedentes</i>	165
5.4.3.3.2	<i>Supuestos de Costos</i>	166
5.4.3.3.3	<i>Forecast (Utilidad Neta Promedio)</i>	166
5.4.3.3.4	<i>Análisis de la Simulación Monte Carlo</i>	169
5.5	<b>ANÁLISIS FINANCIERO</b>	171
5.5.1	FLUJOS DE CAJA	172
5.5.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	174
5.5.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	180
5.5.4	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS FINANCIERO	182
5.6	<b>PRINCIPALES FACTORES DE RIESGO</b>	185
5.6.1	PRODUCTIVOS	185
5.6.2	COMERCIALES	186
5.6.3	GERENCIALES	187
5.6.4	LABORALES	188
5.6.5	ECONÓMICOS – FINANCIEROS	188
5.6.6	TECNOLÓGICOS	189
5.6.7	AMBIENTALES	189
5.7	BENEFICIOS DE LA NUEVA REFINERÍA	190
5.8	PROYECTO ITT	191

## **CAPÍTULO 6**

### **EFFECTOS EN LA ECONOMÍA NACIONAL DE LA NUEVA REFINERÍA**

6.1	<b>IMPACTOS</b>	195
6.1.1	PIB	196
6.1.2	INFLACIÓN	196
6.1.3	EMPLEO	197
6.1.3.1	Creación de Fuentes de Trabajo	197
6.1.4	BALANZA COMERCIAL	197
6.1.4.1	Exportaciones	197
6.1.4.2	Importaciones	198
6.1.5	SECTOR FISCAL	199
6.1.5.1	Presupuesto General del Estado	199

6.1.5.2	Incidencia del Incremento de los Precios de los Derivados del Petróleo en la Inflación y el Déficit Fiscal	200
6.1.6	SECTOR REAL	200
6.1.6.1	El Contrabando de los derivados de petróleo	200
6.1.7	ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO	201
6.1.7.1	Solución integral de problemas de abastecimiento de energéticos	201
6.1.8	BAJO IMPACTO AMBIENTAL	202

## **CAPÍTULO 7**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

7.1	CONCLUSIONES	203
7.2	RECOMENDACIONES	207

## ÍNDICE DE CUADROS

<b>Cuadro 1.1</b>	Componentes del Crudo	3
<b>Cuadro 1.2</b>	Torres de destilación	10
<b>Cuadro 1.3</b>	Productos Obtenidos en la Destilación Atmosférica	12
<b>Cuadro 1.4</b>	Mejoramiento de Gasolinas a través del Cracking	15
<b>Cuadro 1.5</b>	Promedio de Rendimiento de un Barril de Petróleo Industrializado	25
<b>Cuadro 2.1</b>	PIB por Industria	28
<b>Cuadro 2.2</b>	Operaciones del Gobierno Central	32
<b>Cuadro 2.3</b>	Estimación de Pérdidas en la Comercialización de Derivados debido al Subsidio	34
<b>Cuadro 2.4</b>	Operaciones del Sector Público No Financiero	35
<b>Cuadro 2.5</b>	Tipos de Contratos de Operación	47
<b>Cuadro 2.6</b>	Clasificación de Exportaciones Directas	53
<b>Cuadro 2.7</b>	Porcentaje de Regalias	54
<b>Cuadro 2.8</b>	Origen y Destino Final de la Renta Petrolera	61
<b>Cuadro 3.1</b>	Materia Prima Procesada en Refinerías del País	63
<b>Cuadro 3.2</b>	Plantas de Proceso de la REE	65
<b>Cuadro 3.3</b>	Producción de Derivados Refinería Esmeraldas	69
<b>Cuadro 3.4</b>	Capacidad de Carga RLL	72
<b>Cuadro 3.5</b>	Capacidad de Almacenamiento RLL	73
<b>Cuadro 3.6</b>	Producción de Derivados Refinería la Libertad	73
<b>Cuadro 3.7</b>	Capacidad de Carga Complejo Shushufindi	77
<b>Cuadro 3.8</b>	Producción de Derivados en la Refinería Shushufindi y Lago Agrio	77
<b>Cuadro 3.9</b>	Capacidad De Producción De Crudo 2005	80
<b>Cuadro 3.10</b>	Producción Derivados Refinería Esmeraldas	81
<b>Cuadro 3.11</b>	Producción Derivados Refinería La Libertad	82
<b>Cuadro 3.12</b>	Producción Derivados Complejo Industrial Shushufindi	83
<b>Cuadro 3.13</b>	Costo de Refinación de las tres Refinerías	84
<b>Cuadro 4.1</b>	Producción Nacional de Derivados	91
<b>Cuadro 4.2</b>	Oferta Total de Derivados de Petróleo Periodo 1990 – 2001	97
<b>Cuadro 4.3</b>	Demanda Total de Derivados de Petróleo Periodo 1990 – 2001	98
<b>Cuadro 4.4</b>	Consumo de Derivados de Petróleo por Sector Periodo 1990 – 2001	99
<b>Cuadro 4.5</b>	Sector al que se destina la Producción de Derivados	100
<b>Cuadro 4.6</b>	Producción - Importación y Demanda de Derivados (2000-2005)	103
<b>Cuadro 4.7</b>	Importación de Diesel Oil	104
<b>Cuadro 4.8</b>	Importación de GLP	105
<b>Cuadro 4.9</b>	Importación de Nafta de Alto Octano	106
<b>Cuadro 4.10</b>	Importación de Avgas	107

<b>Cuadro 4.11</b>	Precios de los Derivados en Colombia	109
<b>Cuadro 4.12</b>	Precios de los Derivados en el Perú	110
<b>Cuadro 4.13</b>	Precios de los Derivados en el Ecuador	110
<b>Cuadro 4.14</b>	Exportación de Residuo y Fuel Oil No. 6	113
<b>Cuadro 4.15</b>	Exportación de Nafta (de Bajo Octanaje)	114
<b>Cuadro 4.16</b>	Exportación de Slop	115
<b>Cuadro 4.17</b>	Exportación de VGO	116
<b>Cuadro 4.18</b>	Pronóstico de Demanda de Gasolina	121
<b>Cuadro 4.19</b>	Pronóstico de Demanda del Diesel	126
<b>Cuadro 4.20</b>	Pronóstico de Demanda del GLP	130
<b>Cuadro 5.1</b>	Detalles Típicos de la Inversión en una Refinería (Porcentaje)	145
<b>Cuadro 5.2</b>	Detalles Típicos de la Inversión en una Refinería	146
<b>Cuadro 5.3</b>	Capacidad de Producción de la Nueva Refinería	147
<b>Cuadro 5.4</b>	Producción Promedio de Derivados	148
<b>Cuadro 5.5</b>	Precios de Varios Productos Derivados del Petróleo	149
<b>Cuadro 5.6</b>	Precio de Venta de Derivados 2000 – 2005	156
<b>Cuadro 5.7</b>	Proyección de Ventas de los Principales Derivados de Petróleo Año 2006-2025	159
<b>Cuadro 5.8</b>	Media y Desviación Estándar de la Proyección de Ventas	160
<b>Cuadro 5.9</b>	Costos de Producción de los Principales Derivados de Petróleo	161
<b>Cuadro 5.10</b>	Utilidades Netas Anuales de la Refinería con Similar Tecnología	162
<b>Cuadro 5.11</b>	Costos de Producción de los Principales Derivados de Petróleo con una reducción del 20%.	166
<b>Cuadro 5.12</b>	Capacidad de Producción Refinería Ultrasonido	167
<b>Cuadro 5.13</b>	Producción Promedio de Derivados Refinería Ultrasonido	168
<b>Cuadro 5.14</b>	Utilidades Netas de la Refinería con Tecnología Moderna	169
<b>Cuadro 5.15</b>	Flujo de Caja Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas	173
<b>Cuadro 5.16</b>	Flujo de Caja de la Refinería con Tecnología Moderna “Ultrasonido”	177
<b>Cuadro 5.17</b>	Pruebas de Producción (Proyecto ITT)	191
<b>Cuadro 5.18</b>	Reservas de Petróleo (Proyecto ITT)	192
<b>Cuadro 5.19</b>	Reservas de Petróleo (Proyecto ITT)	192
<b>Cuadro 5.20</b>	Incremento de Reservas Después Del Pozo Ishpingo – 4D (Proyecto ITT)	193
<b>Cuadro 5.21</b>	Costo Unitario Incremento de Reservas Después Del Pozo Ishpingo - 4D (Proyecto ITT)	193

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1.1</b>	Refinería de Petróleo	6
<b>Gráfico 1.2</b>	Diseño de una Refinería Básica	7
<b>Gráfico 1.3</b>	Unidad de Destilación Atmosférica	11
<b>Gráfico 1.4</b>	Productos Derivados del Petróleo	19
<b>Gráfico 1.5</b>	Obtención de Derivados en los Diferentes Procesos	22
<b>Gráfico 2.1</b>	Evolución del PIB	27
<b>Gráfico 2.2</b>	Porcentaje de Aportación del PIB por Industria	28
<b>Gráfico 2.3</b>	Inflación Anual y Mensual	30
<b>Gráfico 2.4</b>	Recaudación Histórica	37
<b>Gráfico 2.5</b>	Porcentaje de Recaudación por Impuesto Año 2004	38
<b>Gráfico 2.6</b>	Evolución de la Cuenta Corriente	40
<b>Gráfico 2.7</b>	Balanza Comercial	41
<b>Gráfico 2.8</b>	Tasa de Interés	43
<b>Gráfico 2.9</b>	Producción de Petróleo	46
<b>Gráfico 2.10</b>	Precio del WTI	49
<b>Gráfico 2.11</b>	Transporte de Crudo	50
<b>Gráfico 2.12</b>	Precio de Exportación de los Derivados de Petróleo	54
<b>Gráfico 2.13</b>	Ingresos por Exportación de Derivados	55
<b>Gráfico 2.14</b>	Precio de Exportación de los Derivados de Petróleo	56
<b>Gráfico 2.15</b>	Egresos por Importación de Derivados de Petróleo	56
<b>Gráfico 2.16</b>	Evolución de los Ingresos Petroleros	58
<b>Gráfico 2.17</b>	Distribución de los Ingresos	60
<b>Gráfico 3.1</b>	Planta Industrial REE	64
<b>Gráfico 3.2</b>	Porcentaje de Derivados que se Obtienen de la RLL	71
<b>Gráfico 3.3</b>	Unidades de la RLL	72
<b>Gráfico 3.4</b>	Porcentaje de Derivados que se obtienen de la Refinería Amazonas	75
<b>Gráfico 3.5</b>	Complejo Industrial Shushufindi	77
<b>Gráfico 3.6</b>	Precios Gasolinas	88
<b>Gráfico 3.7</b>	Precio Diesel 1 y 2	89
<b>Gráfico 4.1</b>	Producción de Derivados	93
<b>Gráfico 4.2</b>	Producción de Derivados (Extra, Diesel 2, Fuel Oil y Residuo)	94
<b>Gráfico 4.3</b>	Producción de Derivados (GLP, Super, Nafta D, Jet Fuel, Asfaltos y Azufre)	95
<b>Gráfico 4.4</b>	Producción de Derivados (Spray Oil, Solventes, Nafta 90, Pesca Artesanal y Diesel 1)	95
<b>Gráfico 4.5</b>	Demanda de Gasolina	117
<b>Gráfico 4.6</b>	Resultados Obtenidos para la Demanda de Gasolina	119
<b>Gráfico 4.7</b>	Demanda del Diesel	122

<b>Gráfico 4.8</b>	Resultados Obtenidos para la Demanda de Diesel	124
<b>Gráfico 4.9</b>	Demanda del GLP	127
<b>Gráfico 4.10</b>	Resultados Obtenidos para la Demanda del GLP	128
<b>Gráfico 5.1</b>	Reservas, Producción de Crudo y Refinados (Porcentaje del Total) en el 2003	137
<b>Gráfico 5.2</b>	Utilidades Netas Refinería con Similar Tecnología (probabilidad del 100%)	164
<b>Gráfico 5.3</b>	Utilidades Netas Refinería con Similar Tecnología (probabilidad del 50%)	165
<b>Gráfico 5.4</b>	Utilidades Netas Refinería con Tecnología Moderna (probabilidad del 100%)	170
<b>Gráfico 5.5</b>	Utilidades Netas Refinería con Tecnología Moderna (probabilidad del 50%)	171
<b>Gráfico 5.6</b>	VAN de la Refinería con Similar Tecnología	178
<b>Gráfico 5.7</b>	VAN de la Refinería con Tecnología Moderna	179
<b>Gráfico 5.8</b>	TIR de la Refinería con Similar Tecnología	181
<b>Gráfico 5.9</b>	TIR de la Refinería con Tecnología Moderna	182
<b>Gráfico 5.10</b>	VAN y TIR de los dos Escenarios	183
<b>Gráfico 5.11</b>	Distribución Acumulada del VAN	184
<b>Gráfico 5.12</b>	Distribución Acumulada de la TIR	185
<b>Gráfico 6.1</b>	Evolución de los subsidios a los combustibles, en US\$ millones	202

## ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo 1** Grados API y Niveles de Azufre que Registran los Principales Tipos de Crudo a Nivel Mundial
- Anexo 2** Producción de Petróleo
- Anexo 3** Precio del WTI
- Anexo 4** Transporte por Oleoductos
- Anexo 5** Mapa de Oleoductos
- Anexo 6** Marco Legal en la Generación y Distribución de la Renta
- Anexo 7** Mapa de Refinerías y Terminales
- Anexo 8** Esquema de Refinación de la Refinería Esmeraldas
- Anexo 9** Costos de los Derivados de Petróleo Comercializados
- Anexo 10** Precios Históricos de la Gasolina
- Anexo 11** Precios Históricos del Diesel
- Anexo 12** Venta Interna de los Derivados de Petróleo
- Anexo 13** Proyección de la demanda de Gasolina a través del Eviews
- Anexo 14** Proyección de la demanda del Diesel a través del Eviews
- Anexo 15** Proyección de la demanda del GLP a través del Eviews
- Anexo 16** Ejemplo de una simulación Monte Carlo a través del Crystal Ball
- Anexo 17** Datos Utilizados para la Elaboración del Flujo de Caja Primer Escenario: Nueva Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas.
- Anexo 18** Datos Utilizados para la Elaboración del Flujo de Caja Segundo Escenario: Nueva Refinería con Tecnología Moderna "Ultrasonido"
- Anexo 19** Petroleum Refining Process Correlations - Unit Correlation Parameters
- Anexo 20** Resumen de los Procesos Modernos de Refinación.

## RESUMEN

El petróleo y su amplia gama de productos derivados le convierten en uno de los factores más importantes del desarrollo económico y social en todo el mundo. El Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo en América Latina y gran parte del crecimiento de la economía ecuatoriana tiene su razón en este producto que es exportado e industrializado para consumo interno. Sin embargo hay que considerar que la refinación de derivados de petróleo para consumo interno tiene problemas de abastecimiento ya que a lo largo de la historia no ha crecido al mismo ritmo que la demanda y la capacidad actual de refinación ha sufrido disminución en su eficiencia.

Para el año 1976 existían tres refinerías, Esmeraldas, La Libertad y Lago Agrio. Estas han sido sujetas a varias ampliaciones a lo largo de los años sin registrar mayores avances en lo que se refiere a un incremento significativo en la producción de derivados.

Actualmente la refinación nacional carece de la tecnología disponible hoy en día para la refinación de crudos pesados y satisfacer de manera eficiente la demanda interna de derivados de petróleo, por lo que el país se ha visto en la necesidad de importar derivados a pesar de que exportamos la materia prima; el petróleo.

La mayor parte de nuestra capacidad de refinación se ubica en Esmeraldas y la empresa estatal encargada de la exploración, refinamiento y comercialización del petróleo es PETROECUADOR integrada por: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial; de entre los varios derivados de Petróleo que el Ecuador produce



tenemos: gasolina, diesel, solventes oil, Fuel oil, asfaltos y GLP; asociados con la extracción de petróleo exportamos Fuel oil y Nafta y debemos importar GLP, diesel, naftas livianas y avgas.

La necesidad de ajustar los procesos hidrocarbúricos a las necesidades nacionales nos obligan a adoptar un esquema de refinación que permita cubrir la demanda interna e incluso proyectarnos hacia la exportación de derivados de petróleo en lugar de importarlos; el Art. 5 de la Ley de Hidrocarburos permite apreciar la intención de nuestras leyes sobre el uso que se deben dar a nuestros recursos hidrocarbúricos en favor de la economía nacional pues los derivados del petróleo y la industria que genera encierran miles de productos diferentes que tienen que ver con todos los aspectos de la vida humana a través de diversas mercancías de uso que el hombre necesita.

Ante tal situación; la presente tesis se encuentra encaminada a determinar la factibilidad y los beneficios que tendría para el país la implementación de una nueva refinería para la satisfacción de la demanda interna de derivados de petróleo.

## PRESENTACIÓN

La refinación petrolera pudiera aportar al crecimiento económico en mayor medida si la producción llegase a satisfacer al menos la demanda interna de los derivados más importantes, por lo cual hacen falta políticas nacionales a corto y mediano plazo tendientes a consolidar una producción eficiente y de calidad de los derivados de petróleo.

Ante tal situación, la presente tesis trata de solucionar dicho problema, poniendo a consideración los siguientes aspectos:

Un análisis descriptivo en donde se especifican aspectos relacionados al proceso en sí de refinación de petróleo, se analiza el entorno económico, las diferentes plantas de refinación con las que cuenta el país, su tecnología, su capacidad instalada, la producción nacional de derivados de petróleo y su disfuncionalidad con la demanda actual, motivo por el cual es necesario la importación de derivados para satisfacer la demanda interna.

Luego se realiza un análisis del comportamiento y la estimación de la demanda de los principales derivados de petróleo y de acuerdo con los resultados obtenidos se realiza una simulación Monte Carlo que permite indicar los márgenes de pérdidas o ganancias que tendría la implementación de una nueva refinería. Por lo que se plantean dos escenarios: el uno es la construcción de una nueva refinería tradicional con tecnología moderna y el otro es la construcción de una nueva refinería con tecnología altamente sofisticada como es el caso de la refinación por ultrasonido.

Adicionalmente, se plantea un estudio de factibilidad determinando el impacto económico de la construcción de una nueva refinería donde se analizará la tecnología, los costos, el tamaño, el presupuesto de inversiones, la capacidad de

producción, una estimación de los ingresos que se obtendrían para venta interna de derivados y un margen de exportación de los mismos y finalmente se determinan los impactos en la economía que ocasionaría la construcción de una nueva refinería en el país.

# **CAPÍTULO 1**

## **BREVE DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROCESO DE REFINACIÓN**

### **1.1 CARACTERIZACIÓN Y REFINACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS**

#### **1.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS**

Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en la formaciones geológicas del subsuelo.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se expresa mediante diferentes unidades.

##### **1.1.1.1 Composición Química de los Hidrocarburos**

El petróleo está formado por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos, que son los caracterizan ese petróleo. Junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno. Cantidades variables de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener agua en suspensión o en emulsión y sales. Sus componentes útiles se obtienen por destilación en las refinerías de petróleo. Los componentes no deseados: azufre,

oxígeno, nitrógeno, metales, agua, sales, etc,... se eliminan mediante procesos físico-químicos.

El número de compuestos es muy grande. En un crudo<sup>1</sup> determinado se han aislado hasta 277 compuestos de hidrocarburos.

La mayoría de hidrocarburos aislados se clasifican como:

- Hidrocarburos parafínicos (33%)  
Son hidrocarburos saturados homólogos del metano (CH<sub>4</sub>)  
Fórmula general: C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>
- Cicloparafinas-Naftenos (21%)  
Son hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclopentano (C<sub>5</sub>H<sub>10</sub>) y del ciclohexano (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>). Muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas.  
Fórmula general: C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>
- Hidrocarburos aromáticos (47%)  
Son hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) y sus homólogos.  
Fórmula general: C<sub>n</sub>H<sub>n</sub>.

Dada la imposibilidad de realizar separaciones detalladas de los componentes de un crudo, en la industria petrolera se utiliza pruebas de laboratorio mecanizadas que permiten establecer el comportamiento de los productos y que en general siguen el siguiente patrón:

---

<sup>1</sup> Mezcla de hidrocarburos que se encuentra en forma líquida en reservorios naturales debajo de la superficie de la tierra.

**Cuadro 1.1**  
**Componentes del Crudo**

	<b>PARAFINA</b>	<b>NAFTENO</b>	<b>AROMATICO</b>
DENSIDAD	Baja	Media	Alta
COMBUSTIÓN	Buena	Regular	Mala
TEMPERATURA DE SOLIDIFICACIÓN	Alta	Media	Baja
CAMBIOS DE VISCOSIDAD CON TEMPERATURA	Bajo	Medio	Alto
OCTANAJE	Bajo	Medio	Alto

Fuente y Elaboración: Fundamentos de Refinación

Otros hidrocarburos:

- Olefinas

Fórmula general:  $C_nH_{2n}$

Son moléculas lineales o ramificadas que contienen un enlace doble de carbono.

- Dienes o Diolefinas

Fórmula general:  $C_nH_{2n-2}$

Son moléculas lineales o ramificadas que contienen dos enlaces dobles de carbono.

### 1.1.2 TIPOS DE CRUDO

El petróleo contiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos. Además existen parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API)<sup>2</sup>, que sirve para denominar los grados de densidad del petróleo diferenciando sus calidades y, por tanto, su valor. Así, entre más grados API tenga un petróleo, mejor es su calidad; también la industria petrolera clasifica el crudo según su lugar de origen (p.e. "West Texas Intermediate" o "Brent").

Los crudos de referencia que sirven como base para calcular el precio de otros crudos, son:

- Brent Blend, compuesto de 15 crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se almacena y carga en la terminal de Sullom Voe en las Islas Shetland . La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.
- West Texas Intermediate (WTI) para el crudo norteamericano.
- Dubai se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.
- Tapis (de Malasia), usado como referencia para los crudos ligeros del Lejano Oriente.
- Minas (de Indonesia), usado como referencia para los crudos pesados del Lejano Oriente.

---

<sup>2</sup> API American Petroleum Institute, organismo estadounidense de la industria petrolera. Fundada en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y, de producción petrolera. Publica códigos que se aplican para todas estas materias. Patrocina también divisiones de transporte, refinación y expertos.

Los petróleos de mejor calidad son aquellos que se clasifican como "livianos" y/o "suaves" y los "dulces" por lograrse mayor cantidad de derivados, que los de los más pesados. Los livianos son los más densos y los pesados menos densos.

Los llamados "livianos" son aquellos que tienen más de 26 grados API. Los "intermedios" se sitúan entre 20° y 26° API, y los "pesados" por debajo de 20° API.

También se clasifican entre "dulces" y "agrios". Los primeros son aquellos que contienen menos de 0.5 por ciento de azufre; los segundos los que tienen más de 1.0 por ciento de azufre.

Al refinarlos, los petróleos livianos y dulces producen más gasolina y causan menos contaminación y por tanto son los más demandados.

### **1.1.3 CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL POR LA GRAVEDAD API <sup>3</sup>**

A continuación se presenta la Clasificación Internacional del Petróleo proporcionada por el Instituto Americano de Petróleo y nuestra localización según la calidad del mismo.<sup>4</sup>

Arabian light-34

Iran light - 34

Kuwait- 31

Irak- Basrah - 34

Qatar Marie- 34

Zarzaitine-43 (Argelia)

Forcados-31 (Nigeria)

Zueitina-40 (Libia)

---

<sup>3</sup> API Gravity: Gravedad del petróleo determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API). A mayor gravedad API mayor calidad del crudo y viceversa.

<sup>4</sup> [www.hpiconsultants.com](http://www.hpiconsultants.com)



Minas-35 (Indonesia)

Tía Juana light-31 (Venezuela)

Oriente- 30 (Ecuador)

En el anexo No. 1 se encuentra el detalle a nivel mundial del grado API del petróleo para cada uno de los países productores de petróleo.

## 1.1.4 REFINACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

### 1.1.4.1 ¿Qué es una Refinería?

**Gráfico 1.1**  
**Refinería de Petróleo**

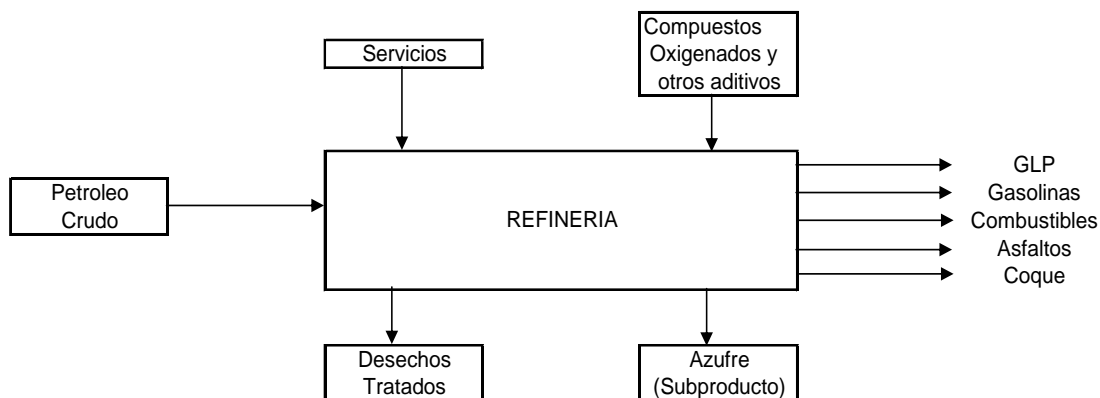


Fuente: [www.repsolypf.com](http://www.repsolypf.com)

Es una estructura diseñada para transformar el petróleo a través de procesos físicos y químicos de naturaleza física y química en productos de mayor valor agregado altamente comercializables como: combustibles, aceites, lubricantes, parafinas, ceras y otros.

Gráfico 1.2

## DISEÑO DE UNA REFINERIA BASICA



Fuente: Análisis y Simulación de Procesos de Refinación de Petróleo

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad. Las hay para procesar petróleos livianos, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra.

Una refinería comprende una central termoeléctrica, un parque de reservas para almacenamiento, bombas usadas para el transporte de fluidos por tuberías, un apeadero para vagones-cisterna, una estación para la carga de camiones cisterna. Es, pues, una planta industrial que funciona 24 horas diarias con equipos de técnicos que controlan por turnos todos los datos.

Mientras que las antiguas refinerías ocupaban a centenares y a veces a millares de obreros en tareas manuales, sucias e insalubres, las más modernas están dotadas en la actualidad de automatismos generalizados para el control y la conducción de los procesos y no exigen más que un número reducido de personas.

Una refinería media procesa entre 15.000 y 30.000 m<sup>3</sup> (94.347 y 188.694 barriles) de petróleo cada día. Los complejos de refinación más grandes del mundo situados en Corea del Sur y Venezuela en el 2004 llegaron a procesar más de 100.000 m<sup>3</sup> (628.980 barriles) al día. Desde finales de los años noventa hasta el 2003 se ha producido una concentración de empresas multinacionales, por las fusiones de Exxon con Mobil, de Chevron con Texaco, la compra de Amoco y Arco por BP, la unión de Phillips con Conoco, la compra de Elf y Petrofina por Total y de YPF por Repsol, entre otras. Todas estas fusiones estuvieron motivadas por la necesidad de reducir costos, dado el bajo precio del petróleo y los bajos márgenes de refino que había entonces.<sup>5</sup>

En la industria de transformación del petróleo, la destilación es un proceso fundamental, pues permite hacer una separación de los hidrocarburos aprovechando sus diferentes puntos de ebullición, que es la temperatura a la cual hierve una sustancia.

Las unidades con las que cuenta una refinería son: Crudo, Vacío, Plataformado, Isomerización de nafta ligera, Alquilación, Tratamiento de GLP, naftas y keroseno, MTBE, ETBE, HDS, gases, hidrocraqueo de gasoil de vacío, visbreaking, FCC, coque, azufre, mezcla y aditivación de componentes en línea, desasfaltado/desparafinado de bases lubricantes, tanques y esferas, servicios auxiliares, etc.

### **1.1.5 REFINACIÓN**

La refinación se cumple en varias etapas. Es por esto que una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías.

El petróleo refinado es utilizado con distintos fines comerciales:

---

<sup>5</sup> Enciclopedia Wikipedia; [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

- Energéticos: combustible para transportes, la agricultura, la industria, generación de corriente eléctrica para uso doméstico.
- Productos especiales: lubricantes, parafinas, asfaltos, grasas para vehículos, construcción y uso industrial.
- Materias primas: para la industria petroquímica.

Mediante procesos de petroquímica se elaboran más de 1.000 productos derivados del petróleo.

Primeramente se realiza un análisis en laboratorio del petróleo a refinar puesto que no todos los petróleos son iguales, ni de todos pueden extraerse las mismas sustancias, a continuación se realizan una serie de refinaciones "piloto" donde se realizan a pequeña escala todas las operaciones de refino.

La operación fundamental es la destilación fraccionada continua, en la que el petróleo es calentado a 360°C e introducido en unas columnas de platos, donde se separan los productos ligeros y los residuos. Esta operación sólo suministra productos en bruto, que deberán ser mejorados para su comercialización.

Las diferentes torres de destilación se pueden clasificar de la siguiente manera:

**Cuadro 1.2**  
**Torres de destilación**

<b>Proceso</b>	<b>Material Entrante</b>	<b>Producto Final</b>
Destilación Atmosférica o Topping	Crudo reducido	Gasóleos, parafinas, residuos
Cracking	Gasóleos, crudo reducido	Gasolina, gas propano
Recuperación de Vapores	Gases ricos de otras plantas	Combustible, gas propano, butano y propileno
Mezclas	Naftas	Gasolina super y extra
Unidad de parafinas	Destilados parafínicos y nafténicos	Parafinas y bases lubricantes, azufre, combustóleo.

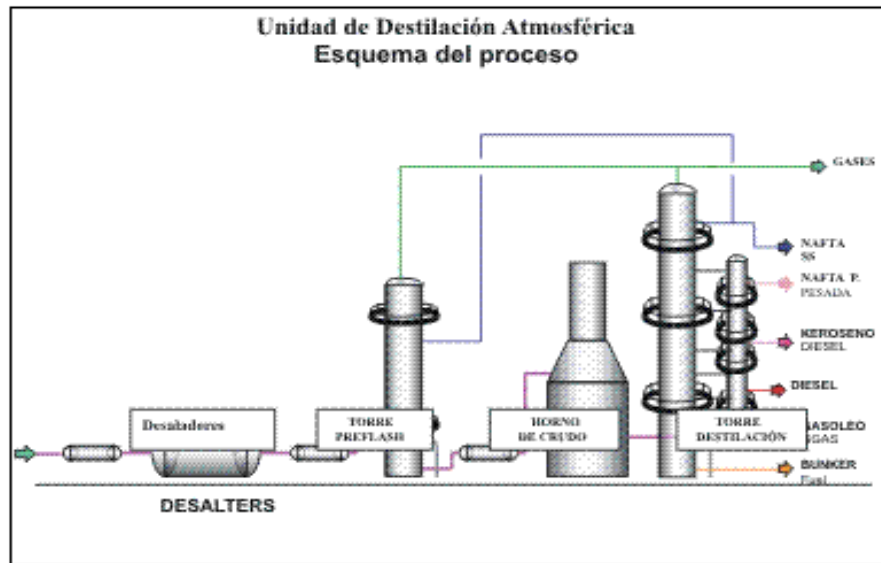
Fuente: [http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/buenos\\_aires/petroleo-y-gas/txt/index.txt](http://www.oni.escuelas.edu.ar/2002/buenos_aires/petroleo-y-gas/txt/index.txt)

### **1.1.5.1 DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA, FRACCIONADA O TOPPING**

La destilación fraccionada se realiza principalmente a base de la temperatura. Cada sustancia dentro del petróleo destila a distinta temperatura. Entonces, a partir de una temperatura fija se obtiene una sustancia predeterminada. Por ejemplo: se calienta el crudo hasta los 100 °C de donde se obtiene nafta, luego se sigue calentando el petróleo restante para obtener otras sustancias buscadas en temperaturas más altas y así hasta llegar a los 350-400°C, temperatura en la cual el petróleo empieza a descomponerse. Es por esto que dentro de las refinerías se somete al petróleo crudo a determinadas temperaturas en distintas instancias. De este modo, los

componentes se van desprendiendo de una manera ordenada. En el siguiente gráfico se pueden ver distintos derivados (los más importantes) del petróleo:

**Gráfico 1.3**



Fuente: <http://www.recope.go.cr/esp/destilacion.htm>

El porcentaje de extracción con respecto a la cantidad total del crudo, la temperatura de ebullición y los productos obtenidos a partir de la cantidad de átomos de carbono de cada componente, se pueden ver en el siguiente Cuadro 1.3 empezando por la parte superior o cabeza de la columna :

**Cuadro 1.3**  
**Productos Obtenidos en la Destilación Atmosférica**

<b>% Salida</b>	<b>Temp. de Ebullición (°C)</b>	<b>Átomos de C</b>	<b>Productos Obtenidos</b>
2	< 30	1 a 5	Hidrocarburos ligeros
15 a 20	30 – 200	5 a 12	Gasolinas, naftas
5 a 20	200 – 300	12 a 15	Keroseno
10 a 40	300 – 400	15 a 25	Gas-oil
Residuo	+ de 400	+ de 25	Lubricantes, alquitrán

Fuente: <http://www.telecable.es/personales/albatros1/quimica/industria/petroleo.htm>

### **1.1.5.2 DESTILACIÓN AL VACÍO**

Tiene como finalidad recuperar destilados del residuo de la destilación atmosférica para utilizarse como carga a otros procesos tales como Cracking Catalítico, plantas de lubricantes, etc.

El residual de Vacío, por ser muy viscoso, normalmente requiere algún tratamiento, para reducir su viscosidad, caso contrario se necesitarían grandes cantidades de productos livianos para lograr las especificaciones requeridas en el mercado. Este residuo de Vacío, es la base para la producción de asfaltos.

### **1.1.5.3 DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA**

Consiste en transformar las moléculas de hidrocarburos por acción del calor. Las variedades más importantes de estos procesos son:

#### **1.1.5.3.1 Visbreaking**

En este proceso se trata al Residuo de Vacío a fin de reducir su viscosidad. Aunque en el proceso se recupera pequeñas cantidades de gases y gasolina, el objetivo principal es la producción de Fuel Oil semielaborado que significa ahorro de grandes cantidades de destilados medios que deben utilizarse para obtener en el aceite combustible comercial (Fuel Oil), la viscosidad exigida por el mercado.

#### **1.1.5.3.2 Coquing**

Además del residuo de vacío mencionado, para este proceso se cargan todos los excedentes de crudo reducido. Estos se someten a temperaturas elevadas durante el tiempo necesario para lograr el craqueo (rotura de moléculas). Así se logran productos más valiosos: gases, naftas, diesel, gas oil más pesado y carbón de petróleo como residuo. Las naftas y el gas oil obtenidos son de baja calidad, enviándose los luego a hidrotratamiento para mejorarlos. El gas oil pesado resultante alimenta la planta de craqueo catalítico, y el carbón sirve como combustible, coque metalúrgico o para fabricar electrodos.

#### **1.1.5.4 DESCOMPOSICIÓN CRACKING**

Muchas veces del petróleo se puede destilar sólo un bajo porcentaje de naftas. Para aumentar dicho porcentaje se utiliza el proceso de destilación secundaria o cracking.

El cracking consiste en romper o descomponer hidrocarburos de elevado peso molecular (combustibles como el gas oil y fuel oil), en compuestos de menor peso molecular (naftas). En el proceso siempre se forma hidrógeno y compuestos del carbono. Es muy importante en las refinerías de petróleo como un medio de



aumentar la producción de nafta a expensas de productos más pesados y menos valiosos, como el querosene y el fuel oil.

Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico. El primero se realiza mediante la aplicación de calor y alta presión; el segundo mediante la combinación de calor y un catalizador.

#### **1.1.5.4.1 Cracking Térmico**

En este proceso, las partes más pesadas del crudo se calientan a altas temperaturas bajo presión. Esto divide (craquea) las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas, lo que aumenta la cantidad de nafta (compuesta por este tipo de moléculas) producida a partir de un barril de crudo. Se usan cargas ligeras líquidas o gaseosas, temperaturas elevadas (800-900 °C) y presiones bajas. Con el proceso se obtienen principalmente oleofinas a partir de naftas.

#### **1.1.5.4.2 Cracking Catalítico**

En este caso las fracciones pesadas como el gas oil y el fuel oil se calientan a 500°C, a presiones del orden de 500 atm. en presencia de sustancias auxiliares: catalizadores que aceleran el proceso. Es por estos catalizadores que el proceso lleva dicho nombre.

Dichos catalizadores realizan una acción selectiva que orienta la reacción de ruptura en un sentido perfectamente determinado, con lo que se evitan muchas reacciones secundarias indeseadas.

Los procesos catalíticos más conocidos que han suplantado con mucho a los antiguos procesos térmicos son la técnica de lecho fluidizado y la de fluido catalítico, que usan polvos de gel de aluminio-sílice como catalizadores. En el proceso de lecho

fluidizado, se pasa el petróleo a través de un lecho estacionario de partículas sólidas; en el proceso de fluido catalítico, las partículas son móviles y están suspendidas en una corriente de vapores de petróleo a una temperatura de 450 ° a 540 °C, y a una presión de 2,4 atmósferas.

A continuación podemos observar como a través del proceso del cracking aumenta el porcentaje de petróleo, que se convierte en gasolina como se indica en el Cuadro 1.4:

**Cuadro 1.4**

**Mejoramiento de Gasolinas a través del Cracking**

<b>Subproducto</b>	<b>Destilación Atmosférica y al Vacío</b>	<b>Craqueo y posterior hidrogenación</b>
Gasolina	23%	44%
Querosene	14%	6%
Fuel-oil	44%	36%
Aceites lubricantes	13%	3%
Coque	3%	8%
Desperdicio	3%	3%

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos5/petpe/petpe.shtml>

#### **1.1.5.5 REFORMACIÓN CATALÍTICA**

Tiene como objeto incrementar el octanaje de las gasolinas. En este proceso, la gran parte de las reacciones son de deshidrogenación de naftenos con el fin de producir moléculas aromáticas que tienen un octanaje alto. Por esta razón, este proceso se

utiliza también para obtener materia prima para la producción de solventes aromáticos: benceno, tolueno, xileno.<sup>6</sup>

La Reformación Catalítica puede elevar el octanaje de una nafta a niveles cercanos a los 100 octanos, sin embargo, mientras más alto es el octanaje, menor será el rendimiento de gasolina reformada, por el aumento de las reacciones de descomposición. El rendimiento también dependerá de la composición de la carga, condiciones de diseño, y de la actividad del catalizador empleado para el efecto.

En este proceso se obtienen gasolinas de alto octanaje, gases de alto contenido de hidrógeno (más de 60% en volumen), y gases licuables (GLP).

#### **1.1.5.6 HIDROGENACIÓN**

La Hidrogenación puede ser de dos tipos:

##### **1.1.5.6.1 Hidrogenación simple o Hydrotreating**

Se usa para saturar olefinas, eliminar compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno.

La desulfuración es un proceso de hidrogenación simple y puede aplicarse a cualquier tipo de hidrocarburos desde gasolina hasta residuos; sin embargo, se debe tomar en cuenta que los residuos contienen cantidades elevadas de metales, en especial Vanadio, que producen un rápido envenenamiento de los catalizadores del proceso.

---

<sup>6</sup> Fundamentos de Refinación, Ing. Franklin Charpentier, Pág.109

#### **1.1.5.6.2 Hidrogenación destructiva o Hydrocracking**

Es similar al cracking catalítico, pero añade hidrógeno al proceso. Se lo lleva a cabo a altas presiones y temperaturas. Este proceso, en comparación con el Cracking Catalítico, es costoso debido al precio del Hidrógeno y a las altas presiones en las que se realiza el proceso.

#### **1.1.5.7 ISOMERIZACIÓN**

Se utiliza para modificar las moléculas medianas de gasolina y gases, a fin de aumentar el octanaje de las mismas o producir gases utilizables en procesos de petroquímica.<sup>7</sup>

#### **1.1.5.8 ALKILACIÓN**

Esta unidad genera alquilado a partir de buteno e isobutano. El alquilado es otro componente de las motonaftas de alto número de octano, que complementa y reemplaza el aporte octánico de otros constituyentes más contaminantes.

#### **1.1.5.9 REFINACIÓN POR SOLVENTES**

Sirve para los componentes de productos del petróleo en base a sus propiedades químicas. A continuación se encuentran algunos de los más importantes:

##### **1.1.5.9.1 Extracción de aromáticos**

Se obtiene benceno, tolueno, y xileno. Como carga generalmente se usa la nafta reformada.

---

<sup>7</sup> Fundamentos de Refinación, Ing. Franklin Charpentier, Pág.109.

#### **1.1.5.9.2 Purificación de lubricantes**

Se usan para extraer moléculas indeseables de los lubricantes.

#### **1.1.5.9.3 Desasfaltización**

Remueve asfaltos y resinas de fracciones viscosas o residuos.

#### **1.1.5.9.4 Procesos de endulzamiento**

Consisten en procesos destinados a la eliminación de compuestos sulfurosos contenidos en cualquier producto obtenido del petróleo. Pueden basarse en el uso de agentes químicos como la sosa cáustica, dietanolamina, procesos de absorción de líquidos, absorción de superficies sólidas, tamices moleculares o en el uso de resinas, etc.

#### **1.1.5.10 PROCESOS NO CONVENCIONALES**

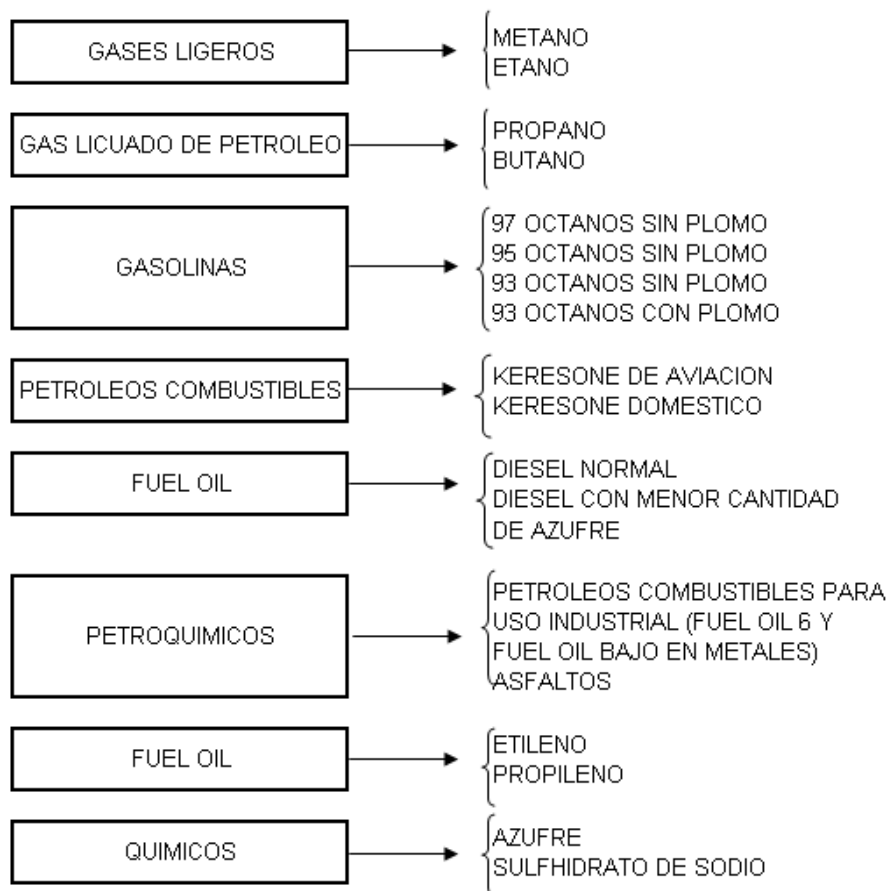
Dentro de estos procesos, esta la Unidad de Tratamiento de Gases Combustible, para eliminar el gas sulfhídrico, compuesto altamente corrosivo y la posterior recuperación del azufre en la Unidad respectiva, en la que además se utiliza el calor liberado por la reacción para la producción de vapor de agua.

## **1.2 PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO**

Los productos obtenidos a través de cada uno de los procesos por los que tiene que someterse el crudo desde su ingreso a la refinería son los siguientes:

Gráfico 1.4

## Productos Derivados del Petróleo



Fuente: <http://usuarios.lycos.es/coropetrox/refineria.htm>

Los gases ligeros (metano y etano) se endulzan para así eliminar el ácido sulfhídrico y se aprovechan como combustible en la propia refinería. El GLP se separa en propano y butano que son envasados a presión o usados como materia prima para producir etileno y propileno y combustible para automóviles.

- Gas de refinería (Fuel Gas).

Es una mezcla de todos los compuestos incondensables (esencialmente hidrógeno, metano, etano y etileno), presentes de forma natural en el crudo que se está procesando. Este combustible se utiliza en refinería, después de endulzarlo (eliminarle los compuestos sulfurados), para quemarlo en los diferentes procesos.

- Gases licuados del petróleo (GLP)

Se separan sus diferentes compuestos para su venta individualizada, esencialmente propano y butano

Las naftas se tratan en las unidades de reformado catalítico para mejorar sus cualidades y se mezclan para obtener gasolinas comerciales. La fracción ligera de la nafta también se procesa en unidades de isomerización para mejorar su índice de octano<sup>8</sup>. También puede ser usada para producir etileno y propileno.

- Nafta ligera.

Se envía como carga para isomerización para mejorar su RON y MON (octanaje) y formar parte de las corrientes de gasolinas de automoción, que se formulan en el blending.<sup>9</sup>

- Nafta pesada.

Se envía como carga al reformado catalítico, para mejorar su RON y formar parte de las corrientes de gasolinas de automoción.

---

<sup>8</sup> El número de octanos en una gasolina, no es siempre el mismo y se puede determinar según:

RON: Número de Octano Research

MON: Número de Octano Motor

El primero se mide en condiciones de máxima carga y bajas revoluciones, en el momento del pique; el segundo se mide con baja carga y alta revoluciones, durante la aceleración en ruta.

<sup>9</sup> Blending: Mezcla de productos derivados del petróleo.

El Keroseno es tratado para cumplir las especificaciones de combustible para aviación o para usarse en la formulación del diesel de automoción.

El Gasóleo se lleva a las unidades de hidrodesulfuración, donde se reduce su contenido en azufre, tras lo cual se usa para formular diesel de automoción o gasóleo de calefacción.

El Gasoil de Vacío no es un producto final. Se lleva a las unidades de FCC (cracking catalítico fluido) donde a elevada temperatura y con presencia de un catalizador en polvo sus largas moléculas rompen y se transforman en componentes más ligeros como GLP, naftas o gasóleos. El gasoil de vacío también puede convertirse en las unidades de hidrocrackeo, donde a unos 400-440°C y alta presión, en presencia de catalizadores apropiados se transforma también en GLP, naftas o gasóleos libres de azufre. Estas unidades producen un gasóleo de mejor calidad (con mejor índice de cetano) que las unidades de FCC.

El Residuo de Vacío se puede utilizar como asfalto o bien someterlo a altísimas temperaturas en las unidades de coque en las que se producen componentes más ligeros y carbón de coque que puede calcinarse para formar carbón verde. Este residuo de vacío también puede ser usado para fabricar fueloleo, bien directamente o previa su conversión térmica en unidades tipo visbreaking.

En todas las refinerías se produce también azufre sólido, como subproducto, debido a las limitaciones impuestas a la emisión del dióxido de azufre a la atmósfera.

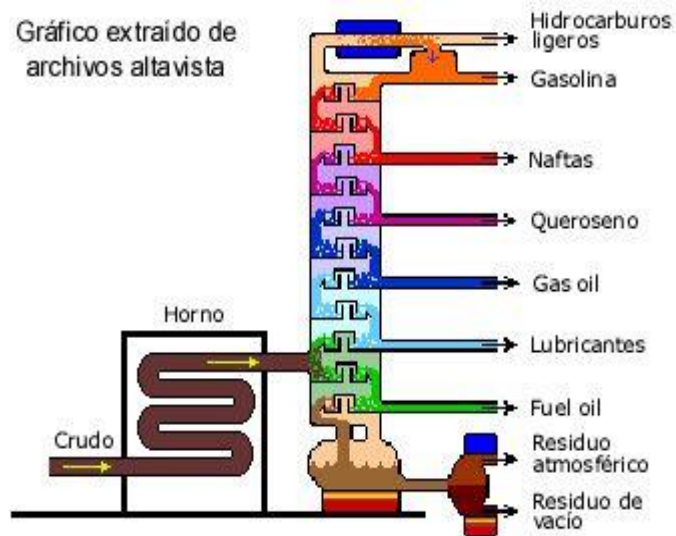
Las demás corrientes se envían a otras torres y unidades para someterlas a nuevos procesos, al final de los cuales se obtendrán los demás derivados del petróleo.

En resumen, el principal producto que sale de la refinación del petróleo es la gasolina para motor. El volumen de gasolina que cada refinería obtiene es el resultado del esquema que utilice. En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene entre 40 y 50 por ciento de gasolina.



El gas natural rico en gases petroquímicos también se puede procesar en las refinerías para obtener diversos productos de uso en la industria petroquímica.

**Gráfico 1.5**  
**Obtención de Derivados en los Diferentes Procesos**



Fuente: [www.altavista.com](http://www.altavista.com)

### 1.2.1 USOS DE LOS PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO

Gasolina motor corriente y extra - Para consumo en los vehículos automotores de combustión interna, entre otros usos.

Turbocombustible o turbosina - Gasolina para aviones jet, también conocida como Jet-A.

Avgas - Gasolina de aviación. Para uso en aviones con motores de combustión interna.

ACPM o Diesel - De uso común en camiones y buses.

Keroseno - Destilado medio, que se usa principalmente como combustible en determinadas industrias, así como también en los mercados de calefacción e iluminación en el Sur Este Asiático, así como en el Japón.

Cocinol - Especie de gasolina para consumos domésticos. Su producción es mínima.

Gas propano o GLP - Se utiliza como combustible doméstico e industrial.

Bencina industrial - Se usa como materia prima para la fabricación de disolventes alifáticos o como combustible doméstico

Combustóleo o Fuel Oil - Es un combustible pesado para hornos y calderas industriales.

Disolventes alifáticos - Sirven para la extracción de aceites, pinturas, pegantes y adhesivos; para la producción de thinner, gas para quemadores industriales, elaboración de tintas, formulación y fabricación de productos agrícolas, de caucho, ceras y betunes, y para limpieza en general.

Asfaltos - Se utilizan para la producción de asfalto natural<sup>10</sup> y como material sellante en la industria de la construcción.

Bases lubricantes - Es la materia prima para la producción de los aceites lubricantes.

Ceras parafínicas - Es la materia prima para la producción de velas y similares, ceras para pisos, fósforos, papel parafinado, vaselinas, etc.

Polietileno - Materia prima para la industria del plástico en general.

---

<sup>10</sup> Asfalto Natural: Producto que se obtiene del proceso de la oxidación de crudos pesados o residuos de refinación del petróleo; es sólido o semisólido y de fácil fusión, compuesto de carbono e hidrogeno y diverso contenido de oxigeno, azufre y nitrógeno. Se encuentra en depósitos o en rocas tales como calizas o areniscas, en la superficie o muy cerca de ella.

Alquitrán aromático (Arotar) - Materia prima para la elaboración de negro de humo que, a su vez, se usa en la industria de llantas. También es un diluyente.

Acido nafténico - Sirve para preparar sales metálicas tales como naftenatos de calcio, cobre, zinc, plomo, cobalto, etc., que se aplican en la industria de pinturas, resinas, poliéster, detergentes, tensoactivos y fungicidas.

Benceno - Sirve para fabricar solventes.

Ciclohexano - Es la materia prima para producir caprolactama y ácido adípico con destino al nylon.

Tolueno - Se usa como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, adhesivos, pegantes, thinner y tintas, y como materia prima del benceno.

Xilenos mezclados - Se utilizan en la industria de pinturas, de insecticidas y de thinner.

Ortoxileno - Es la materia prima para la producción de anhídrido ftálico.

Alquilbenceno - Se usa en la industria de todo tipo de detergentes, para elaborar plaguicidas, ácidos sulfónicos y en la industria de curtientes.

El azufre que sale de las refinerías sirve para la vulcanización del caucho, fabricación de algunos tipos de acero y preparación de ácido sulfúrico, entre otros usos.

Los productos derivados del petróleo alimentan no sólo a otras industrias, sino, sobre todo a los consumidores industriales o privados (butano, fuel-oil para calefacciones, aceites para motores, gasolina y gasóleo, etc.). Las operaciones de almacenamiento, venta y reparto requieren una potente organización técnica y comercial.

**Cuadro 1.5**  
**Promedio de Rendimiento de un Barril de Petróleo Industrializado**

<b>Productos Livianos</b>  (Denominados así por su menor densidad y su alta volatilidad)	Gas Licuado (GLP)	1% y 3%
	Gasolinas	21%
	Diesel	22%
	Kerosene	8%
<b>Productos Pesados</b>	Diesel Marino	8%
	Bunker	40%

Fuente: Babor, 1946.

## **CAPÍTULO 2**

### **ENTORNO ECONÓMICO**

#### **2.1 PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS**

El escenario en el que se desenvuelve el país a partir de la dolarización no ha cambiado manteniéndose las tensiones sociales, la incertidumbre y la inestabilidad política; sin embargo, ha mostrado cierta estabilidad económica por lo menos monetaria. La fragilidad del sector productivo no petrolero se hace cada vez más evidente mientras que si bien la inflación ha tenido una tendencia decreciente, las tasas de interés a pesar de su tendencia a la baja todavía son altas. La explosión migratoria de los últimos años es sin duda uno de los mayores problemas sociales que enfrenta el Ecuador, es así que los emigrantes constituyen el 20% de la Población Económicamente Activa (PEA)<sup>11</sup> y las remesas que proporcionan al país, constituyen uno de los mayores rubros que ingresan al país.

A continuación se procederá a describir a las variables que influyen en el crecimiento y desarrollo del país.

##### **2.1.1 PIB**

La economía ecuatoriana ha presentado un desenvolvimiento favorable durante los últimos cinco años, sin embargo en el 2005 el PIB paso de una tasa de crecimiento de 7,92% en el 2004 a 4,74%, debido fundamentalmente a la desaceleración de la actividad petrolera y al desfavorable desempeño de los sectores de la construcción y el comercio. Así mismo, y por el lado de la demanda, la desaceleración en el consumo de los hogares y de las exportaciones, marcó también la menor dinámica de la actividad económica

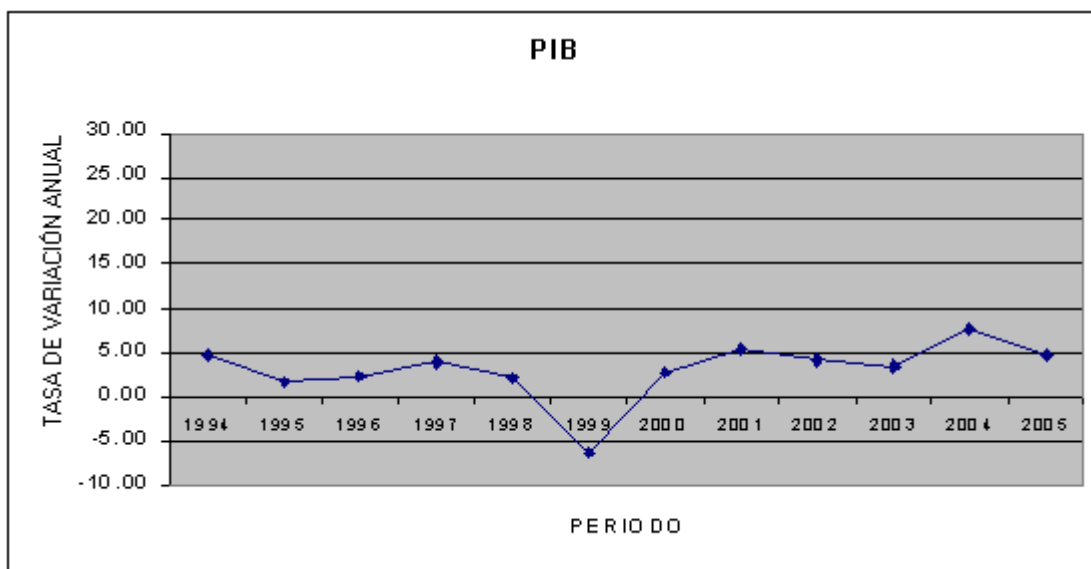
---

<sup>11</sup> Análisis de Coyuntura Económica año 2004 ILDIS.

En la última década, el PIB per cápita ha crecido a una tasa promedio de 0,9% en términos reales, evidenciando una recuperación del poder adquisitivo de la población.

**Gráfico 2.1**

**Evolución del PIB**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Las Autoras

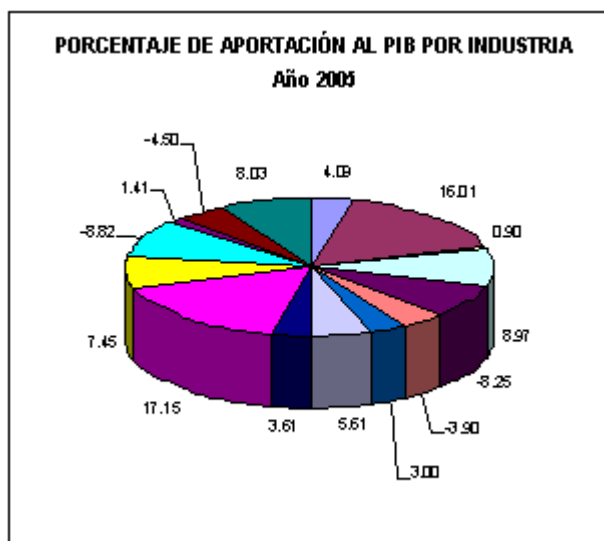
El desempeño de las compañías petroleras privadas explica el menor dinamismo del sector petrolero, la producción privada apenas creció (0,6%) durante el primer semestre del 2005 con respecto al mismo período del año anterior.

## PIB POR INDUSTRIA

**Cuadro 2.1**

Agricultura, ganadería, caza y silvicultura	4.09
Pesca	16.01
Explotación de minas y canteras	0.90
Industria manufacturera (excluye refinación de petróleo)	8.97
Fabricación de productos de la refinación de petróleo	-8.25
Suministro de electricidad y agua	-3.90
Construcción	3.00
Comercio al por mayor y menor	5.61
Transporte y almacenamiento	3.61
Intermediación financiera	17.15
Otros servicios	7.45
Servicios de intermediación financiera medidos indirectamente	-8.82
Administración pública y defensa	1.41
Hogares privados con servicio doméstico	-4.50
Otros elementos del PIB	8.03

**Gráfico 2.2**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Las autoras

Los sectores de más importante aportación al PIB durante el año 2005 fueron: la intermediación financiera, la pesca y la industria manufacturera, mientras que las ramas menos significativas fueron: La fabricación de los productos de la refinación del petróleo y los servicios de intermediación financieras.

Es necesario destacar que el sector no petrolero emplea 99,5% de la población económicamente activa (PEA) pero es el que se encuentra creciendo a un nivel insuficiente, por sus graves problemas de falta de competitividad. Mientras tanto, el sector petrolero que es el más importante en la dinámica de la economía ecuatoriana emplea el 0,5% de la PEA.

### 2.1.2 EMPLEO

El empleo tiene un lento crecimiento con respecto a la demanda de empleos, agravada por el proceso de reducción del estado que lleva a miles de ecuatorianos al desempleo. Para junio del 2005, el aumento del desempleo; subempleo; y, de la participación del sector informal, sumados a la disminución de la renta primaria promedio; son indicadores que advierten sobre la limitada capacidad del sector productivo del país para generar fuentes de trabajo, así como del deterioro de las condiciones laborales derivadas de un incremento de las actividades informales y del subempleo.

La tasa de desempleo promedio en las tres principales ciudades del país (Quito, Guayaquil y Cuenca) fue 11,13%. Cabe señalar que la tasa de desempleo podría ser más alta, de no ser por el incremento de la emigración a partir de la crisis económica de fines de los noventa, lo cual reduce la oferta de trabajo de la Población Económicamente Activa.

Durante la dolarización el empleo ha mostrado volatilidad pero no mejoría de la demanda de trabajo, incluso en el año récord de crecimiento. El problema del desempleo y subempleo es un asunto estructural.

Si bien existe una disminución en la tasa de desempleo abierto, este es asumido por el subempleo, lo que significa que cada vez menos personas tengan trabajos bien remunerados y de buena calidad. Es así que en el 2004 la economía creció a la tasa más alta en los últimos 15 años, lastimosamente este crecimiento no se revierte en mejores condiciones de empleo o de disminución de pobreza.<sup>12</sup>

---

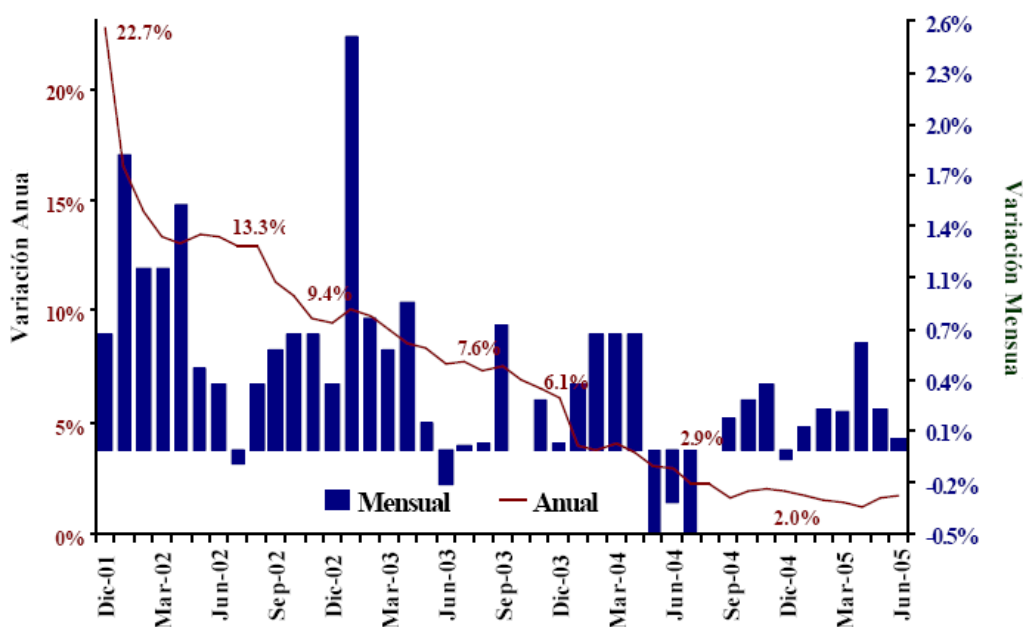
<sup>12</sup> ECUADOR: Su Realidad, Fundación “José Peralta” , Pág. 314.



### 2.1.3 INFLACIÓN

**Gráfico 2.3**

*INFLACIÓN ANUAL Y MENSUAL*  
(variación porcentual)



Fuente y Elaboración: Banco Central del Ecuador

A junio de 2005 la inflación anual se ubicó en 1,67% y la inflación acumulada del primer semestre fue 1,63%, en el primer semestre de 2005 no se registraron presiones deflacionarias. Los bienes no transables continúan siendo los que generan las mayores presiones en el nivel de precios.

De forma conjunta con el aumento del PIB per cápita, la reducción de la inflación, permitió la recuperación del poder adquisitivo de la población ecuatoriana. La reducción de los precios de los bienes transables ha permitido que el país alcance un nivel de inflación anual que se ubica entre los más bajos de la región Latinoamericana.

El problema actual es que todavía muchos productos tienen precios elevados y aunque sus precios suban poco, su nivel limita el consumo. El ejemplo clásico es la canasta familiar básica y canasta familiar, cuyos precios son tan elevados que el salario mínimo no las cubre generando un déficit creciente de restricción en la compra de los productos, lo cual también significa que continúa la pobreza.

#### **2.1.4 SECTOR FISCAL**

##### **2.1.4.1 Gobierno Central**

Está conformado por el Presupuesto del Gobierno Central, FODESEC y Fondo de Estabilización Petrolera (FEP), siendo el primero el de mayor representatividad dentro del Sector Público No Financiero (SPNF).

## Cuadro 2.2

### OPERACIONES DEL GOBIERNO CENTRAL Millones de dólares

Transacciones \ Periodo	Años					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>3,249.5</b>	<b>3,844.7</b>	<b>4,572.1</b>	<b>4,770.7</b>	<b>5,178.6</b>	<b>6,051.6</b>
<b>Petroleros</b>	<b>1,396.5</b>	<b>1,279.9</b>	<b>1,362.6</b>	<b>1,561.2</b>	<b>1,557.9</b>	<b>1,567.3</b>
Por exportaciones	1,223.4	883.4	943.7	993.1	1,080.3	1,488.9
Por venta de derivados	173.1	396.4	418.9	568.1	477.6	78.4
<b>No Petroleros</b>	<b>1,853.0</b>	<b>2,564.8</b>	<b>3,209.5</b>	<b>3,209.5</b>	<b>3,620.7</b>	<b>4,484.3</b>
<b>Tributarios</b>	<b>1,623.2</b>	<b>2,369.6</b>	<b>2,749.8</b>	<b>2,789.5</b>	<b>3,165.5</b>	<b>3,741.0</b>
A los bienes y servicios	910.4	1,477.3	1,749.6	1,763.7	1,921.7	2,195.5
IVA	835.8	1,340.1	1,529.0	1,583.2	1,719.6	1,974.9
ICE	74.6	137.3	220.6	180.5	202.1	220.6
A la renta	293.5	475.6	531.4	591.8	701.9	936.6
A la circulación de capitales	168.7	7.7	-	-	-	-
Al comercio y transacciones internacionales:	237.6	372.7	418.8	382.1	453.7	546.5
Arancelarios	216.9	354.4	413.7	382.1	453.7	546.5
A la salida del país	16.6	18.2	5.1	-	-	-
A la compra de divisas	4.0	-	-	-	-	-
A las operaciones de crédito en m/n	2.4	1.3	1.2	-	-	-
A los vehículos	10.8	23.2	48.8	52.0	56.4	60.1
Otros	0.0	11.9	0.0	0.0	31.8	2.3
<b>No Tributarios</b>	<b>236.8</b>	<b>138.9</b>	<b>338.0</b>	<b>374.9</b>	<b>445.3</b>	<b>356.4</b>
<b>Transferencias</b>	<b>-7.0</b>	<b>56.3</b>	<b>121.7</b>	<b>45.1</b>	<b>9.8</b>	<b>386.9</b>
<b>TOTAL GASTOS (1)</b>	<b>3,230.2</b>	<b>4,067.0</b>	<b>4,756.7</b>	<b>5,009.6</b>	<b>5,497.8</b>	<b>6,232.1</b>
<b>Gastos Corrientes</b>	<b>2,571.7</b>	<b>2,628.3</b>	<b>3,530.8</b>	<b>3,692.5</b>	<b>4,103.3</b>	<b>4,720.5</b>
Intereses	1,009.3	937.5	822.6	826.9	813.5	855.2
Externos	812.3	727.6	621.1	614.4	598.1	630.7
Internos	197.0	209.9	201.5	212.5	215.4	224.5
Sueldos	706.9	1,088.0	1,672.5	1,863.7	2,048.8	2,299.0
Compra de bienes y servicios	174.5	121.7	318.0	329.1	363.4	355.2
Otros	541.5	300.4	351.4	257.3	286.5	489.0
Transferencias	139.5	180.7	366.3	415.6	591.1	722.1
<b>Gastos de Capital</b>	<b>658.5</b>	<b>1,438.7</b>	<b>1,226.0</b>	<b>1,317.1</b>	<b>1,394.5</b>	<b>1,511.6</b>
Formación bruta de capital fijo	424.5	644.6	610.6	659.8	709.7	828.6
Otros	-	232.6	-2.2	14.8	26.7	11.8
Transferencias	234.0	561.5	617.6	642.4	658.1	671.2
<b>AJUSTE DEL TESORO NACIONAL (2)</b>				-130.4		
<b>DEFICIT (-) O SUPERAVIT (+)</b>	<b>19.3</b>	<b>-222.3</b>	<b>-184.6</b>	<b>-108.5</b>	<b>-319.2</b>	<b>-180.4</b>
<b>Tipo de cambio 1US\$ = S/ (3)</b>	<b>24,875.5</b>	<b>25,000.0</b>	-	-	-	-

(1) Los registros de gastos corresponden a valores devengados.

(2) Corresponden a gastos no ejecutados y reversados al Gobierno Central.

(3) Corresponde al tipo de cambio promedio simple de venta del mercado de intervención.

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas y Entidades del Sector Público.

Elaboración: Banco Central del Ecuador

#### *2.1.4.1.1 Presupuesto del Gobierno Central*

El resultado del 2005 presentó un déficit global de USD 180,4 millones menor al déficit de USD 319,2 millones que presentó el 2004; pero con similar tendencia a presentar déficit a partir del 2001.

Los ingresos petroleros durante el 2005 aumentaron 9,40 millones con respecto al año 2004, mientras las exportaciones de petróleo y sus derivados aumentaron; la venta interna de combustibles disminuyó sus ingresos considerablemente, a continuación sus causas:

- Diferencia entre el costo promedio de combustibles importados de aproximadamente USD 55 por barril, y los costos presupuestados en USD 28 por barril, que obligaron al Presupuesto a entregar la diferencia de USD 27 por barril de combustible.
- La emergencia al sector eléctrico que difirió el pago de las empresas generadoras a 90 días. En consecuencia, fue necesario ajustar las cuotas por venta interna de combustibles de PETROECUADOR al Presupuesto del Gobierno Central.
- Obligaciones pendientes de pago por parte de PETROECUADOR, particularmente por la prestación de servicios que al hacerse efectivas implicaron una reducción de la cuota mensual que Petroecuador entrega al Presupuesto del Gobierno Central.
- Falta de recuperación de los dineros correspondientes al diesel eléctrico y las ventas a crédito de PETROECUADOR, particularmente a las empresas termoeléctricas.

**Cuadro 2.3**

<b>ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN LA COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS DEBIDO AL SUBSIDIOS (ENERO - JUNIO 2005)</b>	
Precio Crudo Exp. Petroecuador (USD/BLS)	37,30
Ingresos Netos Ventas Internas derivados (Millones USD excluye IVA)	<b>1.294,80</b>
Costos de Producción	<b>1.820,30</b>
Costo de Producción y Comercialización de derivados (excluye costo de crudo)	225,80
Costo Económico Crudo a Refinerías (a precio de exportación)	1.055,60
Importaciones nafta	180,50
Importaciones GLP, Diesel	358,40
<b>Saldo neto (pérdida)</b>	<b>-525,50</b>

Fuente: Información Estadística Petroecuador BCE.

Elaboración: Banco Central del Ecuador

Los ingresos no petroleros, superaron a los niveles programados, particularmente los tributarios (Impuesto a la Renta, IVA y Arancelarios), en USD 575,5 millones con respecto al 2004; las transferencias aumentaron en USD 377,1 millones y los ingresos no tributarios tuvieron una disminución de USD 88,9 millones en el mismo período.

Los gastos tuvieron un considerable aumento 734,3 con respecto al 2004, mayores a los programados, de los cuales, prácticamente su totalidad correspondieron a gastos de capital e inversión pública.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Banco Central del Ecuador, Informe a la Presidencia , Pág. 29.

#### 2.1.4.1.2 Fondo de Estabilización Petrolera (FEP)

Durante el primer semestre de 2005, a este Fondo ingresaron USD 135 millones; y, se transfirieron USD 105 millones al Presupuesto del Gobierno Central con el propósito de compensar la caída de ingresos de petróleo, como producto de menores recaudaciones por concepto de venta interna de combustibles.<sup>14</sup>

#### 2.1.4.1.3 Fondo de Desarrollo Seccional (FODESEC)

El FODESEC forma parte del Gobierno Central y cumple con la función de distribuir recursos a los gobiernos seccionales, los montos que efectivamente distribuye son poco significativos, pues en el primer semestre de 2005 apenas alcanzaron 0,2% del PIB, es decir, USD 72 millones.

#### 2.1.4.2 Operaciones del Sector Público No Financiero (SPNF)

**Cuadro 2.4**  
**OPERACIONES DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO**  
**(Enero – Junio 2005)**

	USD MILLONES	
	Programado	Preliminar
<b>INGRESOS TOTALES</b>	4.281	4.365
Petroleros	1.165	1.010
No petroleros	2.944	3.260
Superávit Operacional EPNF	172	95
<b>GASTOS TOTALES</b>	3.835	3.850
Corrientes	2.927	2.975
De Capital	908	875
<b>Resultado Global</b>	446	515
<b>Resultado Primario</b>	858	901

Fuente y Elaboración: Banco Central del Ecuador

<sup>14</sup> Banco Central del Ecuador, Informe a la Presidencia, Pág.32.

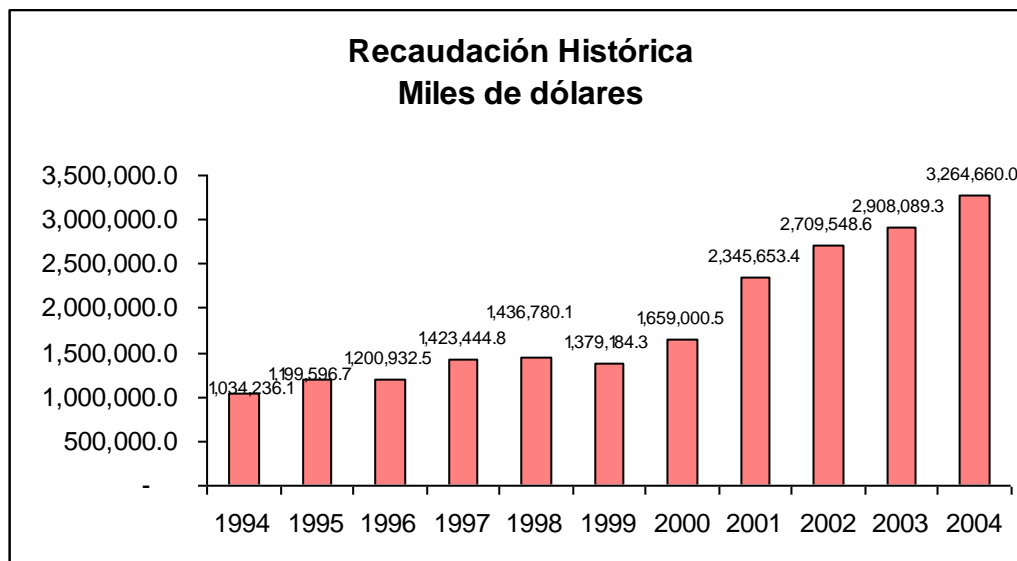
Estos ingresos provienen de fuente petrolera, tributaria y no tributaria, así como del superávit operacional de las Empresas Públicas No Financieras (EPNF).

Los ingresos petroleros del primer semestre de 2005 fueron menores en 0,4% básicamente por la menor producción petrolera privada respecto de lo inicialmente previsto, y del incremento ocurrido en los costos de importación de derivados.

En cuanto a los ingresos netos provenientes de la venta interna de combustibles, éstos se redujeron a pesar de que el consumo interno del primer semestre de 2005 presenta un incremento de casi 7% frente al de 2004, al pasar la demanda nacional (que se iguala a la oferta por la obligación estatal de proveer derivados sobre la base de la evolución de la demanda) de combustibles de 27,4 millones a 29,2 millones de barriles en los períodos correspondientes, como consecuencia del incremento de los precios de los derivados en el mercado internacional, el cual superó significativamente a los valores programados y efectivos del año anterior.

Ingresos no Petroleros en el primer semestre de 2005 registraron recaudaciones de ingresos tributarios mayores en 1,1% del PIB (USD 316 millones) debido a la recaudación adicional no prevista que provino del Impuesto a la Renta, IVA e Impuestos Arancelarios.

Gráfico 2.4



Fuente: Servicio de Rentas Internas

Elaboración: Las Autoras

El aumento en la recaudación del Impuesto a la Renta provino de las empresas petroleras, asociadas con mayores utilidades debido a los altos precios del petróleo. Las tributaciones más significativas provinieron de Occidental, AGIP y Encana.

El incremento del IVA y de los Impuestos Arancelarios fueron producto de mayores importaciones.

La composición del IVA tiene que ver con diversos aspectos, entre otros:

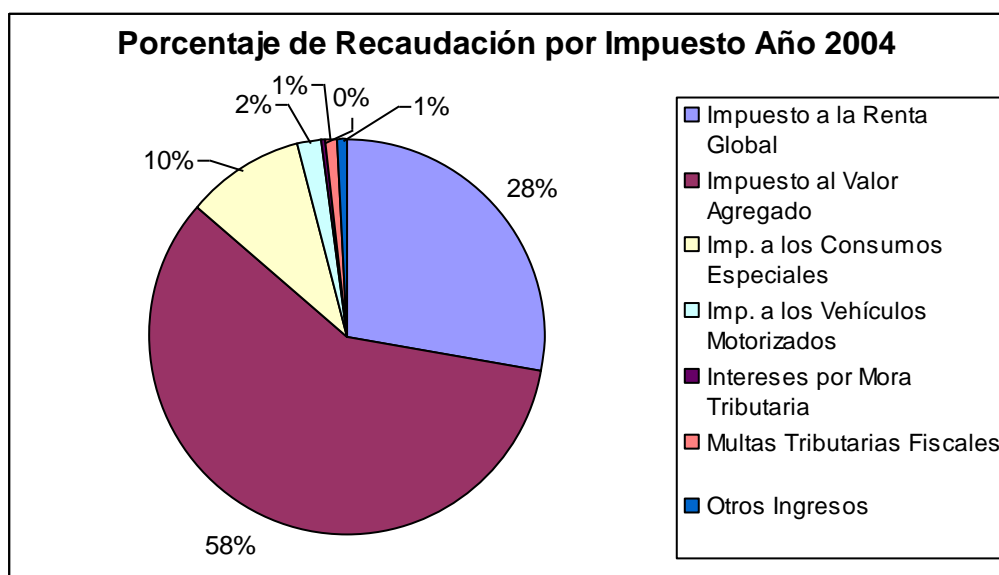
- El consumo interno que se está registrando en el país, muestra una preferencia por los bienes importados.
- La importación de combustibles a elevados precios internacionales implica el pago del IVA en aduanas; que genera crédito tributario y que se debería compensar en el pago del IVA a la venta interna de combustibles. En este



sentido, el SRI estima que la recaudación del IVA por combustibles es del orden aproximado de 5%, por lo que superaría los USD 100 millones (USD 50 millones en el primer semestre).

- De acuerdo al SRI se recibieron devoluciones de IVA durante el período enero – junio de este año, USD 81.9 millones por este concepto.

**Gráfico 2.5**



Fuente: Servicio de Rentas Internas

Elaboración: Las Autoras

El logro de superávits primarios por parte del SPNF a partir de adopción de la dolarización ha contribuido a aliviar el apalancamiento con fuentes de financiamiento externas e internas. A diciembre de 2004, el sector público no financiero (SPNF) alcanzó un superávit de 2,5% del PIB.

## **2.1.5 SECTOR EXTERNO**

El sector externo registra las transacciones económicas realizadas entre el país y el resto del mundo (comercio exterior, servicios y renta, transferencias, deuda externa, inversión extranjera).<sup>15</sup>

En el primer semestre del 2005, el sector externo se desarrolló en el contexto de un ambiente internacional favorable con un crecimiento económico mundial, un aumento del comercio internacional, mayores precios de los principales bienes que exporta el país y las bajas tasas de interés externas.

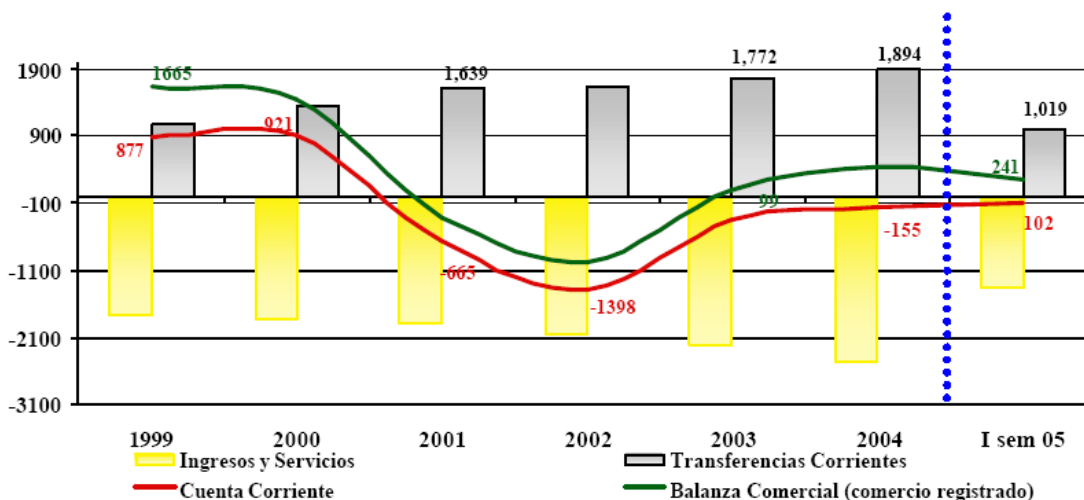
### **2.1.5.1 Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos**

La evolución y nivel de la cuenta corriente en el primer semestre de 2005, fue reflejo del desempeño de la Balanza Comercial, los pagos netos de renta y servicios realizados al exterior y la salida de capitales, que en consecuencia presentaron un resultado negativo de la cuenta corriente que presentó un déficit de USD 102 millones, mientras que en el mismo período del 2004 se obtuvo un superávit de USD 58 millones, lo que implica que la economía ecuatoriana consumió USD 160 millones más con respecto al anterior año.

---

<sup>15</sup>Banco Central del Ecuador, Información Estadístico Mensual, Abril 2005, Pág. 5

**Grafico 2.6**  
**EVOLUCIÓN DE LA CUENTA CORRIENTE**  
*(USD millones)*



Fuente y Elaboración: Banco Central del Ecuador

### 2.1.5.2 La Balanza Comercial

El primer semestre del 2005 presentó un resultado positivo USD 241 millones; la balanza comercial petrolera, alcanzó USD 2.161 millones (6,5% del PIB); y, la balanza comercial no petrolera presentó, por el contrario, un déficit de USD 1.920 millones (5,8% del PIB).

Es decir que los ingresos petroleros del país y las remesas de los emigrantes alcanzaron a compensar el exceso del consumo de fuente externa que demandó la economía; sin generar presiones por el lado del financiamiento.

La importante depreciación del dólar ocurrida en los últimos 3 años en los mercados internacionales habría contribuido en estas tendencias al afectar al comercio exterior ecuatoriano, bajo el típico efecto cambiario de abaratar las exportaciones y encarecer las importaciones.

### 2.1.5.2.1 Exportaciones

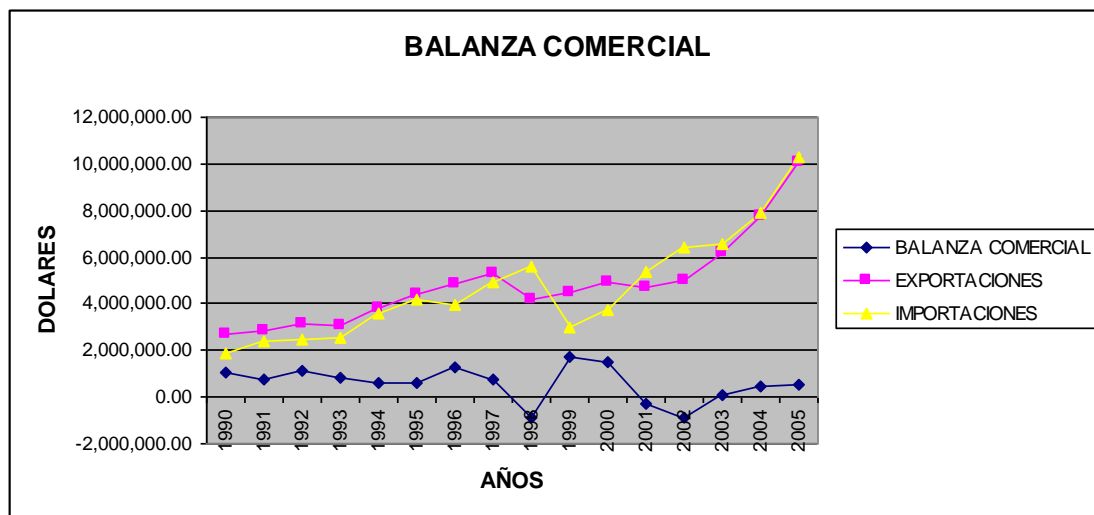
A junio del 2005 alcanzaron USD 4.573 millones, como resultado del elevado precio del petróleo (USD 36,15 por barril), así como por los mayores volúmenes de exportación de productos tradicionales y no tradicionales.

### 2.1.5.2.2 Importaciones

En la primera mitad del año, las importaciones totales crecieron 30,1% con relación al mismo período del año 2004, alcanzando un valor FOB de USD 4.332 millones.

Este incremento obedeció esencialmente a un fuerte aumento de los precios de importación, aunque, como se indicó, en los rubros de materias primas para la industria, bienes de capital y bienes de consumo duradero también se evidencia una recuperación del volumen, respecto al primer semestre de 2004.

**Gráfico 2.7**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Las autoras

### **2.1.5.3 Deuda Externa**

El Ecuador también ha hecho esfuerzos para reducir su posición deudora internacional y mejorar su perfil como deudor. Para el primer semestre del 2005 el saldo de la deuda externa pública refleja una reducción de 4,0 puntos porcentuales con respecto al mismo período del 2004, mientras en ese año se recibieron USD 104,1 millones de desembolsos y se pagaron USD 219,4 millones; en lo que va de la mitad del 2005 se pagaron USD 302,6 millones y se recibieron USD 106,8 millones.

La deuda privada, alcanzó un saldo de USD 7.064 millones, que frente al monto observado a junio de 2004 (USD 5.389 millones) significó un aumento de 31,1%. De este valor, las compañías petroleras privadas registraron un saldo de USD 2.293 millones con una participación en el total de 32,5%.

Mientras que en el 2004 los Bonos Global de 12 y de 30 tuvieron una tendencia ascendente como resultado de los altos precios del petróleo, entre enero y junio del 2005, como producto de la reforma al FEIREP que destina menores recursos al pago de la deuda ha provocado que los Bonos Globales experimenten una tendencia a la baja, para Junio del 2005 los Bonos Global 12 se ubicaron con un precio de 95,6 y un rendimiento de 12,9% y los Bonos Global 30 se ubicaron a un precio de 84,6 con un rendimiento de 11,8%.

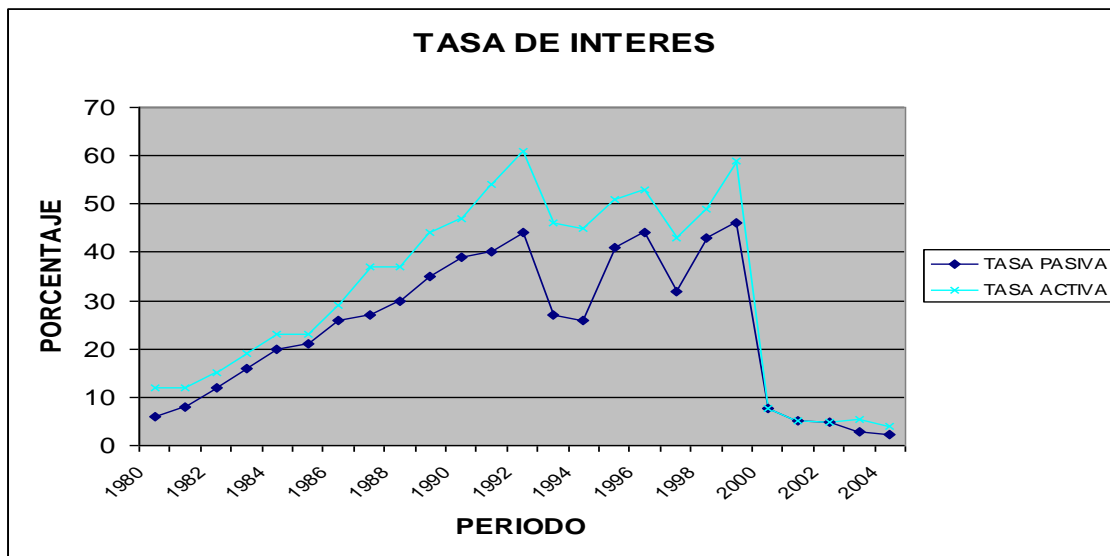
### **2.1.6 TASAS DE INTERÉS**

En el transcurso del año 2005, las tasas de interés nominales tanto activas como pasivas se han reducido, continuando con la tendencia observada desde el inicio de la dolarización. Mientras que en el año 2004, el promedio de las tasas de interés activas era del 9,63%, para el 2005 el promedio fue de 8,55%. Las tasas de interés pasivas presentan una mayor rigidez a la baja, de un promedio de 4,62% en el año 2004, pasaron a 4,30% en el 2005.

En respuesta a la dinámica presentada por la actividad productiva el mercado de crédito se ha visto en la necesidad de dividirse en distintos segmentos crediticios: el comercial, el del consumo, para la vivienda y para el microcrédito, los que funcionan de acuerdo a su propia estrategia y características, en cuanto a tasas de interés, plazos, montos y riesgos.

El spread entre las tasas de interés activas y pasivas se ha reducido levemente en el transcurso del año 2005, mientras en diciembre del año 2004 el spread era del 4,25 puntos, a diciembre del año 2005 alcanzó a 3,91 puntos porcentuales.

**Gráfico 2.8**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Las Autoras

### 2.1.7 EVOLUCIÓN RECIENTE DEL COMERCIO EXTERIOR

El desempeño de la política comercial del Ecuador muestra, durante la última década, un mayor énfasis en los procesos de inserción comercial así como en los de apertura a los mercados mundiales. El grado de apertura de la economía muestra

desde la década de los 80's una tendencia creciente, al pasar de 40,4% a 48% entre 1980-2004.

En cuanto a la composición de las exportaciones petroleras y no petroleras, se evidencia que desde la dolarización en el año 2000, las exportaciones no petroleras reducen su peso relativo, en comparación con las exportaciones petroleras. Esta recomposición se explica fundamentalmente por la recuperación de las exportaciones petroleras observada desde el 2002, debido en gran parte al incremento del precio del crudo; aunque desde el 2003 se evidencia también un aumento importante en el volumen petrolero exportado como consecuencia de la entrada en funcionamiento del Oleoducto de Crudos Pesados, OCP. Así, las exportaciones petroleras han pasado de USD 2.442 millones en 2000 a USD 4.234 millones en el 2004.

Por su parte, las exportaciones no petroleras, que hasta 1997 llegaron a representar el 66,7% de las exportaciones totales experimentan una recuperación más lenta posterior a la crisis de 1999; a pesar de lo anterior para el año 2004, los valores exportados aun no superan a los registrados en 1998.

Al analizar la caída que las exportaciones no petroleras han tenido desde 1998, se encuentra que ésta se derivó de la fuerte caída en las exportaciones tradicionales.

La caída registrada por las exportaciones tradicionales se explica a su vez por las caídas en los valores de exportación del banano y el camarón principalmente. Por otra parte, a lo largo del período analizado, 1993-2005, se observa en cambio que las Exportaciones No tradicionales (XNT) han venido ganando importancia dentro las exportaciones totales, así como también de las no petroleras.

Las exportaciones no tradicionales están constituidas a su vez por las exportaciones primarias e industrializadas. La composición de las exportaciones no tradicionales,

ha estado compuesta predominantemente por exportaciones de bienes industrializados.

Durante el período comprendido entre 1985 y 1999 se evidencia el deterioro sostenido en los Términos de Intercambio, indicando la pérdida del poder de compra de las exportaciones ecuatorianas para adquirir importaciones. Sin embargo, a partir del año 2000 se observa una clara recuperación. El incremento de los precios del petróleo fue uno de los principales elementos que explican la recuperación del indicador.

## **2.2 SECTOR PETROLERO**

Para el Ecuador, la venta del petróleo constituye el componente más importante en la dinámica de la economía y este ingreso depende a su vez de cambios en el precio internacional y en el volumen de petróleo exportado.

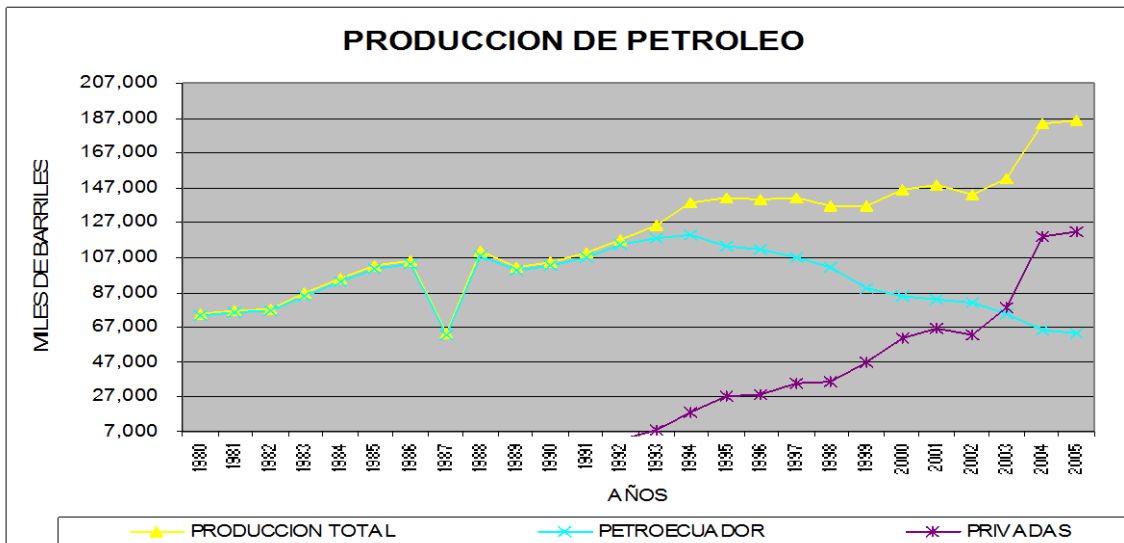
### **2.2.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

La industria de hidrocarburos en el Ecuador cubre las fases de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización, cuyos principales actores son Petroecuador a nivel estatal y las empresas privadas en diferente grado de participación dependiendo de cada fase de la industria. Actualmente se opera en 44 campos petroleros de la Amazonía.

En el 2005, la producción por parte de Petroecuador representa el 36,5% de la producción nacional, mientras que las compañías privadas en conjunto representan el 63,5% repartidas de la siguiente manera: Occidental el 18,8%; Alberta Energy el 10,3%; Repsol-YPF el 9,9%; AGIP Oil el 5,4%; Ecuador TLC el 4,8%; Perenco el 4,2%; Campos Marginales el 3,7%; y demás compañías el 6,4% con respecto al total de la producción nacional.



Gráfico 2.9



Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Datos: Anexo 2

Las compañías privadas en el 2005 contaron para su producción con un total de 543 pozos en producción, lo que da un promedio de producción por pozo de 546 barriles diarios siendo Repsol YPF quien tiene a su cargo 126 pozos en producción, continua Occidental con 117, AEC 113, Perenco 78, siendo así mismo quienes acumulan la mayor producción entre ellas.

La operación se realiza bajo diferentes tipos de contratos que se desglosan de la siguiente manera:

**Cuadro 2.5**  
**Tipos de Contratos de Operación**

<b>Tipo de contrato</b>	<b>Volumen miles barriles</b>	<b>% participación</b>
Petroproducción	70.972	36.6%
Participación	97.152	50.1%
Campos Marginales	7.134	3.7%
Prestación de Servicios	17.479	9.0%
Servicios Específicos	1.291	0.7%

Fuente y Elaboración:

Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

La producción estatal ha venido reduciéndose paulatinamente, en el 2004 alcanzó los 64.951 miles de barriles mientras que para el 2005 se obtuvo 63.264 miles barriles. La mayor producción de Petroecuador se alcanzó en 1994 con 119.751 miles de barriles lo que significa que en poco más de una década se ha contraído alrededor del 45,76%. Esta situación resulta por demás preocupante, considerando que en lugar de sostener la producción y buscar medios para incrementarla, se están consumiendo las reservas.

Por su parte las compañías privadas han efectuado inversiones en sus campos, lo que les ha permitido elevar sus volúmenes de producción sostenidamente. De ahí que su producción de 18.461 miles de barriles alcanzada en 1994, pasó a la notable cifra de 122.147 miles de barriles en el 2005, es decir, se evidenció un incremento del 84,87% en el periodo de análisis. Una vez que el OCP se puso en marcha, la producción de las compañías privadas creció un 52%. Con esto, el Ecuador alcanzó un volumen total de producción de 185.282 miles de barriles durante el 2005, lo que significó un crecimiento del 0,74% con respecto al 2004.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País.

### 2.2.2 PRECIOS DEL CRUDO

El precio del petróleo (WTI) durante los últimos 20 años constituye una variable inestable debido a su volatilidad altamente correlacionada con los shocks económicos en el mercado internacional.

La determinación de los precios del petróleo en el mercado se basa en los denominados “crudos marcadores”<sup>17</sup>. Es así como se establece un precio referencial que deriva de las negociaciones a futuro de un tipo de crudo con características preestablecidas.

Los crudos marcadores para el petróleo ecuatoriano son: el West Texas Intermediate (WTI) en los Estados Unidos, país comprador de un 48% del crudo oriente; para Asia es el crudo Omán. Tanto el precio del WTI como del Omán siguen las mismas tendencias, pues ambos marcadores se ven afectados por fenómenos internacionales como las crisis económicas, el desempeño de las economías del primer mundo, el clima, los stocks, las políticas de la OPEP, etc.

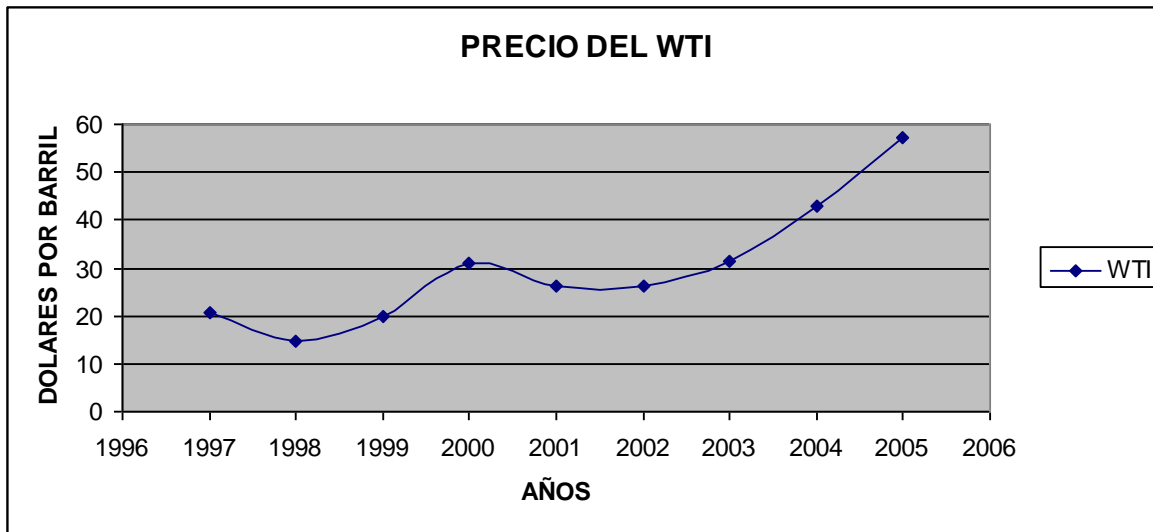
El precio del crudo ecuatoriano se determina al restar del valor de los crudos marcadores (WTI o Omán) los denominados diferenciales, que vienen a ser los castigos establecidos por Petroecuador al tomar en cuenta las ventajas o desventajas del crudo oriente frente a sus referentes; estos diferenciales toman en cuenta el grado API, tiempo de llegada al destino final, costo de los fletes, paso por el Canal de Panamá, etc.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> El precio de los crudos marcadores es el valor de compra y venta *in situ* en diferentes países o regiones del mundo.

<sup>18</sup> REPORTE SECTORIAL, MULTIPLICA Estudios y Consultoría en Macroeconomía Finanzas y Desarrollo No: 40 (X-2001) y 46(II-2002)

Gráfico 2.10



Fuente: <http://espanol.finance.yahoo.com/q?s=wti>

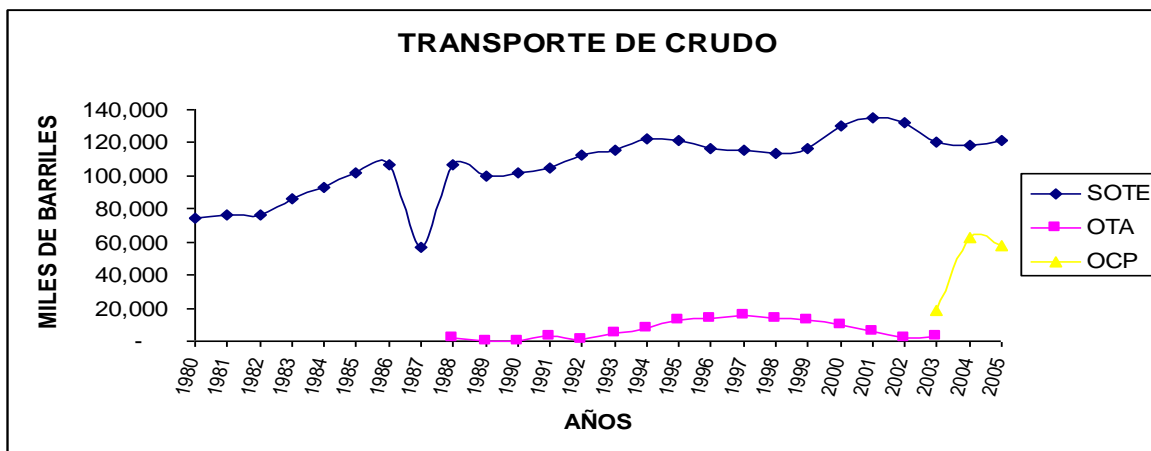
Elaboración: Las Autoras (Anexo 3)

El precio del barril de petróleo ecuatoriano en 1990 fue de 20,32 dólares, fecha a partir de la cual fue en constante descenso. Durante el 2004 el precio promedio fue de 30,13; en el mes de junio del 2005 el precio del crudo oriente rompió record al llegar a 48,83. Los altos precios se explican por el conflicto en Irak y por el aumento de la demanda mundial.

### 2.2.3 TRANSPORTE DE CRUDO

El transporte interno tanto de crudos como de derivados, se realiza por diferentes vías, se dispone de una red de oleoductos, poliductos y gasoductos, cuya longitud alcanza aproximadamente los 1.600 Km., capaces de transportar más de medio millón de barriles diarios.

Gráfico 2.11



Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras (Anexo 4)

### 2.2.3.1 El SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano)

Tiene especificación API 5LX 60 con una extensión de 497,7 kilómetros; con un diámetro de 26 pulgadas en 429,4 kilómetros (desde Lago Agrio hasta San Juan y desde Santo Domingo hasta Balao) y 68,2 kilómetros (Desde la estación San Juan hasta Santo Domingo) con un diámetro de 20 pulgadas. El ducto de acero cruza la Cordillera de los Andes y llega hasta la altura máxima de 4.096 metros, cerca de la Virgen de Papallacta.<sup>19</sup> Tiene una capacidad de 390.000 BPPD de petróleo con un promedio de 23,7 grados API.

El Sote cuenta con cinco estaciones de bombeo, cuatro estaciones reductoras de presión, un Terminal marítimo en Balao, una monoboya, un sistema de tratamiento de aguas de lastre, dieciocho tanques de almacenamiento de crudo, un sistema electrónico de supervisión y adquisición automática de datos y un sistema integral de comunicaciones de radio y televisión.

<sup>19</sup> Petroecuador Informe Estadístico 2003 Pág. 50

### **2.2.3.2 El OTA (Oleoducto Transandino)**

El ramal de conexión con el OTA entre Lago Agrio hasta Orito (Colombia) tiene una extensión de 26 kilómetros, Petroecuador traslada entre 45 mil y 60 mil barriles por día de crudo liviano con un promedio de 29 grados API, calidad requerida por la Refinería La Libertad.

A través del acuerdo entre ECOPETROL y Petroecuador, que permite el uso de la capacidad de bombeo por el OTA hasta 100.000 barriles por día de crudo liviano. El OTA transporta crudo ecuatoriano desde Orito (Colombia) hasta el puerto de Tumaco en Colombia, para luego por cabotaje llevarlo hasta la Península de Santa Elena.

### **2.2.3.3 El OCP (Oleoducto de Crudos Pesados)**

La limitada capacidad de transporte de los oleoductos obliga a proceder mezclar los crudos livianos y pesados; para poder terminar con esta limitación el gobierno autorizó la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados a un consorcio conformado por las principales empresas privadas que operan en el país.<sup>20</sup>

El OCP es un sistema de transporte integrado por un oleoducto, instalaciones de almacenamiento, bombeo, y carga en buques; tiene aproximadamente 500 kilómetros de longitud, que conecta la cabecera de recepción de crudo (proveniente de los productores) de Nueva Loja (Lago Agrio) con el Terminal marítimo de Balao en Esmeraldas siguiendo una ruta paralela al SOTE, desviándose en una parte al norte de Quito.

Está diseñado para transportar petróleo entre 18° y 24° API, en un volumen pico de 471.300 barriles por día, desde Nueva Loja (Lago Agrio) hasta el punto de inyección en las cercanías de Baeza.

---

<sup>20</sup> Ecuador: Una Agenda Económica y Social del Nuevo Milenio Pág. 95 BANCO MUNDIAL

## **2.2.4 GENERACIÓN DE LA RENTA PETROLERA<sup>21</sup>**

La generación de la renta de hidrocarburos proviene de:

- Exportaciones Directas
- Exportación de Regalías
- Exportación de Derivados
- Venta local de Derivados

### **2.2.4.1 Exportaciones Directas**

Las Exportaciones Directas se refieren al crudo que tiene a cargo Petroecuador y del que obtiene de sus contratistas deducido las regalías y el aporte a las refinerías para abastecer el mercado interno de derivados.

Los porcentajes de participación que recibe Petroecuador son en promedio del 30% de la producción total de las compañías.

Dependiendo de la procedencia de la producción, las Exportaciones Directas se clasifican en el Cuadro 2.6:

---

<sup>21</sup> Anexo No. 6

**Cuadro 2.6**  
**Clasificación de Exportaciones Directas**

<b>RUBROS</b>	<b>PROCEDENCIA DE LA PRODUCCIÓN</b>
Ex Consorcio	De las áreas del ex contrato con Texaco
Nororiente	De las áreas del Nor Oriente
Prestación de Servicios	Del contrato de AGIP
Participación	De los contratos de Participación
Campos Marginales	De los campos bajo esta forma contractual
Península	De los campos de Ancón
Alianzas Operativas y Estratégicas	De los campos bajo esta modalidad
Servicios Específicos	De los contratos bajo esta modalidad

Fuente y Elaboración: Programa Energía, Ambiente, Población (EAP)

#### **2.2.4.2 Exportación de Regalías**

El estado recibe de Petroecuador por concepto de exportación de regalías los ingresos correspondientes a un porcentaje del volumen producido, este volumen se calcula para el caso de Petroproducción sobre el total de la producción que incluye la proveniente de los contratos de prestación de servicios, servicios específicos, alianzas y campos marginales y, para el caso de los contratos de participación, sobre la producción de cada bloque, según la escala que se presenta a continuación en el Cuadro 2.7.



**Cuadro 2.7**  
**Porcentaje de Regalías**

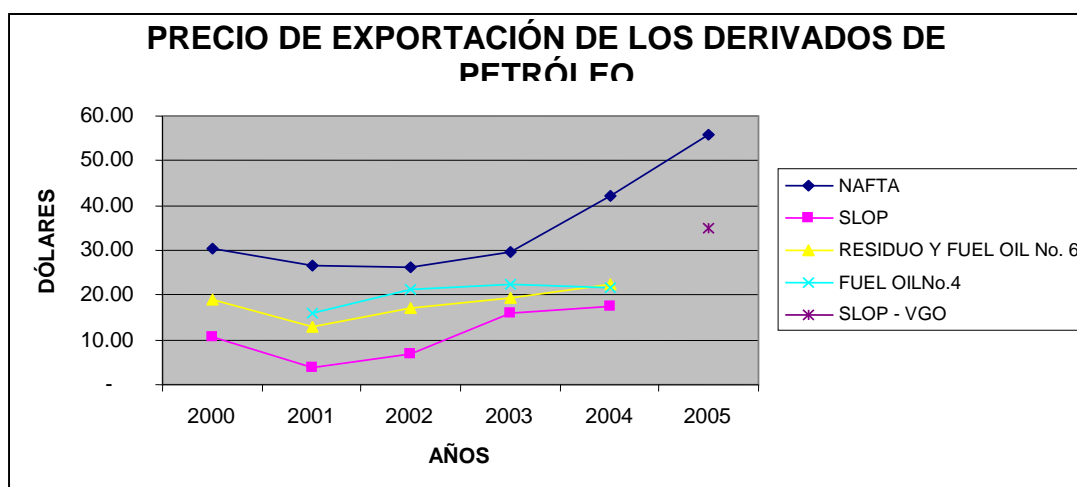
<b>Rango Producción Petróleo (MB/D)</b>	<b>% sobre la producción</b>
0 a 30	12,5
30 a 40	14
60 a +	18,5
Gas Natural y Condensados	16

Fuente y Elaboración Programa Energía, Ambiente, Población (EAP)

### 2.2.4.3 Exportación de derivados

La exportación de derivados durante el 2004 y el 2005, se han mantenido sin variaciones importantes, sin embargo los precios de los mismos a niveles internacionales se han incrementado como resultado de la tendencia alcista de los precios del petróleo. Los precios del petróleo en los mercados internacionales se han elevado muy por encima de las proyecciones, y por lo tanto, el país obtuvo ingresos mayores a los esperados por concepto de venta de hidrocarburos, como se observa en el Gráfico 2.12.

**Gráfico 2.12**

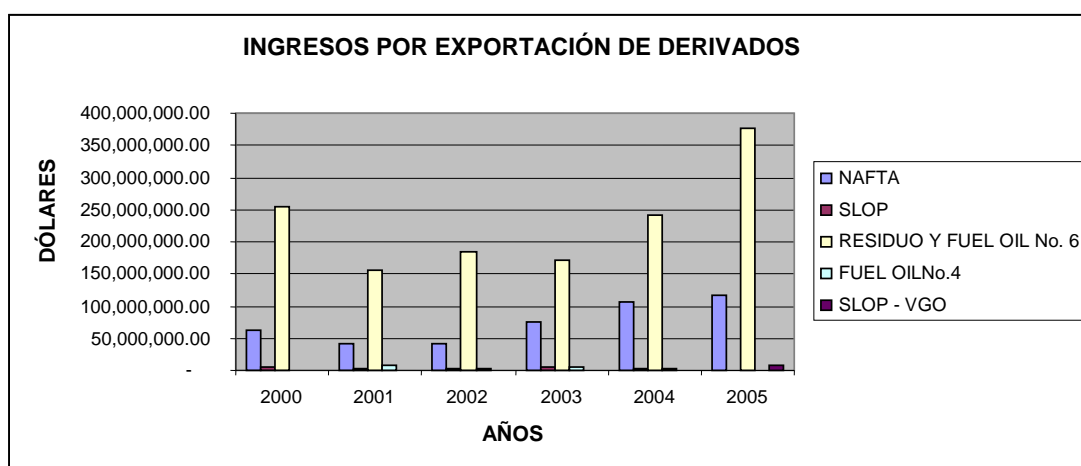


Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Los ingresos obtenidos por la exportación de derivados de petróleo se observan en el Gráfico 2.14, donde los mayores ingresos corresponden al Residuo y Fuel Oil No. 6 que en el 2005 que se registraron en 376'634.111,56 dólares, y la Nafta que registró 117'510.018,01 dólares.

**Gráfico 2.13**

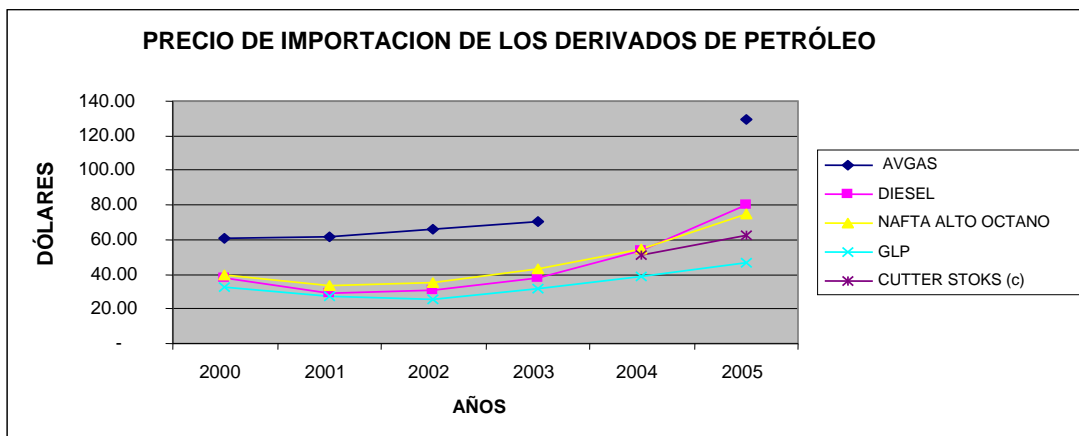


Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Los precios de los derivados de importación se observan el Gráfico 2.14 los mismos que en el transcurso de los años han sufrido un incremento significativo debido al costo del barril de petróleo, lo que a su vez, se refleja en mayores desembolsos que debe realizar el estado ecuatoriano para suplir el déficit de derivados que tiene el país.

Gráfico 2.14

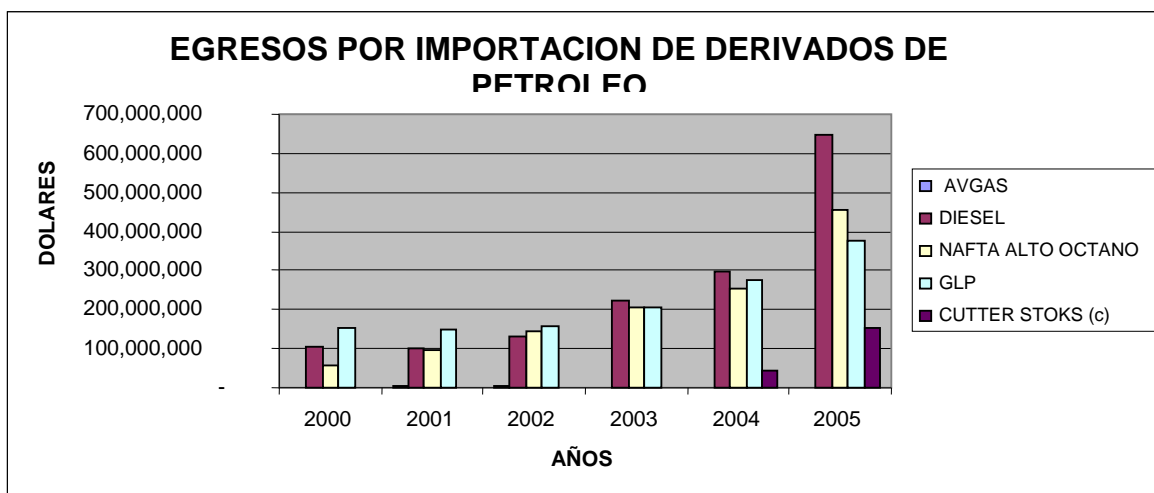


Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

La evolución de las importaciones tiene una tendencia creciente como se observa en el Gráfico 2.15, es así que para el 2005 el estado desembolsó por este concepto USD 1.631.582.902 dólares, mientras que por exportaciones de derivados ingresaron apenas USD 500.781.986 dólares.

Gráfico 2.15



Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

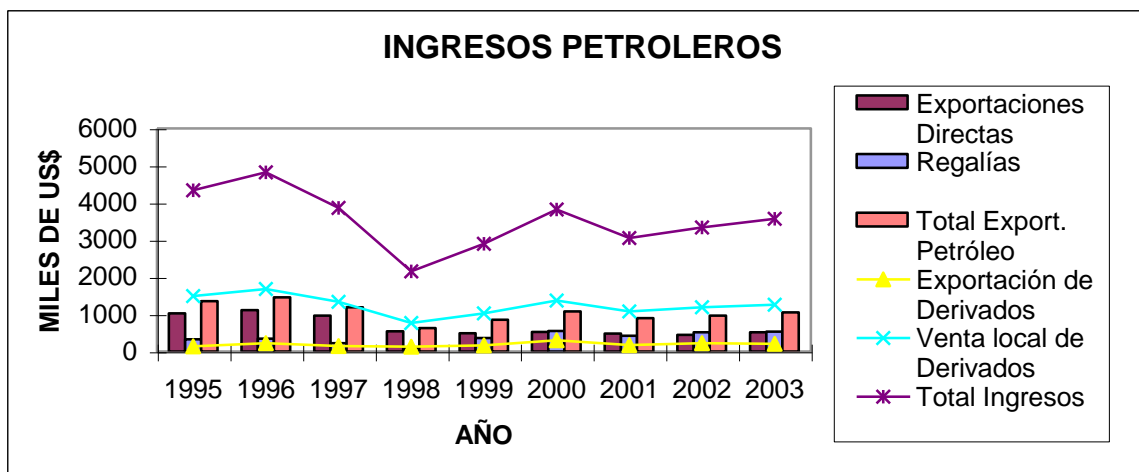
#### **2.2.4.4 Ventas en el Mercado Interno**

Petroecuador a través de Petroindustrial y Petrocomercial, procesa el petróleo crudo, efectúa las importaciones necesarias y comercializa los combustibles en el mercado interno. De la venta de los derivados se deducen todos los costos relacionados con la refinación, transporte y comercialización, transfiriendo al Banco Central el excedente. Estos costos deben ser auditados y reconocidos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Economía. Adicionalmente Petroecuador entrega al Ministerio de Economía y Finanzas el valor neto correspondiente al IVA, que no es considerado parte de la renta petrolera.

Petrocomercial comercializa tres tipos de derivados de petróleo:

- Básicos o de consumo masivo (gasolinas, diesel, gas) que por su fácil combustión son de gran demanda y se expenden a través de estaciones de servicio y de manera directa para el consumo eléctrico e industrial.
- Los especiales, son productos que se entregan a clientes específicos; y,
- Los residuos, que resultan del proceso de refinación y tienen demanda en la industria.

**Gráfico 2.16**  
**Evolución de los Ingresos Petroleros**



Fuente y Elaboración: Banco Central del Ecuador

La Proforma Presupuestaria del Gobierno Central para el año 2006 contempla ingresos petroleros por USD 1.606,7 millones de dólares (4,9% del PIB), de los cuales:

- USD 364,3 millones corresponden a la venta interna de derivados
- USD 147,6 millones a tasas, impuestos, fondo de inversiones petroleras y cobro de tarifa de transporte por el oleoducto del SOTE a las compañías privadas
- USD 168,8 millones a exportaciones de derivados; y,
- USD 926 millones a exportaciones de petróleo crudo.

La estimación de ingresos petroleros se sustenta en los parámetros macroeconómicos, datos básicos de producción y precios enviados por el Banco Central del Ecuador y el Ministerio de Energía y Minas. De los montos totales estimados por los diferentes conceptos se deducen los costos de producción, importación, transporte y comercialización de PETROECUADOR y las

participaciones de otras entidades públicas, de acuerdo al marco legal vigente sobre la materia, para definir los ingresos que corresponden al Gobierno Central.<sup>22</sup>

### **2.2.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA PETROLERA**

Los Ingresos de las Exportaciones Directas y de Regalías son recaudadas directamente por el Banco Central y distribuye estas rentas a los diferentes partícipes en función de la legislación vigente. El Ministerio de Economía y Finanzas determina los costos a ser reembolsados a Petroecuador, dando lugar a transferencias de fondos que se realizan desde el mismo Banco Central.

Respecto a los ingresos por comercialización interna de derivados, Petroecuador recauda los ingresos y el saldo resultante luego de las deducciones de los costos, aprobados por el Ministerio de Economía y Finanzas y la DNH, son depositados en el Banco Central para la administración presupuestaria por parte del Ministerio de Economía y Finanzas.

Los principales destinos de la Renta Petrolera se destinan:

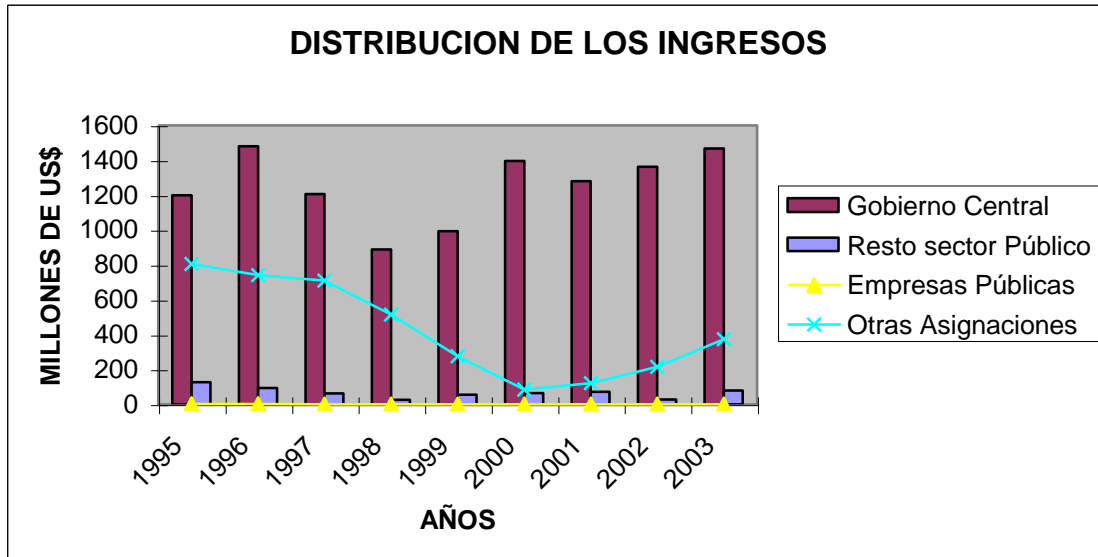
- Gobierno Central
- Resto sector Público
- Empresas Públicas
- Otras Asignaciones

En el Gráfico 2.17 se puede observar la tendencia que ha tenido el monto de cada uno de los rubros durante los últimos 9 años.

---

<sup>22</sup> Presentación de la Proforma Presupuestaria del Gobierno Central del año 2006  
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS    Página 21

**Gráfico 2.17**  
**Evolución de la Distribución de los Ingresos**



Fuente y Elaboración: Banco Central del Ecuador

A continuación en el Cuadro 2.8 se puede observar las fuentes de origen y los destinos finales de la renta petrolera.

## ORIGEN Y DESTINO FINAL DE LA RENTA PETROLERA

	DESTINO / FUENTE	EXPORT.	REGALIAS	EXPORT.	TRANSP	5 SI. POR	VENTA INT.	IMP.ADIC.	IMP
		DIRECTAS		DERIVADOS	SOTE	BL.EXP.	DERIVADOS	S.O.T.E.	ECORAE
<b>1</b>	<b>GOBIERNO CENTRAL</b>								
	Presupuesto Gobierno Central	X	X	X	X	X	X		
	Reducción Deuda Anterior Decreto 337	X							
	Ministerio de Salud Publica	X							
	Ministerio de Trabajo	X							
	Elevación Salarial	X	X	X					
	JDN Y FAE Ley 2000-01		X						
	Elevación Salario Básico	X	X						
	Presupuesto Inversión Pública	X		X	X		X		
	Cuenta de Estab. Economica Acdo. 107			X					
<b>2</b>	<b>PETROECUADOR</b>								
	Restitución Costos Petroecuador	X	X	X	X		X		
	Restitución Costos Prestacion Servic.	X							
	Restitución Costos Participación	X							
	Fideicomiso Alianzas Operativas	X							
	ESPOL	X							
	Servicios Especificos	X							
<b>3</b>	<b>PARTICIPES</b>								
	Ley 138 Vialidad Agropecuaria:	X		X					
	- MOP	X		X					
	- MIDUVI	X		X					
	- Min. del Ambiente	X		X					
	Fuerzas Armadas:	X	X						
	ISSFA		X						
	Junta de Defensa Nacional	X							
	Universidades:	X							
	Estatales	X							
	Privadas	X							
	FONDO DE SOLIDARIDAD		X						
	FODESEC	X							
	Organismos Seccionales:	X	X	X				X	X
	Conjunto Consejos Provinciales			X					
	Desarrollo Esmeraldas		X						
	Fondo Ecodesarrollo R.Amazonica (Ley 20)	X							X
	Partic. Napo,Esm.y Sucumb.(Ley 40)	X	X					X	
	Provincias Orientales (Ley 122)	X							
	Banco del Estado	X							
	Banco Ecuatoriano de la Vivienda	X							
	Banco Central	X							
	IECE	X							
	INNFA	X							
	CORPEI - LEY 24	X	X	X					
	CORPECUADOR - LEY 120	X							
<b>4</b>	<b>FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA</b>	X	X						
<b>5</b>	<b>FONDO DE ESTAB., INV. SOCIAL Y PRODUCTIVA Y REDUCC. DEL ENDEUDAMIENTO PUBLICO (FEIREP)</b>	X	X						



## **CAPÍTULO 3**

### **LA INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL ECUADOR**

El petróleo constituye una herramienta vital para el desarrollo de la sociedad moderna por su alta conversión en derivados, alrededor de 600,000 subproductos son obtenidos a través del proceso de refinación o industrialización y la petroquímica.

En 1972, cuando nació CEPE, el país contaba con una capacidad de refinación de 31.500 barriles por día, en las refinerías Anglo y Gulf, ubicadas en la Península de Santa Elena, que producían 23.500 y 8000 barriles diarios, respectivamente.

Actualmente Petroindustrial es encargada de transformar los hidrocarburos mediante procesos de refinación para poder producir derivados que satisfagan la demanda interna del país.

Petroindustrial cuenta con cuatro centros de producción de derivados, la Refinería Estatal de Esmeraldas, ubicada en la provincia del mismo nombre, la Refinería Amazonas en la provincia de Sucumbíos, la planta de La Libertad en la Península de Santa Elena, provincia del Guayas y la pequeña Planta de Gas Secoya que se encuentra ubicada en Lago Agrio.<sup>23</sup>

Petrocomercial a su vez es la encargada del transporte, almacenamiento y comercialización de los derivados de petróleo.

---

<sup>23</sup> Anexo No. 7

A continuación en el Cuadro 3.1 se encuentra un resumen de la producción de derivados en las tres refinerías con las que cuenta el país, del cual podemos concluir que se obtiene una cantidad de barriles en derivados similar a la cantidad de barriles de crudo que ingresan a las refinerías.

**Cuadro 3.1**

MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS										
CIFRAS EN BARRILES										
AÑO	REFINERÍA ESMERALDAS			REFINERÍA LA LIBERTAD			REFINERÍA AMAZONAS			Total
	Crudo	Otros	Total	Crudo	Otros	Total	Crudo	Otros	Total	
2000	37.514.723	65.299	37.580.022	15.186.948	56.078	15.243.026	5.400.316	244.877	5.645.193	58.468.241
2001	36.140.745	-	36.140.745	15.445.052	77.124	15.522.176	5.317.153	151.389	5.468.542	57.131.463
2002	34.909.540		34.909.540	14.536.753	90.311	14.627.064	5.677.645	201.971	5.879.616	55.416.220
2003	31.826.960		31.826.960	13.952.271	81.406	14.033.677	5.608.158	31.038	5.639.196	51.499.833
2004	36.214.565		36.214.565	14.587.316	97.149	14.684.465	6.065.312	49.580	6.114.892	57.013.922
2005	33.518.196		33.518.196	14.169.581	97.340	14.266.921	6.810.858	27.170	6.838.028	54.623.145

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

## 3.1 PLANTAS Y PROCESOS

### 3.1.1 REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS (REE)

#### 3.1.1.1 Ubicación Geográfica

La Refinería Estatal Esmeraldas está ubicada en el sector Noroccidental del Ecuador, a 3.8 Km de distancia de la costa del Océano Pacífico en la provincia de Esmeraldas.

### Gráfico 3.1 Planta Industrial REE



Fuente: <http://www.petroindustrial.com.ec/frontEnd/main.php?idSeccion=106>

#### 3.1.1.2 Breve Reseña Histórica

El 19 de marzo de 1974 se adjudicó la construcción de la Refinería Estatal Esmeraldas (REE) al consorcio japonés Sumitomo Chiyoda por un monto de 160 millones de dólares. Actualmente constituye la planta industrial de procesamiento de crudo más grande del país.

La REE fue diseñada y construida entre 1975 y 1977, inició su primera operación en 1978, con una capacidad de 55.600 barriles diarios, para procesar crudo de 28° API, o sea liviano. Para 1987, se realiza la primera ampliación a 90 mil barriles diarios de refinación. Más tarde, en 1995, se inició la segunda ampliación a 110 mil barriles para tratar crudo de 23 a 27 ° API.<sup>24</sup>

---

<sup>24</sup> EL PETRÓLEO EN ECUADOR SU HISTORIA Y POTENCIAL, Petroecuador, Pag. 50, Octubre 2002

### 3.1.1.3 Unidades De Proceso<sup>25</sup>

A continuación en el Cuadro 3.2 se encuentra un resumen las unidades de proceso con las que cuenta la Refinería Esmeraldas:

**Cuadro 3.2**  
**Plantas de Proceso de la REE**

UNIDAD	CAPAC. DISEÑADA (BPD)
Destilación atmosférica	110.000
Destilación al vacío	45.300
Reductora de viscosidad	31.500
Reformación catalítica	2.780
Craqueamiento catalítico fluido o FCC	18.000
Tratamiento de jet fuel	15.000
HDT de nafta (NUEVA)	13.000
Reformación catalítica CCR (NUEVA)	10.000
HDS para diesel premium	24.500
Merox GLP	5.522
Merox gasolina	12.080
Planta de azufre antigua	(T/d) 12.9
Planta de azufre nueva	(T/d) 50
Despojador agua amargas antigua	(T/d) 23.7
Despojador agua amargas nuevo	(T/d) 8
Oxidadora de asfaltos	---

Fuente y Elaboración: Petroindustrial

---

<sup>25</sup> Anexo No. 8

### 3.1.1.4 Principales Productos

La Refinería Estatal Esmeraldas se encuentra orientada a la producción de combustibles del país, para lo cual necesita importar algunos derivados que le permitan satisfacer la demanda interna, y a la exportación de ciertos productos:

- Gas licuado de Petróleo (GLP)
- Gasolina
- Diesel
- Jet fuel
- Fuel oil (que es el principal producto de exportación del terminal marítimo)
- Asfaltos
- Azufre peletizado

### 3.1.1.5 Movimiento de Productos

Para el movimiento de los productos obtenidos por la refinería es necesaria la siguiente infraestructura:

- El Oleoducto Transecuatoriano: el cual tiene una capacidad de 330.000 barriles por día de operación para transportar crudo desde los campos de explotación en el oriente.
- El Poliducto Esmeraldas – Quito: el cual es utilizado para la distribución de gasolinas, diesel y jet fuel al centro del país.
- El Terminal Marítimo: el mismo que sirve tanto para la exportación e importación de crudo y diversos productos.
- El Patio de Llenaderas: que es utilizado para el despacho de: gas licuado de petróleo, gasolinas, jet fuel, diesel, fuel oil, asfaltos, en auto tanques.

Actualmente, la Refinería está equipada con instrumentación electrónica de punta. Al mismo tiempo, la REE funciona en base a un cerebro automatizado conocido como Sistema de Control Distribuido Master (DCS), el cual fue creado para el control y monitoreo automático de los procesos de refinación de petróleo. Este sistema abarca varias áreas, que a continuación se describen:

- El Área de Generación de Vapor y Eléctrica (Utilidades).- Se encarga de clarificar, filtrar, desmineralizar el agua captada del río Esmeraldas para satisfacer las necesidades de consumo humano y también para la generación de vapor que será utilizado en 4 turbogeneradores que permitan la generación eléctrica (30 MW), a fin de satisfacer las demandas internas de energía. Adicionalmente, la Planta está conectada al Sistema Eléctrico Interconectado (SIN) para casos de emergencia.
- El Área de Crudos.- Donde el petróleo que proviene del Oriente es almacenado en varios tanques, que es succionado por un sistema de bombeo para enviarlo a un sistema de desalado donde se lava el crudo para sacarle la mayor cantidad de azufre e impurezas. El crudo oriente llega con una temperatura de 34° C, pero una vez que sale de la desaladora el crudo alcanza los 125° C. El proceso de calentamiento continúa, la temperatura en los hornos alcanza los 360 ° C. Luego de este proceso ingresa el crudo a la torre atmosférica, donde desde la parte inferior se inyecta conjuntamente vapor a 150 PSI, con lo cual se logra el despojamiento de los productos iniciales de los gases. Con los gases más livianos se formará el diesel, el kerosene, la gasolina circulante y la nafta, respectivamente. Al mismo tiempo, la nafta se enfría para mantener el perfil térmico de la torre, que a su vez es procesado para continuar refinando el crudo reducido en la unidad de vacío.
- El Área de Cracking catalítico.- Se basa en 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 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).
- La Regeneración Continua de Catalizador (CCR).- Es una planta cuyo objetivo es producir gasolina de alto octanaje, hidrógeno y GLP, tomando como carga la nafta liviana. La capacidad operativa de la Planta es de 10 mil barriles diarios. Cabe señalar que esta gasolina es utilizada para mezclas por su alto contenido en aromáticos.
- La Planta Hidrodesulfuradora (HDS).- Su función principal es eliminar el azufre de la carga que viene de crudo a través de un horno  $DH_1$  y un reactor  $DR_1$ , a alta temperatura (320 °C) y con una corriente de hidrógeno, para que el producto terminado alcance un máximo de 0,05 % de azufre, que es lo óptimo para el mercado, conocido también como diesel premium.

La producción actual de la Planta es de 114 mil barriles diarios de derivados. En el año 2004, la Refinería Estatal Esmeraldas produjo derivados por un valor de 958.256.506 dólares. Hay que tomar en cuenta que el costo de refinación es de 3,21 dólares el barril en el 2004 y que en el año 2003 fue de 3,40 dólares, este costo es establecido por la Unidad de Contabilidad de Petroecuador que considera el precio de producción de un barril de petróleo producido en el país en lugar del costo de venta de un barril de petróleo en el mercado.

A continuación en el Cuadro 3.3 se presenta los derivados que se producen en la Refinería Esmeraldas y el porcentaje que se obtiene de cada uno de ellos con respecto al total de derivados producidos.

**Cuadro 3.3**

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS REFINERÍA ESMERALDAS															
Año 2005															
Cifras en barriles															
CRUDO	GASOLINAS			NAFTA DEBUTA- NIZADA	DIESEL 1	DIESEL 2	DIESEL PREMIUM	FUEL OIL # 4	RESIDUO (TERMO- ESMERALDAS)	RESIDUO	JET FUEL	GLP	ASFALTOS (AP3, RC250)	TOTAL (Excl. Azufre)	AZUFRE KILOS
	SÚPER	EXTRA	TOTAL												
33.518.196	3.101.348	4.318.830	7.420.178	1.795.314	230.331	7.680.548	110.449	2.901.943	1.411.442	8.022.057	1.698.052	1.378.531	989.857	33.638.702	3.007.560
	9,22%	12,84%	22,06%	5,34%	0,68%	22,83%	0,33%	8,63%	4,20%	23,85%	5,05%	4,10%	2,94%		8,94%

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Los barriles de derivados producidos por la Refinería Esmeraldas son de similar cantidad a los barriles de crudo que ingresan a la misma, es así que se obtiene el 100,36% de derivados, es decir un 0,36% adicional a la materia prima que se procesa. El total de Gasolinas que se obtienen corresponden al 22,06% del total de derivados excluyendo la Nafta Debutanizada, del Diesel 2 se obtiene el 22,83% y de residuo se obtuvo un 23,85% excluyendo el Residuo que va directamente a Termo Esmeraldas; por lo tanto podemos concluir que la Refinería Esmeraldas obtiene residuo en mayor porcentaje con relación al total de derivados que produce.

### 3.1.2 REFINERÍA LA LIBERTAD

#### 3.1.2.1 Ubicación Geográfica

La Refinería la Libertad (RLL) está ubicada en la Península de Santa Elena, Provincia del Guayas en la calle 27 E de la ciudadela Las Acacias.



### **3.1.2.2 Breve Reseña Histórica**

Tiene alrededor de 60 años de operación por lo que constituye el centro refinador más antiguo del Ecuador y actualmente el segundo por su capacidad de producción.

Los productos derivados del petróleo obtenidos por esta refinería cubren la mayor parte de la demanda de las provincias de: Guayas, El Oro, Manabí , Cañar, Morona Santiago, Azuay, Galápagos y Loja.

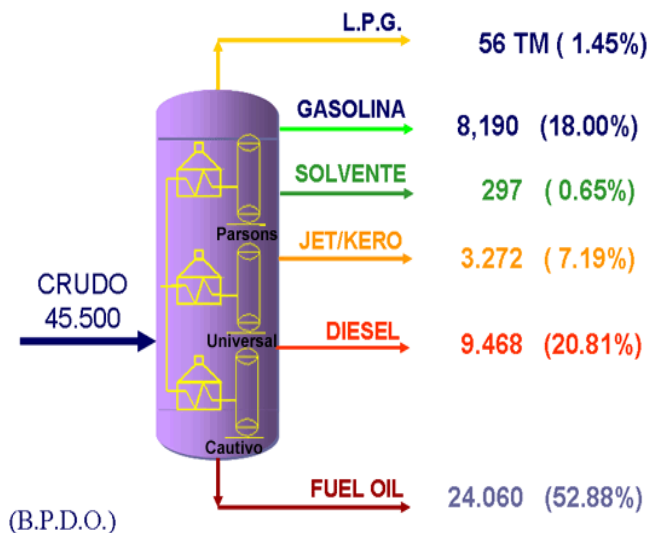
### **3.1.2.3 Principales Productos**

La RLL esta diseñada para procesar 45 mil BPDO (barriles procesados por día de operación), del que se obtienen los siguientes productos:

- GLP,
- Gasolina,
- Diesel No. 1,
- Diesel No. 2,
- Jet Fuel,
- JP1,
- Fuel Oil No. 6,
- Solvente No. 1,
- Solvente No. 2 (Rubber Solvent),
- Spray Oil
- Mineral Turpentine.

A continuación en el Gráfico 3.2 se pueden observar el porcentaje de derivados que se obtienen en la Refinería La Libertad través de sus unidades de proceso.

**Gráfico 3.2**  
**Porcentaje de Derivados que se Obtienen de la RLL**



Fuente: <http://www.petroindustrial.com.ec/frontEnd/main.php?idSeccion=106>

#### 3.1.2.4 Unidades de Procesos

La Refinería la Libertad posee las siguientes Unidades de Procesos y Servicios Auxiliares:

- **Unidades de Destilación Atmosférica**

Este complejo industrial opera con tres unidades de Destilación Atmosférica:

Las Unidades Parsons, Universal y la Unidad Cautivo.

Dichas unidades de destilación atmosférica en la última década fueron sometidas a mantenimiento y sistematización de sus equipos e instalaciones.

A continuación el Cuadro 3.4 nos presenta las Unidades con las que cuenta la Refinería La Libertad con sus respectivas capacidades.

**Cuadro 3.4**

CAPACIDAD DE CARGA	B/D
CRUDO	46.000
UNIDAD	CAPACIDAD NOMINAL B/D
PARSONS	26.000
UNIVERSAL	10.000
CAUTIVO	10.000
ESTABILIZ.	8.000

**Gráfico 3.3**

B/D: Barriles por Día

Fuente y Elaboración: Petroindustrial

Actualmente la Refinería La Libertad, procesa el petróleo Crudo Oriente segregado entre 27,5 y 28 grados API que se transportan por el Oleoducto Trans-Andino (OTA) y además posee un suministro de 46.000 barriles por mes, en promedio de un petróleo liviano de 34 a 35 grados API de los campos de la Península de Santa Elena.

### 3.1.2.5 CAPACIDAD DE DESPACHO

La RLL posee dos formas de despacho: la evacuación Marítima y la evacuación terrestre; las mismas que se describen a continuación:

Evacuación Marítima: La RLL cuenta con dos Terminales Marítimos: Cautivo y La Libertad. Este último se compone de un Muelle y un Terminal de Boyas Internacionales.

### 3.1.2.6 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

A continuación en el Cuadro 3.5 se detalla a capacidad de almacenamiento que posee la Refinería La Libertad:

**Cuadro 3.5**

PRODUCTOS	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO RLL
PETRÓLEO (CRUDO)	979.773 BARRILES
GASOLINA	345.926 BARRILES
DESTILADO # 1	16.992 BARRILES
JP1	52.818 BARRILES
DIESEL OIL	179.689 BARRILES
MINERAL TURPENTINE	3.780 BARRILES
RUBBER SOLVENT	5.002 BARRILES
SOLVENTE # 1	2.542 BARRILES
FUEL OIL # 6	351.553 BARRILES

Fuente y Elaboración: Petroindustrial

A continuación el Cuadro 3.6 presenta los derivados que se producen en la Refinería La Libertad y el porcentaje que se obtiene de cada uno de ellos con respecto al total de derivados producidos en la misma.

**Cuadro 3.6**

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS REFINERÍA LA LIBERTAD											
Año 2005											
Cifras en barriles											
MATERIA PRIMA	GASOLINA EXTRA	NAFTA BASE	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL #4	JET FUEL	G L P	SPRAY OIL	SOLVENTES (RUB, S1, M.T)	ABSORVER OIL	TOTAL
14.266.921	1.370.988	313.597	173.175	2.997.512	7.537.606	586.312	5.733	101.898	54.988	199	13.142.008
	10,43%	2,39%	1,32%	22,81%	57,36%	4,46%	0,04%	0,78%	0,42%	0,002%	

Materia Prima constituye el crudo y el slop.

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

La Refinería La Libertad obtiene 92,12% de derivados de petróleo con respecto a la materia prima que ingresa para el proceso de refinación. El principal producto que se

obtiene es el Fuel Oil que representa el 57,36% de la producción de derivados, de Diesel 2 se obtiene un 22,81% y de Gasolina Extra 10,43% mientras que el resto de derivados individualmente no alcanzan a superar el 5% de producción con respecto al total de derivados que son procesados.

### **3.1.3 EL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI**

#### **3.1.3.1 Ubicación Geográfica**

El Complejo Industrial Shushufindi se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, región Oriental del país.

#### **3.1.3.2 Principales Centros de Industrialización**

El Complejo Industrial Shushufindi constituye el principal centro de industrialización de petróleo de esta región y posee dos plantas:

##### **3.1.3.2.1 Refinería Amazonas**

La Refinería Amazonas es un Complejo Industrial que se concibió en 1977 como una solución a la creciente demanda interna de combustibles y la presencia de un número mayor de empresas internacionales contratadas para las actividades de exploración y explotación petrolera en la región amazónica.

En 1987, se inicia la construcción de esta refinería con capacidad para 10 mil barriles diarios. Dicha capacidad se duplicó a 20 mil barriles diarios de crudo de 28 grados API, en mayo de 1995.

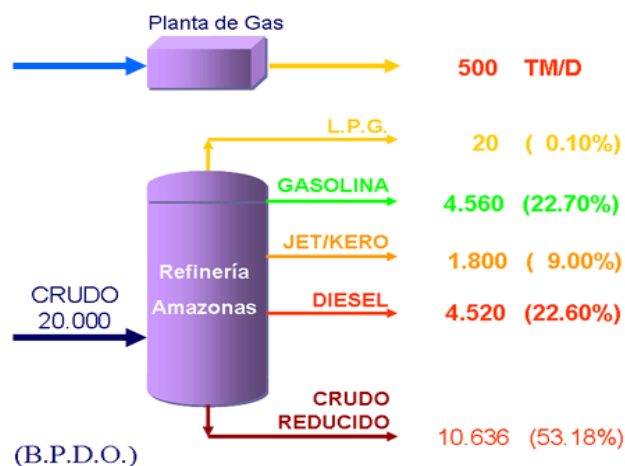
Esta refinería dispone de dos plantas de destilación primaria de las cuales se obtienen los siguientes productos:

- GLP

- Nafta
- Kerosene
- Jet Fuel
- Diesel 2 C
- Residuo (Crudo reducido)

**Gráfico 3.4**

**Porcentaje de Derivados que se obtienen de la Refinería Amazonas**



Fuente: <http://www.petroindustrial.com.ec/frontEnd/main.php?idSeccion=107>

### 3.1.3.2.2 Planta de Gas Shushufindi

La Planta de Gas Shushufindi inició sus operaciones en febrero de 1984, fue instalada para procesar gas asociado que se quemaba en las teas de los campos de producción de petróleo del Campo Shushufindi – Aguatico, Limonchocha y Libertador de Petroproducción.

Para aprovechar este recurso en la producción de gas licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural, se construyó la planta de gas Shushufindi con capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos de gas.

La planta se sometió a dos ampliaciones:

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

Esta etapa entró en operación en julio de 1990 y las obras permitieron el incremento de la producción de gas licuado de petróleo, hasta alcanzar las 220 toneladas métricas diarias.<sup>26</sup>

La segunda etapa entró en operación en marzo de 1992 y contempló la ampliación de la planta de gas para procesar 500 toneladas métricas diarias de gas doméstico, utilizando como materia prima el gas natural de los campos petroleros Libertador, Secoya y Shushufindi.

El gas producido se transporta a través del poliducto Shushufindi - Quito, de donde se lo distribuye para su consumo como combustible doméstico o industrial.

La Planta de Gas y la Refinería Amazonas poseen sistemas de control distribuido Foxboro, en el cual, el monitoreo y control del proceso se efectúa a través de una pantalla manejada por un sistema computarizado.<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> EI PETROLEO EN EL ECUADOR SU HISTORIA Y POTENCIAL, Petroecuador, Pag. 55, Octubre 2002.

<sup>27</sup> EI PETROLEO EN EL ECUADOR SU HISTORIA Y POTENCIAL, Petroecuador, Pag. 56, Octubre 2002.

A continuación el Cuadro 3.7 nos presenta las Unidades con las que cuenta la Planta de Gas Shushufindi con sus respectivas capacidades.

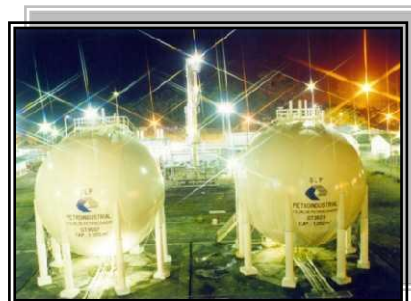
**Cuadro 3.7**

CAPACIDAD DE CARGA	B/D
CRUDO	20.000
UNIDAD	CAPACIDAD NOMINAL B/D
P.DE GAS (TM/D)	500
AMAZONAS 1	10.000
AMAZONAS 2	10.000

B/D: Barriles por Día

Fuente y Elaboración: Petroindustrial

**Gráfico 3.5**



A continuación podemos observar en el Cuadro 3.8 la producción de cada uno de los derivados en el Complejo Industrial Shushufindi y la Refinería Lago Agrio con sus respectivos porcentajes obtenidos con respecto al total de la producción total de derivados.

**Cuadro 3.8**

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS																
Año 2005																
Cifras en Barriles																
COMPLEJO INDUSTRIAL SUSHUFINDI						REFINERÍA LAGO AGRIO										
MATERIA PRIMA	GASOLINA EXTRA	DIESEL 1	DIESEL 2	JET FUEL	GLP	RESIDUO (CRUDO REDUCIDO)	RESIDUO (SECTOR ELÉCTRICO)	RESIDUO (SECTOR INDUSTRIAL)	GASOLINA NATURAL	TOTAL	MATERIA PRIMA	GASOLINA EXTRA	DIESEL 2	JET FUEL	RESIDUO	TOTAL
6.838.028	196.411	58.920	1.780.684	176.854	735.400	2.808.510	336.954	97.567	458.051	6.649.361	384.684	12.581	80.825	33.081	151.280	277.756
	2,95%	0,89%	26,78%	2,66%	11,06%	42,24%	5,07%	1,47%	6,89%		4,53%	29,10%	11,91%	54,46%		

Materia Prima constituye el crudo y el slop.

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las autoras



El Complejo Industrial Shushufindi obtiene el 97,24% de derivados con respecto a la materia prima que se procesa, los principales derivados que se obtienen son: Residuo (Crudo Reducido) que tiene el 42,42% de la producción, el Diesel 2 representa el 26,78% de la producción de derivados y al GLP le corresponde el 11,06%, los demás derivados individualmente tienen un porcentaje menor al 7% con respecto al total de derivados que procesa el Complejo.

La Refinería Lago Agrio por su parte obtiene el 72,20% de derivados en relación a la materia prima que ingresa para ser procesada. Se obtienen cuatro derivados en esta refinería de los cuales el Residuo es el más representativo con el 54,46% con respecto al total de derivados, el Diesel 2 tiene el 29,10%, el Jet Fuel el 11,91% y finalmente de Gasolina se produce el 4,53%.

### **3.1.4 PLANTA DE GAS DE SECOYA**

#### **3.1.4.1 Ubicación Geográfica**

La planta de Gas de Secoya se encuentra ubicada en la Provincia de Sucumbíos en Lago Agrio

#### **3.1.4.2 Breve Reseña Histórica**

La Planta de Gas Secoya fue creada para mejorar la captación de líquidos y gas de los campos Libertador y Limoncocha, en la Amazonía ecuatoriana y además para aprovechar la capacidad instalada de la planta de Shushufindi e incrementar la producción de GLP.

#### **3.1.4.3 Principales Componentes**

Esta planta de Gas está formada por los siguientes componentes:

- Compresor para la captación de gas.
- Sistema de separación de CO<sub>2</sub> por membranas.
- Sistema de refrigeración por propano.
- Unidad de proceso.
- Sistema de calentamiento.
- Sistemas auxiliar y generador eléctrico.

Además la Planta cuenta con diecinueve módulos, construidos en fábrica y ensamblados en el sitio, lo que permitirá su reubicación en caso de requerirlo en el futuro. Es la única planta de tipo modular que tiene el país y su capacidad de procesamiento es de 5 millones de pies cúbicos de gas asociado y se recupera aproximadamente 42 gpm de líquidos.

### **3.1.5 RESUMEN DE LAS CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN DE CADA REFINERÍA**

La carga de crudo en el 2005 fue de 54,6 millones de barriles, que comparada con el 2004 fue de 57 millones de barriles, esto se debe a que las Plantas refinadoras operaron al 85,5% de su capacidad instalada, la Refinería Esmeraldas operó al 83% mientras que la Refinería La Libertad al 87% y finalmente la Refinería Amazonas al 94% de su capacidad instalada; por este motivo existe un decremento del 4,2% con respecto al 2004.

La Refinería Esmeraldas entró en paros emergentes programados y no programados como por ejemplo roturas de los tubos en los hornos; revisión de los platos de la destiladora, adicionalmente no se realizaron las exportaciones de Fuel Oil # 6 por mal tiempo lo que ocasionó incremento en los stocks y conllevando este problema a bajar carga. También existieron paros por fallas en el sistema de pararrayos y disparo de turbocompresores.

La Refinería La Libertad presentó problemas en las bombas de agua y de combustible y en la suelda en el bajante principal de la torre.

La Refinería Amazonas presentó paros por fallas de energía eléctrica, falta de carga de crudo y cambio de tamiz molecular.

A continuación el Cuadro 3.9 presenta un resumen de las capacidades con sus respectivos grados API de las refinerías del país.

**Cuadro 3.9**  
**CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE CRUDO 2005**

CAPACIDAD DE CARGA CRUDO	B/D	GRADOS API
Refinería Esmeraldas	110,000	25.56
Refinería La Libertad	46,000	28.2
Complejo Industrial Shushufindi	20,000	29.1
<b>Promedio</b>	<b>58,667</b>	<b>26.6</b>

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

A continuación se presenta un resumen de la producción de derivados de petróleo en cada una de las refinerías; correspondiente a los años en que se ejecutaron los proyectos de ampliación de las mismas:

#### **3.1.5.1 Capacidad en la Refinería Esmeraldas**

En el Cuadro 3.10 se encuentra las ampliaciones realizadas a la Refinería Esmeraldas y el incremento de los principales derivados en cada ampliación.

**Cuadro 3.10**

PRODUCCIÓN DERIVADOS REFINERÍA ESMERALDAS											
Cifras en barriles											
CAPACIDAD	GASOLINAS				DIESEL 1	DIESEL 2 KÉREX	FUEL OIL # 4	JET FUEL	G L P	ASFALTOS AP3, RC250	TOTAL Derivados
	SÚPER	EXTRA	ECO	NAFTA D							
<b>1980</b>											
55600	145.713 0,72%	6.328.660 31,08%			1.246.483 6,12%	3.245.132 15,94%	7.559.274 37,12%	714.083 3,51%	818.533 4,02%	304.981 1,50%	20.362.859
<b>1987</b>											
90000	507.049 3,66%	3.651.269 26,37%			828.913 5,99%	2.852.821 20,60%	4.259.974 30,77%	680.583 4,92%	573.175 4,14%	492.797 3,56%	13.846.581
<b>1998</b>											
110000	1.424.016 4,69%	4.503.580 14,84%	472.911 1,56%	1.445.481 4,76%	497.893 1,64%	4.542.780 14,97%	14.132.010 46,56%	1.297.436 4,27%	1.208.663 3,98%	824.776 2,72%	30.349.546

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

La Refinería Esmeraldas ha tenido tres ampliaciones sin embargo no han sido suficientes para satisfacer la demanda interna de derivados que ha tenido una evolución creciente en el transcurso de los años, como parte del desarrollo industrial del país. El principal producto que se obtiene de la refinación es el Fuel Oil No. 4 con el 46,56%, el 14,97% se obtiene de Gasolina Extra y el 14,84% de Diesel 2.

### 3.1.5.2 Capacidad en la Refinería La Libertad

En el Cuadro 3.11 se encuentra las ampliaciones realizadas a la Refinería La Libertad y el incremento de los principales derivados en cada ampliación.

**Cuadro 3.11**

PRODUCCIÓN DERIVADOS REFINERIA LA LIBERTAD												
Cifras en barriles												
CAPACIDAD	GASOLINAS		ABSORVER OIL	DIESEL OIL	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL 2	JET FUEL	G L P	SPRAY OIL	SOLVENTES (Rub, S1, M.T)	TOTAL Derivados
	EXTRA	REGULAR										
<b>1977</b>												
37000	3,355,854 29.34%	549,904 4.81%			1,725,485 15.09%	1,509,231 13.20%	3,859,580 33.75%	271,359 2.37%	36,248 0.32%	97,910 0.86%	30,959 0.27%	11,436,530
<b>1992</b>												
46000	2,459,429 17.66%	25,031 0.18%			172,189 1.24%	3,170,274 22.77%	7,426,018 53.33%	408,777 2.94%	10,551 0.08%	163,526 1.17%	88,899 0.64%	13,924,694
<b>1998</b>												
46000	1,340,010 9.77%		798,387 5.82%	2,301 0.02%	291,893 2.13%	2,924,828 21.33%	7,498,633 54.68%	615,366 4.49%	8,465 0.06%	128,186 0.93%	104,515 0.76%	13,712,584

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Con las ampliaciones realizadas se aumento la cantidad de Fuel Oil No.2 al 54,68% con respecto al total de derivados industrializados, el Diesel 2 es el segundo derivado más importante que produce la Refinería con un 21,33% del total.

### 3.1.5.3 Capacidad en el Complejo Industrial Shushufindi

Con las ampliaciones realizadas en el complejo se ha obtenido un mayor porcentaje de Diesel 2 con un 33,64% y de Gasolina Extra con un 34,16% del total de derivados que han sido industrializados, como se muestra en el Cuadro 3.12.

**Cuadro 3.12**

PRODUCCIÓN DERIVADOS COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI										
Cifras en barriles										
CAPACIDAD	CRUDO	EXTRA	DESTILADO	DIESEL 2	JET FUEL	G L P	CAPACIDAD	CARGA	PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI	TOTAL Derivados
<b>1987</b>							<b>1987</b>			
10000	4,141 0.70%	154,047 25.99%	21,943 3.70%	125,032 21.09%	7,921 1.34%	896 0.15%	25000	2,684	241,110 40.67%	592,774
<b>1995</b>							<b>1995</b>			
20000	14,872 0.35%	1,433,777 34.16%	43,812 1.04%	1,412,162 33.64%	1,857 0.04%		25000	5,902	1,239,884 29.54%	4,197,266

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

## 3.2 COSTOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO

En cuanto a los costos de producción de los derivados que se señalan en el Cuadro 3.13, cabe indicar que estos son expresados únicamente con fines referenciales ya que no consideran impuestos, depreciaciones, cargas financieras, por lo tanto no son costos reales.

### 3.2.1 Costos de Producción de los Derivados de Petróleo

El costo total de cada uno de los derivados que se encuentran en el Anexo 9, están conformados por el valor de la materia prima, constituido por el costo de producción total del barril de petróleo más un valor por concepto de la contratación de buquetanques, para operaciones de cabotaje, ante la necesidad de transportar adicionalmente petróleo por vía marítima, para trasladarlo entre los sitios en que se encuentran las refinerías del país; así por ejemplo, en el año 1997 el costo total de producción de petróleo fue de 3,037 dólares por barril, mientras que el costo para la

producción de derivados fue de 3,34 dólares por lo tanto la diferencia de 0,303 dólares corresponde al transporte de cabotaje.

En cuanto a los costos de refinación y comercialización, estos consideran principalmente los valores operativos correspondientes a: servicios de contratación, de mantenimiento de equipo y maquinaria, cuantificación del transporte de los derivados por los poliductos, consumo de suministros y materiales, gastos financieros y el pago de remuneraciones al personal relacionado con estas actividades.

Los costos de la Refinería Esmeraldas incluye: Costos de la materia prima que se procesa al precio de exportación FOB-Balao, los porcentajes de rendimiento de cada producto por cada barril de petróleo crudo que se procesa actualmente y el costo de refinación. Importación incluye: Costos CIF-Esmeraldas de los derivados que se tendrían que importar si se cerrara la refinería.

### **3.3 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO DE ACUERDO A LA NORMATIVA ECUATORIANA**

La Ley establece la utilidad pública de la industria de los hidrocarburos en todas sus fases: obtención, transformación, transporte y comercialización.

Estas actividades las podrá ejecutar PETROECUADOR o podrá realizar contratos establecidos por la Ley con empresas nacionales y extranjeras.

La Ley de Hidrocarburos norma los siguientes aspectos:

1. Dirección y ejecución de la política de hidrocarburos
2. Formas contractuales
3. Petróleo crudo y gas natural
4. Ingresos estatales

5. Transporte
6. Comercialización
7. Fijación de precios

Los precios tanto de los hidrocarburos como de los derivados de petróleo destinados al consumo interno, serán fijados por el Ministerio de Energía y Minas.

Para la determinación de los precios de los derivados en refinerías, se tomará en cuenta los costos de las materias primas (**costo de la producción de un barril de petróleo en lugar del precio de venta de un barril de petróleo**), los costos de refinación incluyendo amortizaciones, los costos de almacenamiento en refinería y una utilidad razonable por la refinación.

El consumo interno está constituido por los hidrocarburos necesarios para cubrir:

- a) La industria y la refinación de los hidrocarburos para consumo interno del país.
- b) La refinación en el exterior para obtener derivados para el consumo interno del país; y,
- c) El trueque o compensación para obtener derivados de consumo interno.

De igual forma el Ministerio del ramo fijará los precios de venta al consumidor para lo que tomará en cuenta:

- a) Los precios en refinería
- b) Costos de transporte
- c) Costos de almacenamiento
- d) Costos de distribución
- e) Impuestos a las transacciones mercantiles, (actualmente Impuesto al Valor Agregado IVA).
- f) Otros impuestos especiales
- g) Una utilidad razonable para la distribución



La utilidad razonable se determinará considerando la eficiencia técnica y económica en las operaciones de refinación y distribución.

La Ley determina que los precios de los productos en refinería y los de venta al público se revisarán cuando se produzcan modificaciones en los costos que justifiquen dicha revisión.<sup>28</sup>

Con la fijación de precios de los energéticos en general y de los derivados de petróleo en particular el estado ecuatoriano ha buscado:

- Manejar la demanda
- Incentivar el uso, producción y distribución de ciertos energéticos
- Facilitar el uso básico de energía a ciertos estratos de la población, manteniendo subvenciones a ciertos energéticos.
- Incentivar algunas actividades económicas
- Controlar la inflación, congelando precios
- Generar ingresos para el estado vía impuestos al consumo.

Los precios de los derivados de petróleo destinados al consumo interno se fijan tomando en cuenta 2 tipos de costos:

- Costos de refinación
- Costos de distribución

Dentro de los costos de refinación los principales costos son:

- Materia prima
- Mano de obra
- Costos de fabricación (incluyen amortizaciones)
- Costos de almacenamiento

---

<sup>28</sup> Art. 73 de la Ley de Hidrocarburos

Dentro de los costos de distribución los principales costos son:

- Costos de los derivados
- Transporte
- Almacenamiento
- Distribución

La problemática de la determinación de costos en la industria petrolera, debe tomar en cuenta el hecho de que los mismos, sirven de referencia para el establecimiento de los precios de venta de los derivados de consumo interno.

Según la Ley de Hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minas está facultado para revisar los precios de los derivados cuando se producen modificaciones en los costos que justifiquen dicha revisión.

### **3.3.1 Evolución de los Precios de las Gasolinas y el Diesel**

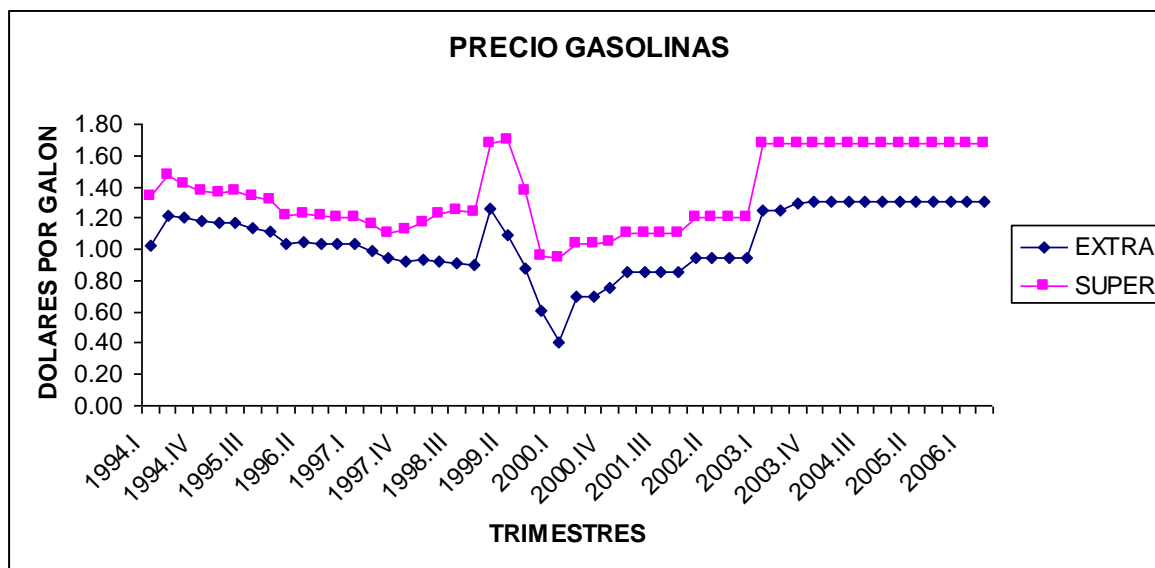
- **Gasolinas<sup>29</sup>**

La evolución de los precios de las Gasolinas Extra y Súper a partir de 1994, año en el que se decretó el Reglamento de los Derivados de Petróleo para Consumo Interno, que impulsaba una fórmula para elevar el precio de los mismos cada mes tomando en cuenta el precio del Crudo Oriente en la Costa del Golfo de Estados Unidos y del dólar. Luego en 1997 en el Gobierno de Alarcón se decide indexar el precio de la gasolina a la cotización del dólar.

---

<sup>29</sup> Anexo No. 10

Gráfico 3.6



Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

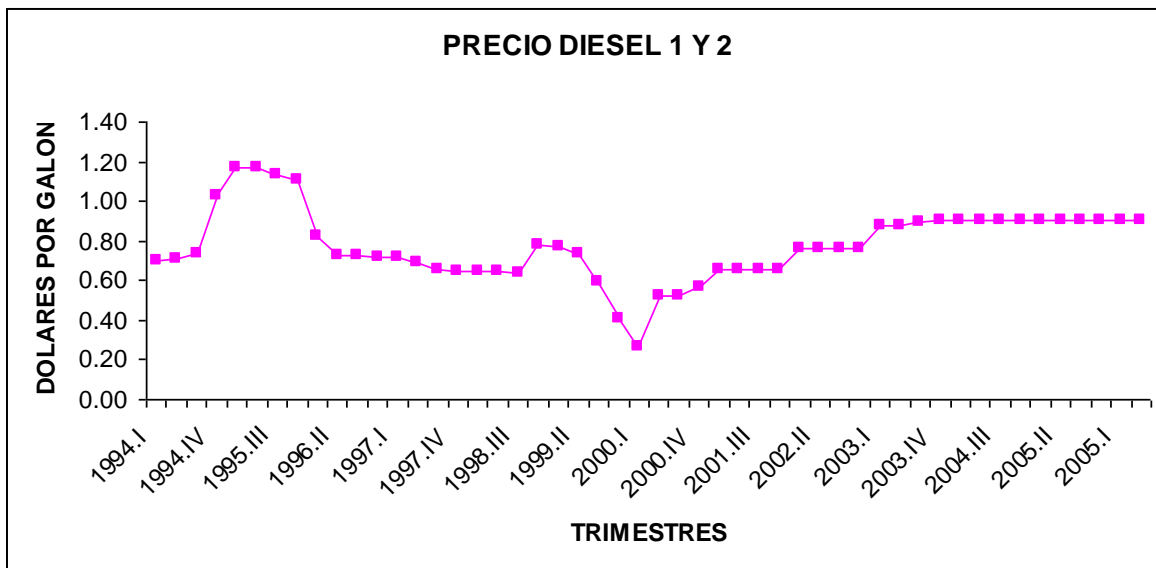
La crisis de 1999 disparó los precios de las gasolinas y con la dolarización ha sido necesario mantener los precios constantes para controlar los niveles de inflación. Es así que a partir del 2003 los precios de los derivados de petróleo no han sido modificados a pesar de que sus costos han variado entre otros por la variación de los precios internacionales de las importaciones necesarias para obtener como producto final las gasolinas destinadas al consumo interno de la población.

- **Diesel 1 y 2<sup>30</sup>**

El precio del Diesel 1 y 2 aumentaron durante el final del año 1994 hasta finales del 1995 como consecuencia de la guerra con el Perú, después de solucionado el conflicto el precio tiene una aparente estabilidad sin mayores variaciones, hasta 1999 donde los precios aumentan debido a la crisis que se encontraba enfrentado el país.

<sup>30</sup> Anexo 11

Gráfico 3.7



Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

A partir del 2000 con la dolarización el precio ha sufrido pequeñas variaciones hasta que en el 2003 se fijan los precios en forma definitiva hasta la actualidad con el fin de mantener bajos los niveles de inflación; a pesar de que es necesario importar diesel debido a que este derivado no es producido en la cantidad necesaria para satisfacer el mercado interno por parte de las refinerías del país.

### 3.3.2 Política de Precios Reales

Eliminar la injerencia del estado en la fijación de precios, dejando que estos respondan básicamente a las variaciones del mercado internacional. Existe experiencia en mecanismos de ajuste de precios que permiten que el estado se retire y que se absorban sin perjuicio las variaciones intempestivas tanto de subida como de bajada de los precios en el mercado internacional.<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Ecuador: Una agenda Económica y Social del Nuevo Milenio Banco Mundial

Es indudable que una política de precios reales traería mayores ingresos para el estado y contrarrestaría el contrabando de combustible a los países vecinos, sin embargo uno de los mayores problemas al adoptar esta política sería el aumento de la inflación en una economía dolarizada, además de los conflictos sociales que tendría que enfrentar el gobierno de turno.

## CAPÍTULO 4

### EL MERCADO DE DERIVADOS DE CRUDO

#### 4.1 PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

##### 4.1.1 PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

Para el año 2000 Petroecuador produce derivados por 56.872.765 de barriles sin embargo presenta una disminución de la producción hasta el 2004, logrando recuperarse en el 2005 hasta alcanzar una producción total de 59.714.469 de barriles.

**Cuadro 4.1**

PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS						
CIFRAS EN BARRILES						
AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SUPER	1.013.475	1.399.516	2.723.915	3.062.402	2.762.632	3.101.348
EXTRA	10.225.507	10.836.869	10.163.263	10.027.959	10.312.054	10.628.412
NAFTA D	2.070.101	1.757.883	1.940.024	2.585.075	2.551.091	2.108.911
ABSORVER	1.307	1.092	1.875	1.604	1.496	199
DIESEL 1	574.363	596.656	536.434	515.842	549.148	462.426
DIESEL 2	12.080.125	13.450.357	12.438.675	10.961.170	11.902.354	12.458.754
FUEL OIL# 4	10.786.690	10.953.261	11.353.762	10.811.959	10.307.737	10.439.549
FUEL OIL# 6	14.078.768	-	-	-	-	-
RESIDUO		11.898.357	10.741.979	11.498.927	13.832.011	12.676.530
JET FUEL	1.937.964	1.771.468	1.797.436	1.878.823	2.209.197	2.461.218
G L P	2.817.665	2.406.524	2.060.012	2.229.989	2.184.072	2.119.664
SPRAY OIL	35.265	65.327	73.179	49.219	85.908	101.898
ASFALTOS	809.828	1.064.880	1.086.603	1.200.000	1.158.289	989.857
SOLVENTES	104.235	77.663	60.998	20.709	36.281	54.988
NAFTA 90	64.374	253.496	209.186	89.199	159.402	608.406
PESCA ARTESANAL (g)	273.098	275.506	279.654	295.432	320.216	387.687
DIESEL PREMIUM	-	-	-	87.520	801.356	110.449
GASOLINA NATURAL	-	-	-	501.537	539.225	458.051
<b>TOTAL DERIVADOS</b>	<b>56.872.765</b>	<b>56.808.855</b>	<b>55.466.995</b>	<b>55.817.366</b>	<b>59.714.469</b>	<b>59.168.347</b>
AZUFRE	3.901.900	3.850.370	2.849.330	1.665.530	3.087.990	3.007.560

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

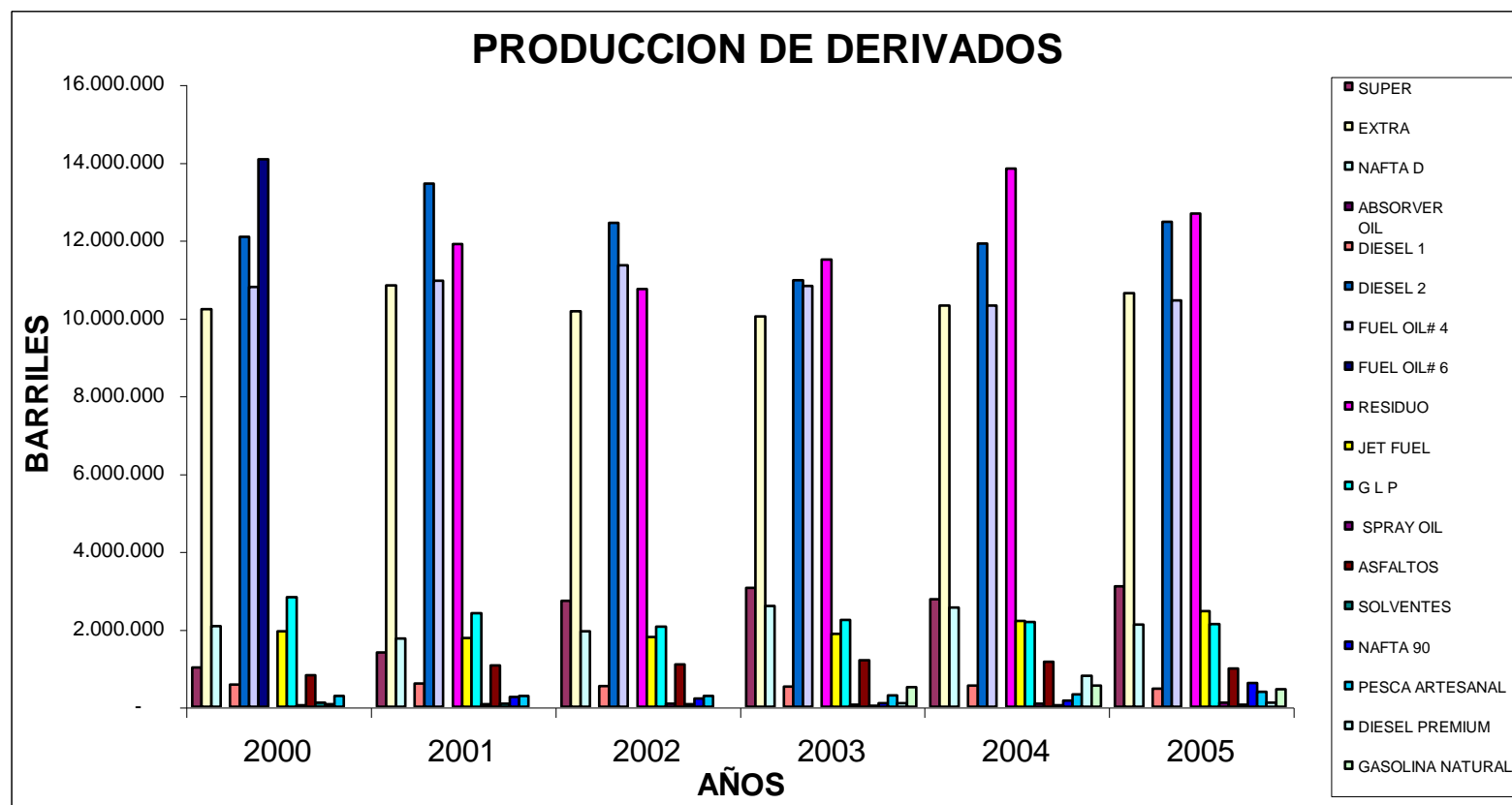
Elaboración: Las Autoras

En el Cuadro 4.1 se observa que de los derivados producidos por el país, las mayores caídas que se han presentado durante los primeros cinco años de dolarización fueron el Diesel 1 y el GLP, mientras que el resto de derivados se han mantenido constante o han mostrado una ligera tendencia a incrementar su producción durante los mismos años, finalmente todos a excepción del Fuel Oil y la Gasolina Súper presentan una recuperación de su producción en el 2004.

Durante el año 2005 la producción de Gasolinas (súper y extra) fue de 13,7 millones de barriles superior en un 5,0% con respecto al año 2004; la producción de Diesel 2 y Premium fue de 12,6 millones de barriles inferior en 1,1%, ya que no se contó con la operación normal de la unidad FCC que produce Diesel Premium por lo que este producto no se produjo durante todo el año 2005.

La producción de GLP también estuvo disminuida en un 2,9% con respecto al año 2004 ya que su volumen fue de 2,1 millones en el 2005, con el Jet fuel su volumen incremento en un 11,4% con respecto al 2004 ya que su volumen estuvo por el orden de los 2,4 millones de barriles. Además se debe señalar que en el volumen total se incluyen la producción de residuo que produce la Refinería Amazonas y que a su vez es destinada para el sector eléctrico e industrial y lo restante se lo destina para la exportación como crudo reducido.

Gráfico 4.1



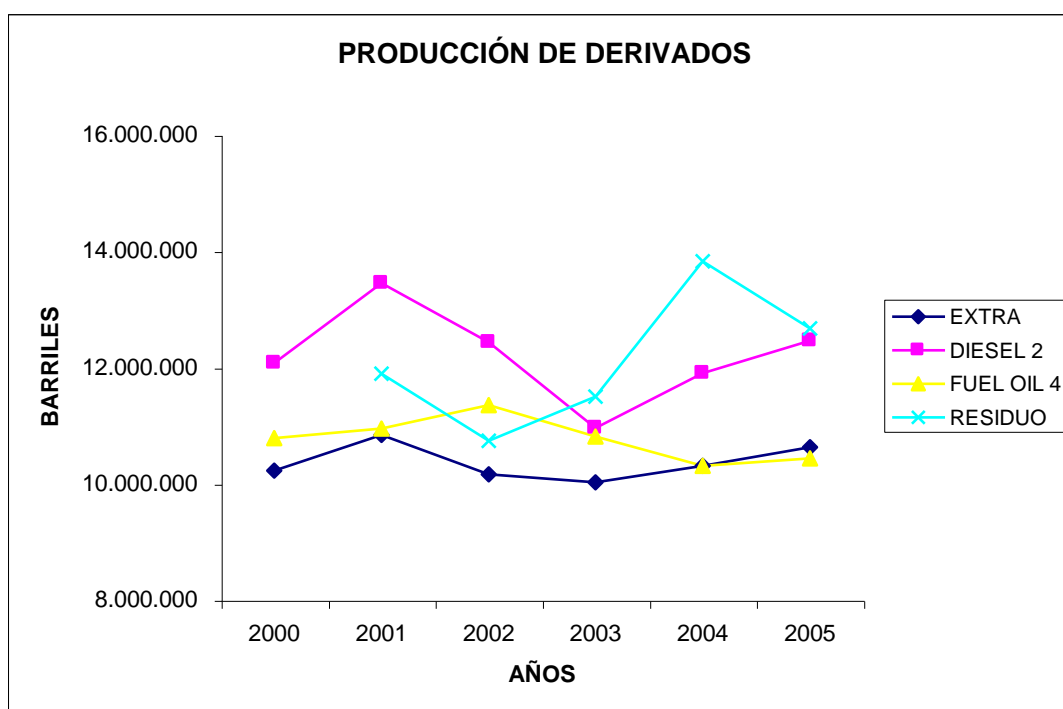
Fuente: Estadísticas del Banco Central del Ecuador.

Elaboración: Las Autoras



Adicionalmente, podemos concluir que los derivados que mayores caídas de producción representan son los que debemos importar, y debido a su alto precio, los mismos representan un desembolso bastante representativo del presupuesto del estado y además constituyen un costo de oportunidad para el país si éste lograra satisfacer la demanda interna de estos productos y aún mejor si incluso obtuviera excedentes que podrían ser potencialmente exportables.

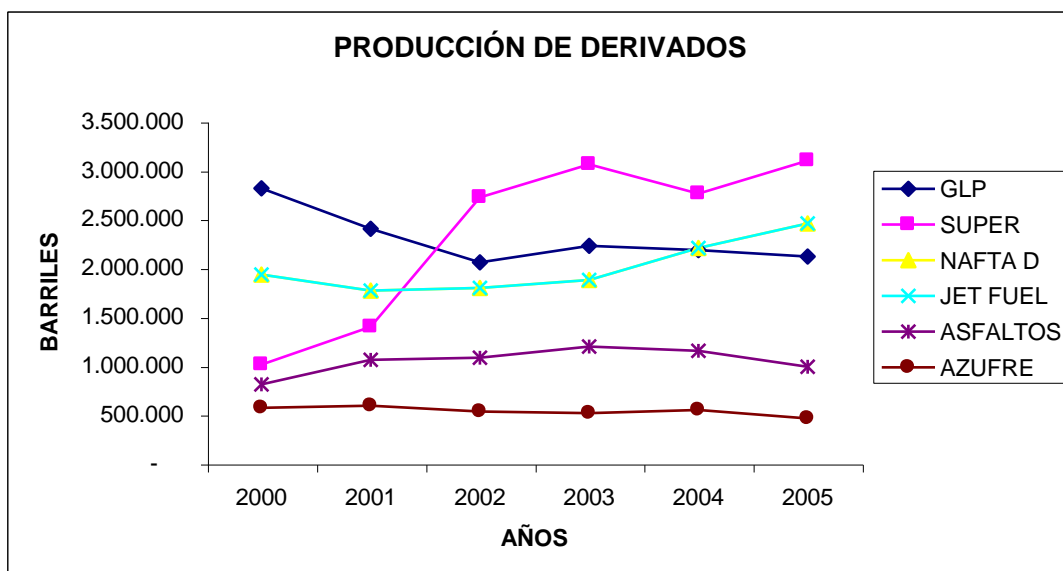
**Gráfico 4.2**



Fuente: Estadísticas del Banco Central del Ecuador.

Elaboración: Las Autoras

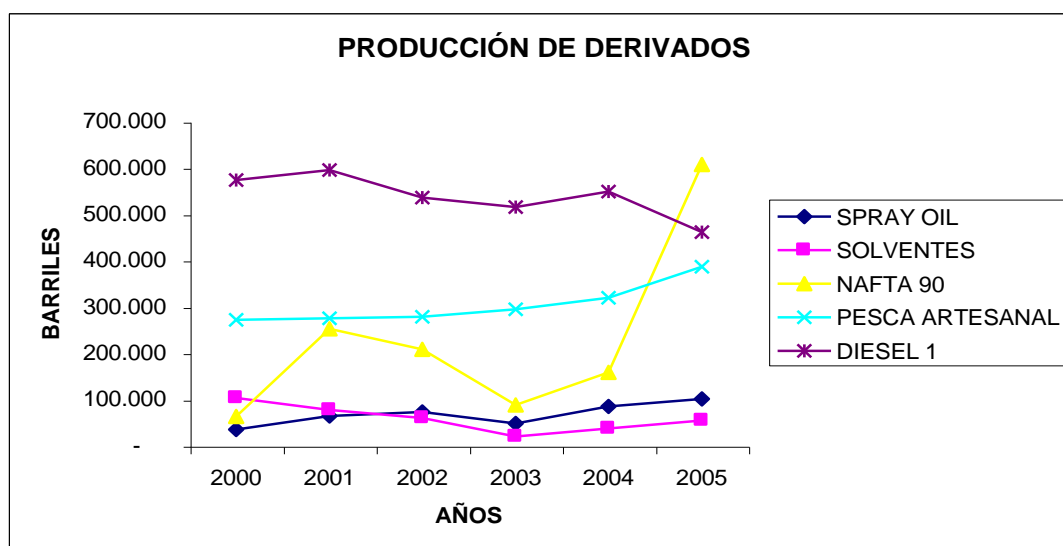
Gráfico 4.3



Fuente: Estadísticas del Banco Central del Ecuador.

Elaboración: Las Autoras

Gráfico 4.4



Fuente: Estadísticas del Banco Central del Ecuador.

Elaboración: Las Autoras

## **4.2 OFERTA – DEMANDA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO**

Durante el año 2004 se procesaron 57.246.638 bls., Obteniéndose como Producción Bruta de Derivados 50.997.134 bls. Las refinerías y plantas aportan a la producción de derivados, según la siguiente estructura: Esmeraldas 65,39%, La Libertad 28,85%, Amazonas 3,91%, Lago Agrio 0,24% y la Planta de Shushufindi 1,61%.<sup>32</sup>

Para que la industria local se prepare para ser un proveedor eficiente de este sector es necesario que se establezca las cantidades y productos que se necesitan actualmente y a futuro.

### **4.2.1 OFERTA DE DERIVADOS**

Podemos observar que la producción más elevada de derivados pertenece al FUEL OIL el mismo que incluye al Residuo y alcanza el 37,73% del total, le siguen las Gasolinas ocupan el segundo lugar de la producción con un 26,79% y el Diesel 2 en tercer lugar con el 22,91%; los tres derivados agrupan más del 50% de la producción nacional, sin embargo no es suficiente para satisfacer la demanda interna del país por lo cual es necesario la importación, sin embargo existen otros derivados que son destinados a la exportación como el Fuel Oil No.6 y el Residuo.

Para determinar el comportamiento de la oferta, a continuación en el Cuadro 4.2 se presenta la producción de derivados en un período de 11 años, desde 1990 hasta el 2001.

---

<sup>32</sup> [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)

Cuadro 4.2

<b>OFERTA TOTAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PERÍODO 1990 - 2001 BARRILES</b>		
<b>DERIVADO</b>	<b>PRODUCCIÓN NACIONAL</b>	<b>%</b>
	<b>VOLUMEN</b>	
<b>GASOLINAS</b>	147.593.616	26,79
<b>DIESEL 1</b>	8.786.946	1,60
<b>DIESEL 2</b>	126.191.246	22,91
<b>FUEL OIL</b>	207.855.301	37,73
<b>JET FUEL</b>	19.730.526	3,58
<b>AVGAS</b>	0	0,00
<b>GLP</b>	29.856.974	5,42
<b>OTROS</b>	10.877.005	1,97
<b>TOTAL</b>	<b>550.891.614</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Elaboración: Las Autoras

#### 4.2.2 DEMANDA DE DERIVADOS

A continuación el Cuadro 4.3, presenta un resumen del comportamiento de la demanda total de derivados durante un período de 11 años, desde 1990 hasta el 2001.

**Cuadro 4.3**

<b>DEMANDA TOTAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PERÍODO 1990-2001</b>						
<b>BARRILES</b>						
<b>DERIVADO</b>	<b>PRODUCCIÓN NACIONAL VOLUMEN</b>	<b>%</b>	<b>IMPORTACIÓN VOLUMEN</b>	<b>%</b>	<b>TOTAL VOLUMEN</b>	<b>%</b>
<b>GASOLINAS</b>	147.593.616	91,05%	14.516.271	8,95%	162.109.887	100%
<b>DIESEL 1</b>	8.786.946	100,00%	-	-	8.786.946	100%
<b>DIESEL 2</b>	126.191.246	78,51%	34.543.246	21,49%	160.734.492	100%
<b>FUEL OIL</b>	207.855.301	100,00%	-	-	207.855.301	100%
<b>JET FUEL</b>	19.730.526	100,00%	-	-	19.730.526	100%
<b>AVGAS</b>	-	-	408.872	100,00%	408.872	100%
<b>GLP</b>	29.856.974	40,00%	44.784.262	60,00%	74.641.236	100%
<b>OTROS</b>	10.877.005	100,00%	-	-	10.877.005	100%
<b>TOTAL</b>	<b>550.891.614</b>	<b>85,39%</b>	<b>94.252.651</b>	<b>14,61%</b>	<b>645.144.265</b>	<b>100%</b>

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Elaboración: Las Autoras

#### **4.2.2.1 Demanda de Derivados de Petróleo por Sectores**

Los sectores que consumen los derivados de petróleo son: automotriz, industrial, eléctrico, marítimo, pesquero y aéreo, adicionalmente en el sector denominado “varios” se encuentran el GLP y otros derivados que atienden al sector industrial y doméstico en menor grado.

En el Cuadro 4.4 se presenta el resumen del consumo de derivados de petróleo en un período de 11 años, desde 1990 hasta 2001 de los diferentes sectores de consumo.

**Cuadro 4.4**

CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO POR SECTOR PERÍODO 1990-2001									
BARRILES									
SECTOR / DERIVADO	GASOLINAS	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL	JET FUEL	AVGAS	GLP	OTROS	TOTAL
AUTOMOTRIZ	161.526.088	-	131.743.909	-	-	-	-	-	293.269.996
INDUSTRIAL	-	7.539.699	-	101.987.893	-	-	-	-	109.527.593
ELÉCTRICO	471.074	-	17.447.840	58.826.232	-	-	-	-	76.745.146
MARÍTIMO	-	1.247.247	9.388.004	47.041.175	-	-	-	-	57.676.426
PESQUERO	112.725	-	2.154.740	-	-	-	-	-	2.267.465
AÉREO	-	-	-	-	19.730.526	408.872	-	-	20.139.398
VARIOS	-	-	-	-	-	-	74.641.236	10.877.005	85.518.241
<b>TOTAL</b>	<b>162.109.887</b>	<b>8.786.946</b>	<b>160.734.492</b>	<b>207.855.301</b>	<b>19.730.526</b>	<b>408.872</b>	<b>74.641.236</b>	<b>10.877.005</b>	<b>645.144.265</b>

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Elaboración: Las Autoras

Adicionalmente en el caso del GLP la mayor proporción de su volumen ha sido destinado al sector doméstico.

#### 4.2.2.2 Sector al que se destina la Producción de Derivados

En el Cuadro 4.5 se puede visualizar el sector al que se destinan los principales derivados de petróleo que son producidos en el país.

Cuadro 4.5

<b>Tipo de Producto</b>	<b>Sector</b>
<i>Básicos</i>	
Gasolina Súper 89 octanos	Automotriz
Gasolina Extra 85 octanos	Automotriz, comercial
Diesel oil 1	Transporte terrestre
<i>Industria</i>	
Diesel 2	Eléctrico, industria
Nafta Base	Industria hidrocarburífera
Fuel Oil	Eléctrico, Naviero
<i>Especiales</i>	
Gasolina 100 / 130 octanos	Transporte aéreo
Jet Fuel A – 1	Transporte aéreo
Jet Fuel JP – 4	Transporte aéreo
Diesel Marino	Pesquero
Avgas	Transporte aéreo
<i>Residuos</i>	
Spray Oil	Industria de pinturas
Mineral Turpentine	Agrícola (fumigación)
Solvente 1	Industria de pinturas
Asfaltos AP – 3	Obras públicas
RC – 250 y oxidado	Obras públicas
Azufre	Industria agrícola
Gas Licuado de Petróleo	Industrial, residencial

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las autoras

### 4.2.3 COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS

La oferta de productos derivados del petróleo en el año 2004 fue de 77.062.278 bls., de los cuales, 59.714,469 bls. (74,62%) corresponden a la producción de refinerías y plantas, mientras que 17.347.809 bls. (25,38%) a los productos importados.

Dentro de la importación de derivados del petróleo, los productos que mayor importancia que revisten por su volumen son: GLP (7.158.675 bls.), Diesel Oil (5.539.925 bls.) y Nafta (4.649.209 bls.) que representan el 41,27%, 31,93% y 26,80% del total respectivamente. Comparadas con las importaciones de 2003, son mayores en un 0,21%.

En el mercado interno se consumieron derivados por 56.740.489 bls.: Gasolinas 13.188.900 bls. (27,88%); Diesel Oil 17.457.680 (40,58%); Fuel Oil No.4 10.006.888bls. (21,15%); Jet A-1 2.136.127bls. (4,52%); la diferencia, (5,87%), corresponde a los demás derivados.

En el mercado externo en el año 2004 se vendieron 13.556.276 barriles de derivados del petróleo, registrándose un incremento del 13,54% respecto al 2003, cuyo volumen fue de 11.939.319bls. Entre los derivados se encuentran: Residuo, Fuel Oil, Nafta y Slop.

Se puede observar que existe una diferencia entre el consumo interno más las exportaciones que no dan como resultado los 77.062.268bls que corresponden a la oferta de derivados de petróleo en el año 2004, ya que no se considera dentro del total la producción de azufre, otra de las razones es el evidente contrabando al que se ven sujetos los derivados subsidiados.



A continuación el Cuadro 4.6 muestra un resumen de la evolución de la producción, importación y ventas de derivados a partir del 2000, período en el que el Ecuador se dolarizó.

**Cuadro 4.6**

PRODUCCIÓN - IMPORTACIÓN Y DEMANDA DE DERIVADOS (2000 - 2005)																		
CIFRAS EN BARRILES																		
DERIVADOS	2000			2001			2002			2003			2004			2005		
	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA	PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	DEMANDA
SUPER	1.013.475	-	1.013.476	1.399.516	-	1.410.684	2.723.915	-	2.166.647	3.062.402	-	2.432.446	2.762.632	-	2.711.228	3.101.348	-	2.978.777
EXTRA	10.225.507	-	10.542.356	10.836.889	-	10.686.786	10.163.263	-	10.502.686	10.027.959	-	10.046.921	10.312.054	-	10.477.672	10.628.412	-	10.952.688
NAFTA D	2.070.101	-	-	1.757.883	-	-	1.940.024	-	-	2.585.075	-	-	2.551.091	-	-	2.108.911	-	-
ABSORVER	1.307	-	1.042	1.092	-	1.095	1.875	-	1.714	1.604	-	1.714	1.496	-	1.476	199	-	95
DIESEL 1	574.363	-	341.109	596.656	-	288.217	536.434	-	282.512	515.842	-	277.129	549.148	-	336.133	462.426	-	283.574
DIESEL 2	12.080.125	2.832.510	15.240.660	13.450.357	3.462.777	16.973.429	12.438.675	4.210.362	17.177.220	10.951.170	5.839.450	17.176.384	11.902.354	5.539.925	17.121.547	12.468.754	8.123.338	20.950.584
FUEL OIL#4	10.786.690	-	3.826.923	10.963.261	-	4.451.353	11.353.762	-	4.470.966	10.811.969	-	4.063.606	10.307.737	-	10.006.888	10.439.549	-	10.300.973
FUEL OIL#6	14.078.768	-	6.202.525	-	-	5.680.426	-	-	6.914.703	-	-	6.637.021	-	-	-	-	-	-
RESIDUO	-	-	-	11.888.357	-	-	10.741.979	-	384	11.498.927	-	298.806	13.832.011	-	1.334.471	12.676.530	-	1.724.563
JET FUEL	1.937.964	-	1830288	1.771.468	-	1.739.564	1.797.436	-	1.831.480	1.878.823	-	1.906.363	2.209.197	-	2.136.127	2.461.218	-	2.408.949
G L P	2.817.665	4.714.913	7.636.220	2.406.524	5.512.122	7.992.743	2.060.012	6.219.709	8.334.831	2.229.989	6.475.326	8.733.824	2.184.072	7.158.675	9.437.238	2.119.664	8.012.684	10.207.924
SPRAY OIL	35.265	-	41.963	65.327	-	64.055	73.179	-	66.029	49.219	-	61.246	85.908	-	84.601	101.898	-	98.654
ASFALTOS	809.828	-	808.492	1.064.880	-	1.050.213	1.086.603	-	1.077.974	1.200.000	-	1.189.669	1.158.289	-	1.149.724	989.657	-	972.549
SOLVENTES	104.235	-	101.180	77.663	-	78.237	60.988	-	57.063	20.709	-	24.171	38.281	-	36.459	54.988	-	56.820
NAFTA 90	64.374	1.468.229	64.374	253.496	2.896.929	253.496	209.186	4.137.636	209.186	89.199	4.764.469	89.199	159.402	4.649.209	159.402	608.406	6.037.719	608.406
PESCA ARTESANAL	273.088	-	273.083	275.506	-	275.505	279.654	-	279.654	295.432	-	295.433	320.216	-	320.218	387.687	-	387.686
DIESEL PREMIUM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87.520	-	61.709	801.356	-	1.417.393	110.449	-	-
AVGAS	-	30.866	34164	-	40.263	32.830	-	39.005	34.388	-	29.107	30.240	-	-	9.912	-	933	912
GASOLINA NATURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	501.537	-	-	539.225	-	-	468.051	-	-
TOTAL DERIVADOS	56.872.765	9.046.538	47.956.865	56.808.855	11.912.091	50.998.633	55.466.995	14.606.712	53.407.447	55.817.366	17.108.352	53.326.080	59.714.469	17.347.809	56.740.489	59.168.347	22.174.674	61.933.154
AZUFRE	3.901.900	-	-	3.860.370	-	-	2.849.330	-	980.760	1.686.530	-	414.490	3.087.990	-	1.608.000	3.007.580	0	1.386.950

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Elaboración: Las Autoras

## 4.3 PRODUCTOS DE IMPORTACIÓN

### 4.3.1 DIESEL OIL

Las refinерías del país producen aproximadamente 12.000.000 Bls. de producción anual de este combustible mientras que la demanda anual constituida por los sectores automotriz, eléctrico, industrial y pesquero es de aproximadamente 21.000.000 Bls., debiendo cubrir el déficit mediante importaciones, las cuales se realizan en condiciones Costo y Flete a Esmeraldas en cargamentos de aproximadamente de 8.000.000 Bls. anuales.

**Cuadro 4.7**

<b>IMPORTACIÓN DE DIESEL OIL</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	2.832.510	106.530.034,01
2001	3.462.777	100.135.104,43
2002	4.210.362	129.436.948,89
2003	5.839.450	223.003.214,43
2004	5.539.925	295.702.317,60
2005	8.123.338	648.293.257,17

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

De acuerdo con el Cuadro 4.7 se puede observar que en el año 2005 las importaciones de diesel oil crecieron en alrededor de 32% con respecto del 2004, alcanzando alrededor de \$648,3 millones de dólares.

### 4.3.2 GAS LICUADO DE PETRÓLEO – GLP

El GLP tiene un déficit de producción con respecto a la demanda del 67%, lo que significa que se produce apenas un 33% de este combustible, que equivale aproximadamente a 450.000 TM.

La mezcla comercial del GLP es de 70% Propano y 30% Butano.

**Cuadro 4.8**

<b>IMPORTACIÓN DE GLP</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	4.714.913	153.703.214,15
2001	5.512.122	149.159.559,78
2002	6.219.709	158.862.372,14
2003	6.475.326	206.583.125,00
2004	7.158.675	277.177.917,58
2005	8.012.684	375.270.299,39

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Las importaciones de GLP tienen una tendencia creciente según se observa en Cuadro 4.8, es así que en el 2005 el valor en dólares por importaciones de GLP creció en alrededor del 26% con respecto al 2004, dicho valor alcanza los \$375.2 millones de dólares.

### 4.3.3 NAFTA DE ALTO OCTANO

El déficit que se tiene que cubrir con respecto a la Nafta de Alto Octano es de 6.037.719 Bls., las importaciones se realizan en condiciones Costo y Flete Esmeraldas o la Libertad y en el 2005 representan un desembolso de 453.012.038, 27 dólares.

**Cuadro 4.9**

<b>IMPORTACIÓN DE NAFTA DE ALTO OCTANO</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	1.468.229	58.018.651,50
2001	2.896.929	95.816.829,28
2002	4.137.636	144.046.424,08
2003	4.764.469	204.026.838,82
2004	4.649.209	255.845.971,27
2005	6.037.719	453.012.038,27

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

De acuerdo con el Cuadro 4.9 se observa que las importaciones en volumen de nafta de alto octano han crecido un 23% del 2004 al 2005, sin embargo su valor en dólares casi se ha duplicado.

#### 4.3.4 GASOLINA DE AVIACIÓN – AVGAS

Los requerimientos de este combustible, que no se produce en nuestras refinерías, son atendidos a través de importaciones trimestrales en cargamentos de aproximadamente 10.000 Bls. PETROECUADOR afecta a sus compras en Condiciones Costo y Flete La Libertad o Guayaquil – Ecuador.<sup>33</sup>

**Cuadro 4.10**

<b>IMPORTACION DE AVGAS</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	30.886	1.882.684,03
2001	40.263	2.469.163,49
2002	39.005	2.567.599,83
2003	29.107	2.062.645,89
2004	-	-
2005	933	120.676,38

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

El Cuadro 4.10 nos permite observar que la importación de AVGAS ha tenido una tendencia decreciente a partir del 2003, lo que significan menores egresos para el estado.

---

<sup>33</sup> [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)

#### **4.4 PROBLEMAS GENERADOS POR LA IMPORTACIÓN**

La importación de un barril de derivados de petróleo sobrepasa los 100 dólares mientras que el precio promedio de un barril de crudo sobrepasa los 50 dólares es así que en el 2005 el Fisco debe destinar 42,3% más en derivados del petróleo de lo que originalmente estaba previsto en el plan operativo de la petrolera estatal PETROECUADOR.

De un presupuesto total de \$375,9 millones para el año 2005, para comprar algo más de 14 millones de barriles de combustibles, en la práctica el gasto se ha elevado a \$1000 millones en su segunda revisión y en la última a los \$1.500 millones de dólares según el cierre financiero de la empresa.

Todo esto debido a la incapacidad de las refinerías para cubrir la demanda de combustibles ya que las tres producen 46% de residuo de un total de 156 mil barriles diarios refinados, 20 mil menos de los 176 mil instalados.

A esto se suma el alto precio de los combustibles en el mercado internacional, que duplicó el valor calculado por Petroecuador de \$26,74 por barril.

Las divisas destinadas a la importación de combustibles para cubrir la demanda nacional durante el año 2005, deja en clara evidencia la necesidad de realizar un análisis detenido de las causas y los efectos que rodean esta desfavorable realidad, así como de las acciones que se debe adoptar para contrarrestar este grave problema.

La importación de combustibles que realiza PETROECUADOR, es entregada por PETROCOMERCIAL a las diferentes comercializadoras legalmente registradas, quienes se encargan de realizar los despachos a las industrias y estaciones de servicio para el expendio al consumidor final, es en este

proceso en el que se producen malos manejos y desviaciones en el uso de los combustibles, ya que estos no llegan a los sectores que lo requieren sino por el contrario fugan del país por diferentes vías, es decir que se produce el contrabando de derivados de petróleo.

El estado, por lo tanto subsidia el combustible que se comercializa en el país, ya que los precios internacionales son mucho mayores a los precios de comercialización interna, esta situación da origen al contrabando de derivados ecuatorianos hacia Colombia y Perú, ya que ambos tienen precios superiores al del Ecuador como se muestra en los Cuadros 4.11 y 4.12. Mientras que los precios del país como se muestra en el Cuadro 4.13 se encuentran muy por debajo del promedio.

**Cuadro 4.11**

<b>PRECIOS DE LOS DERIVADOS EN COLOMBIA</b>			
Dólares por Galón			
	<b>GASOLINA PREMIUM</b>	<b>DIESEL</b>	<b>GLP</b>
<b>2004</b>	2.46	1.25	0.69
<b>2005</b>	3.07	1.63	0.75

Fuente: GLP: <http://www.ecopetrol.com.co>

GASOLINA y DIESEL: <http://www.elecgas.cl/>

Elaboración: Las Autoras



**Cuadro 4.12**

<b>PRECIOS DE LOS DERIVADOS EN EL PERU</b>						
Dólares por Galón						
	<b>GASOLINAS</b>				<b>DIESEL</b>	<b>GLP</b>
	<b>97 OCT.</b>	<b>95 OCT.</b>	<b>90 OCT.</b>	<b>84 OCT.</b>		
<b>2004</b>	1.19	1.17	1.1	1.05	1.12	0.94
<b>2005</b>	4.4	4.2	3.6	3.2	1.7	1.1

Fuente: [http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/estad\\_inicio.asp](http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/estad_inicio.asp)

Elaboración: Las Autoras

**Cuadro 4.13**

<b>PRECIOS DE LOS DERIVADOS EN EL ECUADOR</b>				
Dólares por Galón				
	<b>GASOLINA</b>		<b>DIESEL</b>	<b>GLP (Kilo)</b>
	<b>EXTRA</b>	<b>SUPER</b>		
<b>2004</b>	1.31	1.68	0.9	0.11
<b>2005</b>	1.31	1.68	0.9	0.11

Fuente: Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Elaboración: Las Autoras

## **4.5 PRODUCTOS DE EXPORTACIÓN**

### **4.5.1 RESIDUO**

Este producto es proveniente de la Refinería Esmeraldas, PETROECUADOR comercializa internacionalmente el residuo en condiciones CIF (Costo y Flete)

desde el Terminal de Esmeraldas en embarques de aproximadamente 190.000 Bls. cada uno.<sup>34</sup>

Para determinar el precio, PETROECUADOR utiliza los precios del mercado de New York para un residual de 2,2 % en peso de azufre, publicados en el informativo Platt's Oilgram US Marketscan.

Los contratos de compra-venta son volumétricos y tienen una vigencia de un año.

Por otra parte el residuo elaborado por las Refinerías Lago Agrio y Amazonas en el 2005 como excedente del proceso de refinación es actualmente enviado al sector industrial, lo que le permite ahorrar el 30% de los costos de energía eléctrica y térmica para los procesos industriales, de esta forma se incentiva a la competitividad; además se lo puede vender a las empresas termoeléctricas.

Lastimosamente son pocas las empresas que cuentan con infraestructura para usar el residuo.

#### **4.5.2 FUEL OIL N° 6**

A partir de septiembre del 2004 PETROECUADOR inicia la comercialización de Fuel Oil N°6 procedente de la refinería de Esmeraldas, se suscribieron contratos con las compañías PMI de México y PETROJAM de Jamaica.<sup>35</sup> En el año 2005 PETROECUADOR exportó 10.7 millones de barriles de Fuel Oil a un precio promedio de US \$ 35,23 por barril en condiciones CFR.

---

<sup>34</sup> [www.petroecuador.com](http://www.petroecuador.com)

<sup>35</sup> Petroecuador, Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País

Comparativamente en el año 2004, PETROECUADOR comercializó en el período enero-septiembre/2004 residuo, esquema que requería la entrega del diluyente por parte de las compañías compradoras. En este período PETROECUADOR exportó un volumen de 7.1 millones de barriles de residuo a un precio promedio ponderado de US \$ 21.18/Bl. En condiciones costo y flete puerto de destino.

Y en el período septiembre-diciembre/2004 un volumen de 3.7 millones de barriles a un precio promedio de US \$ 25.036/Bl en condiciones costo y flete puerto de destino. Esquema de comercialización que consideró que el diluyente necesario para la preparación de fuel Oil N°6, será proporcionado por la contratista y PETROECUADOR reconocerá el valor correspondiente al volumen utilizado en la preparación de este producto.

De acuerdo al Cuadro 4.14 se puede apreciar que los mayores ingresos obtenidos por exportaciones de residuo y Fuel Oil No. 6 fueron en los años 2000 (255 millones de dólares), 2004 (241 millones de dólares) y 2005 (377 millones de dólares).

**Cuadro 4.14**

<b>EXPORTACIÓN DE RESIDUO Y FUEL OIL No. 6</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Precio</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	13,557,669	18.86	255,715,190.76
2001	11,878,854	13.06	155,195,189.82
2002	10,804,560	16.96	183,281,349.47
2003	8,891,485	19.18	170,506,545.32
2004	10,717,541	22.49	241,065,202.70
2005	10,690,111	35.23	376,634,111.56

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

### **4.5.3 NAFTA BASE**

Proveniente de la Refinería La Libertad, es un producto proveniente de la destilación de petróleo utilizado para la preparación de Gasolinas.

Su disponibilidad es eventual y el tamaño típico de los embarques es de 180.000 Bls. La comercialización internacional se realiza en condiciones FOB La Libertad.

Las disponibilidades totales de Nafta de exportación, en el año 2005, se colocaron en el mercado externo a través de concursos internacionales de ofertas.

Desde la Refinería de Esmeraldas y La Libertad se exportó en el año 2005 un volumen de 2.1 millones de barriles a un precio promedio de US \$ 55,72 por barril obteniendo ingresos por US \$ 117.510.018,01. Comparativamente para el caso de la Nafta se exportó el 17% menos en volumen y se obtuvo 9.56% más en ingresos, con respecto al año 2004.

**Cuadro 4.15**

<b>EXPORTACIÓN DE NAFTA DE BAJO OCTANAJE</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Precio</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	2,068,609	30.43	62,944,011.00
2001	1,568,890	26.42	41,443,368.00
2002	1,603,264	26.22	42,033,571.52
2003	2,584,078	29.45	76,112,870.24
2004	2,551,092	42.05	107,270,482.31
2005	2,108,911	55.72	117,510,018.01

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

#### **4.5.4 DISTILLED MIXTURE PRODUCT (SLOP)**

Proveniente de la Refinería de Esmeraldas, se exporta en cargamentos de 180.000 Bls. cada seis meses.<sup>36</sup>

<sup>36</sup> [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)

Durante el periodo 2000-2004 los mayores ingresos por exportación de Slop se registraron en los años 2000 con alrededor de 3.9 millones de dólares y en el año 2003 con 4.5 millones de dólares.

**Cuadro 4.16**

<b>EXPORTACIÓN DE SLOP</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2000	368.049	3.909.772,00
2001	379.259	1.430.556,00
2002	196.675	1.370.421,47
2003	282.607	4.503.770,15
2004	108.392	1.913.118,00

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

#### **4.5.5 EXPORTACIÓN DE VGO**

En el 2005 se exportaron 189.940 barriles, generando ingresos por \$6.637.855,97; anteriormente este derivado no había sido exportado.

**Cuadro 4.17**

<b>EXPORTACIÓN DE VGO</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>Volumen de Barriles</b>	<b>Precio</b>	<b>Valor en Dólares</b>
2005	189,940	34.95	6,637,855.97

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

## **4.6 ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DE PETRÓLEO**

Como en cualquier mercado, el comportamiento de los precios y las cantidades de los hidrocarburos comerciados en el Ecuador, puede explicarse como resultado de la interacción de fuerzas de demanda y de oferta. En virtud de que se poseen datos separados para los distintos combustibles, dichas fuerzas pueden analizarse de modo diferenciado para la gasolina, el diesel y el GLP. Así, los factores que mueven la demanda de cada uno de los combustibles provienen de las necesidades de los consumidores, de sus preferencias y de su nivel de ingreso. Dichos factores afectan la cantidad promedio de cada combustible que el mercado demanda.

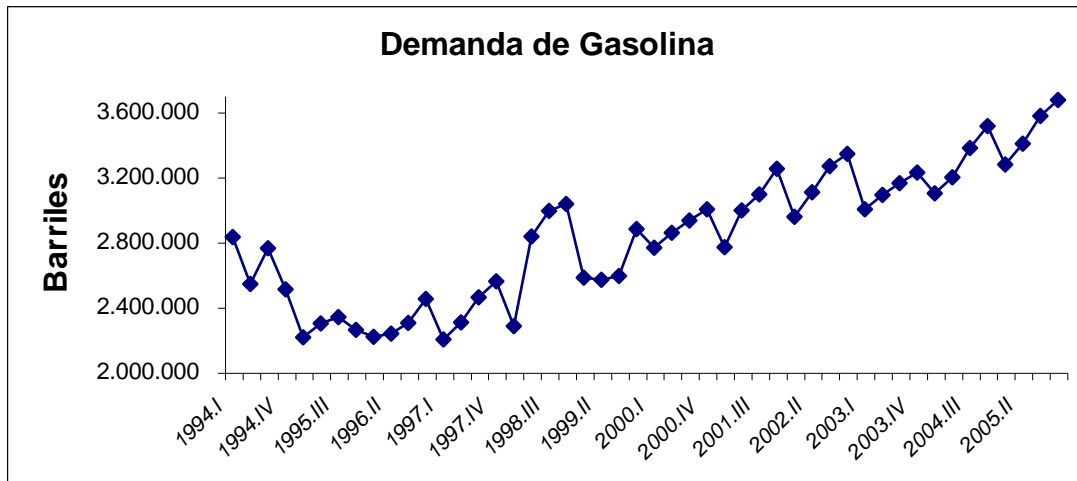
### **4.6.1 ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA GASOLINA EN EL ECUADOR**

De acuerdo al Gráfico 4.5 se puede apreciar la evolución y el crecimiento que ha tenido la gasolina<sup>37</sup> en el Ecuador hasta el último trimestre del año 2005:

---

<sup>37</sup> La cantidad de demanda de gasolina analizada incluye gasolina súper y gasolina extra.

**Gráfico 4.5**



Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

La estimación del comportamiento de la demanda de la gasolina, se la ha realizado a través de variables explicativas, para lo cual se han tomado datos trimestrales desde el primer trimestre del año 2000 hasta el cuarto trimestre del 2005, no se tomaron datos anteriores dado el peso de la dolarización en la economía ya que cualquier modelo econométrico propuesto arrojaría distorsiones en la demanda futura.

En lo referente a las variables explicativas, se han utilizado variables que podrían explicar, directa o indirectamente la demanda de la gasolina, por ejemplo:

**PARQUE AUTOMOTOR:** Se encuentra constituido por las ventas trimestrales de vehículos consumidores de gasolina (súper y extra).

**PIB PER CÁPITA:** Que representa los ingresos trimestrales de la población.



PRECIO: Constituye el precio promedio trimestral de las gasolinas.

Para poder realizar la proyección de la demanda de la gasolina se ha utilizado el paquete estadístico Eviews; los resultados obtenidos tomando una muestra de 24 observaciones que parten desde el primer trimestre del año 2000 hasta el cuarto trimestre del año 2005 son los siguientes<sup>38</sup>:

#### **4.6.1.1 Ecuación del Modelo para la demanda de Gasolina**

Estimation Equation:

$$\text{DEMANDAGASOLINA} = C(1) + C(2) * \text{PARQUEAUTOMOTOR} + C(3) * \text{PIBPERCAPITA} + C(4) * \text{PRECIO}$$

Substituted Coefficients:

$$\text{DEMANDAGASOLINA} = -885052.0216 + 13.63370561 * \text{PARQUEAUTOMOTOR} + 12315.92402 * \text{PIBPERCAPITA} - 9683.238445 * \text{PRECIO}$$

---

<sup>38</sup> Anexo 13

### Gráfico 4.6 Resultados Obtenidos para la Demanda de Gasolina

EViews - [Equation: UNTITLED Workfile: DEMANDAGASOLINA]				
File Edit Objects View Procs Quick Options Window Help				
View Procs Objects Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids				
Dependent Variable: DEMANDAGASOLINA				
Method: Least Squares				
Date: 12/21/06 Time: 18:54				
Sample: 2000:1 2005:4				
Included observations: 24				
DEMANDAGASOLINA=C(1)+C(2)*(PARQUEAUTOMOTOR)+C(3)* *(PIBPERCAPITA)+C(4)*(PRECIO)				
	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-885052.0	566408.2	-1.562569	0.1338
C(2)	13.63371	5.165874	2.639187	0.0157
C(3)	12315.92	2069.045	5.952468	0.0000
C(4)	-9683.238	4181.025	-2.315996	0.0313
R-squared	0.814563	Mean dependent var		3163852.
Adjusted R-squared	0.786748	S.D. dependent var		240520.5
S.E. of regression	111070.5	Akaike info criterion		26.22473
Sum squared resid	2.47E+11	Schwarz criterion		26.42107
Log likelihood	-310.6968	Durbin-Watson stat		1.587940

Fuente: Petroecuador, Eviews

Elaboración: Las Autoras

Una vez realizada la regresión, se procede a analizar los principales estadísticos. Primero se analizará el estadístico F, el cual permite testear la hipótesis nula de significación conjunta, en dónde:

$$H_0 = \alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 \dots = \alpha_n = 0$$

Esta hipótesis, para el modelo de estudio es rechazada, ya que el estadístico F es de 29,28 ; es decir es grande, lo que demuestra que el consumo de gasolina si puede ser explicado por otras variables. Como segundo paso, se

observa que el modelo tiene un  $R^2$  de 81%, y un  $R^2$  ajustado del 78%; los cuales permiten determinar que el modelo si puede ser explicado linealmente.

Por otra parte, para determinar la existencia de autocorrelación de los errores, se utiliza el estadístico Durbin–Watson, que es de 1,58, tomando en cuenta que el número de observaciones es  $n=24$  y el número de variables independientes es  $k=3$ , los límites para el para este estadístico son  $dl = 1$  y  $du=1,5439$ , por lo cual el Durbin Watson se encuentra fuera de dicho límite, esto significa que no existe autocorrelación de errores.

Para determinar la significancia de cada una de las variables se observa el estadístico t, a través del cual se pudo establecer que el parque automotriz y el PIB Per Cápita son significantes, es decir aportan con información al modelo, mientras que el precio no es tan significativo.

#### **4.6.1.2 Tabla de Pronóstico para la Gasolina**

Tomando en cuenta que el modelo seleccionado, el cuadro que se muestra a continuación muestra los valores pronosticados para la Gasolina hasta el cuarto trimestre del año 2011.

---

<sup>39</sup> INTRODUCCIÓN A LA ECONOMETRÍA PRINCIPIOS Y APLICACIONES, Harry Kelejian, Tercera Edición, Pág. 374

### Cuadro 4.18

#### Pronóstico de Demanda de Gasolina

<b>Años</b>	<b>Pronóstico Demanda Gasolina</b>
2006 I	2.763.058,56
2006 II	2.800.745,56
2006 III	2.859.609,99
2006 IV	2.936.034,13
2007 I	2.992.227,48
2007 II	3.041.971,20
2007 III	3.110.729,54
2007 IV	3.187.158,56
2008 I	3.093.878,73
2008 II	3.174.391,37
2008 III	3.193.154,03
2008 IV	3.230.609,05
2009 I	3.026.897,79
2009 II	2.926.982,16
2009 III	3.120.502,36
2009 IV	3.321.756,45
2010 I	3.245.239,53
2010 II	3.299.251,40
2010 III	3.336.249,71
2010 IV	3.440.656,89
2011 I	3.406.055,72
2011 II	3.458.810,19
2011 III	3.427.463,94
2011 IV	3.539.013,46

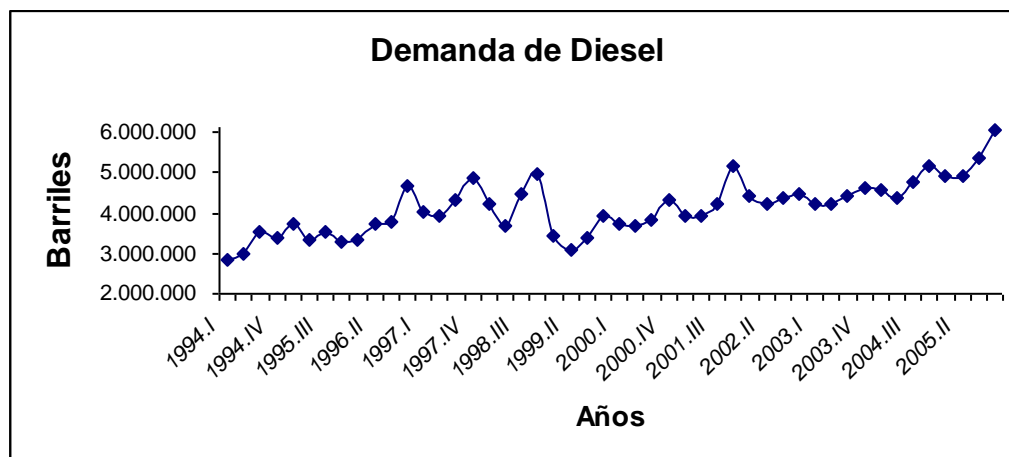
Fuente: Programa Eviews

Elaboración: Las Autoras

#### 4.6.2 ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DIESEL EN EL ECUADOR

De acuerdo al gráfico 4.7 se puede apreciar la evolución y el crecimiento que ha tenido el diesel<sup>40</sup> en el Ecuador hasta el último trimestre del año 2005, como se puede apreciar que las ventas de diesel tienen una tendencia creciente y constituyen una serie de tiempo.

Gráfico 4.7<sup>41</sup>



Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

Para pronosticar la demanda del diesel se utilizó el mismo procedimiento de la gasolina. Por tanto, las variables que permiten explicar el modelo son las siguientes:

**PARQUE AUTOMOTOR:** Se encuentra constituido por las ventas trimestrales de vehículos consumidores de diesel (diesel 1 y diesel 2).

<sup>40</sup> El diesel a ser analizado incluye tanto el diesel 1 y el diesel 2.

<sup>41</sup> Anexo 12

PIB TRANSPORTE: Que representa el PIB del sector transporte y almacenamiento.

PRECIO: Constituye el precio promedio trimestral del diesel.

Los resultados obtenidos con el paquete estadístico Eviews para poder realizar la proyección del Diesel son los siguientes<sup>42</sup>:

#### **4.6.2.1 Ecuación del Modelo para la demanda de Diesel**

Estimation Equation:

$$\text{DEMANDADIESEL} = C(1) + C(2)*\text{PARQUEAUTOMOTOR} + C(3)*\text{PIBTRANSPORTE} + C(4)*\text{PRECIO}$$

Substituted Coefficients:

$$\text{DEMANDADIESEL} = - 10158291.89 + 191.5060221*\text{PARQUEAUTOMOTOR} + 39.54152084*\text{PIBTRANSPORTE} - 2023.76334*\text{PRECIO}$$

---

<sup>42</sup> Anexo 14

## Gráfico 4.8

### Resultados Obtenidos para la Demanda de Diesel

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-10158292	2250087.	-4.514623	0.0002
C(2)	191.5060	59.37748	3.225230	0.0042
C(3)	39.54152	6.735144	5.870924	0.0000
C(4)	-2023.763	11090.66	-0.182475	0.8570

R-squared	0.806263	Mean dependent var	4496983.
Adjusted R-squared	0.777202	S.D. dependent var	558263.6
S.E. of regression	263508.6	Akaike info criterion	27.95257
Sum squared resid	1.39E+12	Schwarz criterion	28.14891
Log likelihood	-331.4309	Durbin-Watson stat	1.478734

Fuente: Petroecuador, Eviews

Elaboración: Las Autoras

Una vez realizada la regresión, se procede a analizar los principales estadísticos. Primero se analizará el estadístico F, el cual permite testear la hipótesis nula de significación conjunta, en dónde:

$$H_0 = \alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 \dots = \alpha_n = 0$$

Esta hipótesis, para el modelo de estudio es rechazada, ya que el estadístico F es de 27,74 ; es decir es grande, lo que demuestra que el consumo de diesel si puede ser explicado por otras variables. Como segundo paso, se

observa que el modelo tiene un  $R^2$  de 81%, y un  $R^2$  ajustado del 78%; los cuales permiten determinar que el modelo si puede ser explicado linealmente. Por otra parte, para determinar la existencia de autocorrelación de los errores, se utiliza el estadístico Durbin–Watson, que es de 1,48, tomando en cuenta que el número de observaciones es  $n=24$  y el número de variables independientes es  $k=3$ , los límites para el para este estadístico son  $d_l=1$  y  $d_u=1,54^{43}$ , por lo cual el Durbin Watson se encuentra dentro de dicho límite, esto significa que el estadístico cae en la región de incertidumbre. Pero en base a la prueba d modificada se puede rechazar la hipótesis de que existe una correlación positiva estadísticamente significativa puesto que  $d < d_u$  ( $1,48 < 1,54$ ).

Para determinar la significancia de cada una de las variables se observa el estadístico t, a través del cual se pudo establecer que el parque automotriz y el PIB del transporte son significantes, es decir aportan con información al modelo, mientras que el precio no es significativo.

#### **4.6.2.2 Tabla de Pronóstico para el Diesel**

Tomando en cuenta que el modelo seleccionado, el cuadro que se muestra a continuación muestra los valores pronosticados para la Gasolina hasta el cuarto trimestre del año 2011.

---

<sup>43</sup> INTRODUCCIÓN A LA ECONOMETRÍA PRINCIPIOS Y APLICACIONES, Harry Kelejian, Tercera Edición, Pág. 374



### Cuadro 4.19

#### Pronóstico de la Demanda del Diesel

<b>Años</b>	<b>Pronóstico Demanda Diesel</b>
2006 I	3.901.293,86
2006 II	3.757.177,17
2006 III	3.724.233,72
2006 IV	3.909.600,73
2007 I	3.754.239,73
2007 II	4.285.090,71
2007 III	4.485.854,41
2007 IV	4.842.191,26
2008 I	4.063.067,55
2008 II	4.385.892,63
2008 III	4.481.222,80
2008 IV	4.645.827,87
2009 I	4.408.866,07
2009 II	4.319.594,85
2009 III	4.635.063,25
2009 IV	4.457.204,61
2010 I	4.521.569,63
2010 II	4.544.589,77
2010 III	4.682.219,45
2010 IV	4.920.188,62
2011 I	5.077.727,47
2011 II	5.297.048,36
2011 III	5.239.096,55
2011 IV	5.588.740,22

Fuente: Programa Eviews

Elaboración: Las Autoras

### 4.6.3 ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL GLP EN EL ECUADOR

De acuerdo con el gráfico 4.9 se puede ver que la tendencia de la demanda GLP ha sido creciente durante el periodo 1994 – 2005 .

Gráfico 4.9<sup>44</sup>



Fuente: Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

Las variables que se utilizarán para el pronóstico de la demanda del GLP son las siguientes:

**PRECIO:** Constituye el precio promedio trimestral del GLP.

**PIB PER CÁPITA:** Que representa el ingreso de los consumidores de GLP.

**POBLACIÓN:** Constituye el número de habitantes del país.

Para poder pronosticar los valores del GLP se realizará nuevamente el análisis utilizando el paquete estadístico Eviews; los resultados obtenidos vienen dados por<sup>45</sup>:

<sup>44</sup> Anexo 12

### 4.6.3.1 Ecuación del Modelo para la demanda de GLP

Estimation Equation:

$$\text{DEMANDAGLP} = C(1) + C(2)*\text{PRECIO} + C(3)*\text{PIBPERCAPITA} + C(4)*\text{POBLACIÓN}$$

Substituted Coefficients:

$$\text{DEMANDAGLP} = -292013624.7 - 42982853.32*\text{PRECIO} + 64134.10246*\text{PIBPERCAPITA} + 29135.07574*\text{POBLACIÓN}$$

**Gráfico 4.10**

**Resultados Obtenidos para la Demanda del GLP**

Dependent Variable: DEMANDAGLP  
Method: Least Squares  
Date: 12/21/06 Time: 20:43  
Sample: 2000:1 2005:4  
Included observations: 24  
DEMANDAGLP=C(1)+C(2)\*PRECIO+C(3)\*PIBPERCAPITA+C(4)\*POBLACION

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	-2.92E+08	86049188	-3.393566	0.0029
C(2)	-42982853	25760920	-1.668529	0.1108
C(3)	64134.10	139634.2	0.459301	0.6510
C(4)	29135.08	10638.03	2.738766	0.0127
R-squared	0.907127	Mean dependent var		91595152
Adjusted R-squared	0.893196	S.D. dependent var		10298658
S.E. of regression	3365692.	Akaike info criterion		33.04718
Sum squared resid	2.27E+14	Schwarz criterion		33.24352
Log likelihood	-392.5661	Durbin-Watson stat		1.742847

Fuente: Petroecuador, Eviews

Elaboración: Las Autoras

Una vez realizada la regresión, se procede a analizar los principales estadísticos. Primero se analizará el estadístico F, el cual permite testear la hipótesis nula de significación conjunta, en dónde:

$$H_0 = \alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 \dots = \alpha_n = 0$$

Esta hipótesis, para el modelo de estudio es rechazada, ya que el estadístico F es de 65,11; es decir es grande, lo que demuestra que el consumo de GLP si puede ser explicado por otras variables. Como segundo paso, se observa que el modelo tiene un coeficiente de determinación  $R^2$  de 91%, y un  $R^2$  ajustado del 89%; los cuales permiten determinar que el modelo si puede ser explicado linealmente.

Por otra parte, para determinar la existencia de autocorrelación de los errores, se utiliza el estadístico Durbin–Watson, que es de 1,74, tomando en cuenta que el número de observaciones es  $n=24$  y el número de variables independientes es  $k=3$ , los límites para el para este estadístico son  $d_l = 1$  y  $d_u=1,54^{46}$ , por lo cual el Durbin Watson se encuentra fuera de dicho límite, esto significa que no existe autocorrelación de errores.

Para determinar la significancia de cada una de las variables se observa el estadístico t, a través del cual se pudo establecer que el crecimiento de la población es la variable más significativa del modelo, es decir que, aporta con información al modelo, mientras que el precio y el PIB Per capita no son tan significantes.

---

<sup>46</sup> INTRODUCCIÓN A LA ECONOMETRÍA PRINCIPIOS Y APLICACIONES, Harry Kelejian, Tercera Edición, Pág. 374

#### 4.6.3.2 Tabla de pronóstico para el GLP

Tomando en cuenta el modelo seleccionado, el Cuadro 4.20 muestra los valores pronosticados para el GLP hasta el cuarto trimestre del año 2011.

**Cuadro 4.20**  
**Pronóstico de la Demanda de GLP**

<b>Años</b>	<b>Pronóstico Demanda GLP</b>
2006 I	77.474.816,72
2006 II	79.311.977,64
2006 III	80.809.862,68
2006 IV	82.323.370,77
2007 I	79.446.587,04
2007 II	80.873.737,76
2007 III	82.371.571,15
2007 IV	83.823.815,30
2008 I	86.194.631,28
2008 II	87.787.671,94
2008 III	89.089.699,21
2008 IV	90.431.262,49
2009 I	91.070.424,60
2009 II	91.733.293,36
2009 III	93.994.126,34
2009 IV	96.215.044,59
2010 I	97.743.136,95
2010 II	99.347.705,57
2010 III	100.724.026,84
2010 IV	102.392.962,41
2011 I	103.880.442,97
2011 II	105.546.746,84
2011 III	106.876.540,11
2011 IV	108.820.199,42

Fuente: Programa Eviews

Elaboración: Las Autoras

De acuerdo a los resultados obtenidos en las proyecciones de la gasolina, el diesel y el GLP se puede apreciar que los pronósticos para cada uno estos derivados tienen una tendencia creciente para los años futuros, adicionalmente como los derivados de petróleo son bienes inelásticos, ya que al no existir otros combustibles que permitan sustituir su uso, la cantidad demandada de éstos es indiferente a su precio, esto se lo pudo comprobar a través de los análisis estadísticos realizados de la gasolina, el diesel y el GLP, en donde se observó que el precio es una variable que no aporta significancia en los modelos.

#### **4.7 NECESIDAD DE UNA NUEVA REFINERÍA**

Los 30 años de explotación petrolera que si bien ha generado más de 65.000 millones de dólares no ha sido suficiente para alcanzar un incremento sostenido de reservas, una producción sustentable de crudo, una moderna infraestructura de refinación, una amplia y moderna red de oleoductos y poliductos, una estratégica ubicación de centros de almacenamiento de crudo y derivados y una moderna cadena de estaciones de distribución.

Por otra parte el efecto invernadero en el Ecuador, producto del uso de elementos contaminantes, como los combustibles derivados del petróleo son cada vez más notorios, evidenciándose en problemas como el incremento de la contaminación en las áreas urbanas de las principales ciudades, demanda insatisfecha de combustibles de mejor calidad e incremento de las importaciones de derivados de petróleo. Por lo tanto con la construcción de una nueva refinería con infraestructura moderna se obtendrían derivados más limpios que mejorarían la calidad de vida de las personas en las principales ciudades.

La falta de este desarrollo trae como consecuencia que a pesar de que el precio del petróleo se encuentra en los valores más altos de la historia y la caja fiscal debería incrementar sus fondos de forma significativa, la situación se vuelve crítica pues los productos derivados del petróleo se duplican y los altos ingresos no alcanzan a cubrir las obligaciones de las importaciones.

La generación térmica subsidiada por el alto precio del diesel que superó los 104 dólares el barril, mientras que el precio que fija el Decreto Ejecutivo 338 a Petrocomercial para las térmicas es de 37.9 dólares el barril, ocasionando un subsidio de 66.1 dólares por barril, frente a una demanda estimada de 15 millones de galones por mes, el subsidio alcanza a 300 millones de dólares para el 2005. Es decir que los sectores industrial y termoeléctrico compran los combustibles a precio local y no internacional, el sector termoeléctrico tiene un alivio de aproximadamente 160 millones debido al déficit existente entre el precio referencial de generación y la tarifa que paga el consumidor final.<sup>47</sup>

Igualmente la tonelada de GLP que superó los 700 dólares la tonelada y los servicios de almacenamiento y alije que pasaría a partir de diciembre del 2005 de 59,15 a una oferta de 116,64 dólares la tonelada, causando un egreso adicional anual de 36 millones de dólares anuales, es decir, un egreso estimado total de aproximadamente 70 millones de dólares al año y un subsidio al precio de 200 millones de dólares.

Con ello, no sólo se obtiene un país en tinieblas, sino que se agranda el déficit fiscal que obliga al endeudamiento externo.

---

<sup>47</sup> Revista: The Journal of Oil, Gas, Power, Mining, Technology and Environment Marzo 2006 Número 12

Una de las causas de este incremento se debe, sobre todo, a que la refinería de Esmeraldas no trabaja con crudo ligero sino con petróleo más pesado, por la mezcla entre el crudo liviano de propiedad estatal y el pesado que recibe el estado como parte de la participación a que tiene derecho en la producción de las petroleras privadas. Esto hizo que se produjera más residuo y menos gasolinas, diesel y gas, que el país necesita para el consumo interno.

Adicionalmente la importación de productos utilizados para la fabricación nacional de derivados, implica un aumento de sus costos, lo que se debería ver reflejado en un aumento de los precios; sin embargo el estado ecuatoriano se ve en la necesidad de asumir este coste ya que la política económica no está dispuesta a que el aumento de los precios termine desencadenando inconformidad social y la variación de otras variables que sin duda afectan a la economía actual del país.

Según cálculos estimados realizados por Petrocomercial, el estado debe destinar 1.500 millones de dólares en el 2005 para la importación de derivados, situación que perjudica duramente la economía de todos los ecuatorianos, ya que el gobierno no contará con los recursos para la inversión social como Salud, Educación, Vialidad, FFAA, Policía Nacional, Municipalidades, Consejos Provinciales, Entidades Gubernamentales que se nutren directamente de la Renta Petrolera, que en el fondo desactivan al sector productivo e incrementan el desempleo y la pobreza.

La importación de combustibles, por falta de producción nacional, obligan a la construcción inmediata de una refinería en el país, que mejore e incremente la capacidad de refinación de crudo instalada y a su vez mientras cubre la demanda interna también revierta la situación actual de ser importadores,



para llegar a convertirnos en exportadores de derivados poniéndole un alto valor agregado al petróleo que producimos los ecuatorianos.

Para ello debe estar estratégicamente ubicada cerca de los puntos de abastecimiento de materia prima, de los centros de consumo, de los centros de almacenamiento que se utilizan actualmente para la recepción de los productos derivados y de los puertos de exportación.

## **CAPÍTULO 5**

### **FACTIBILIDAD DE UNA NUEVA REFINERÍA**

#### **5.1 RAZONES PARA CREAR UNA NUEVA REFINERÍA**

La importación de derivados de petróleo constituye una de las razones fundamentales para la creación de una nueva refinería en el país; adicionalmente, existen otros argumentos que sostienen la necesidad de una nueva refinería, no solo en el ámbito local sino global y se refieren a:

- Incremento del consumo energético y uso de combustible fósil como fuente principal de energía en los próximos años.
- Limitada capacidad de refinación mundial para suplir demanda de productos.
- Fuertes restricciones ambientales en el corto plazo.
- Alianzas y fusiones de actores del negocio petrolero.
- Investigación y desarrollo en energías alternas.
- Nueva Internacionalización - Integración energética regional.

Las refinerías del país poseen tecnología e infraestructura obsoleta, que además del deterioro normal del tiempo, han tenido que enfrentar fallas que pudieron haberse evitado con inversión y tratamiento técnico oportunos.

La Refinería Esmeraldas, por ejemplo, fue construida para operar con crudo liviano (entre 28 y 26 grados API), sin embargo recibe crudo de 24,5 grados

API resultante de la mezcla de barriles de 28 grados API producidos por Petroecuador y de 22 grados API producido por las compañías privadas.

### **5.1.1 REQUERIMIENTO DE MATERIALES FRESCOS**

Sólo la inversión en infraestructura y plantas industriales es necesaria para que el país pueda desarrollarse de mejor manera; ya que se posee los recursos naturales y la apertura que Ecuador tiene para los capitales internacionales se debe aprovechar de una manera sistémica, que permita trascender a las nuevas generaciones.

El país tiene un déficit de refinación que lo conduce a ser importador neto de productos derivados de petróleo, así como un importador de energía eléctrica.

Obviamente un mayor valor de las importaciones tendrá efectos perniciosos sobre el crecimiento promedio de la economía mientras que un mayor valor de las exportaciones redundará en su beneficio.

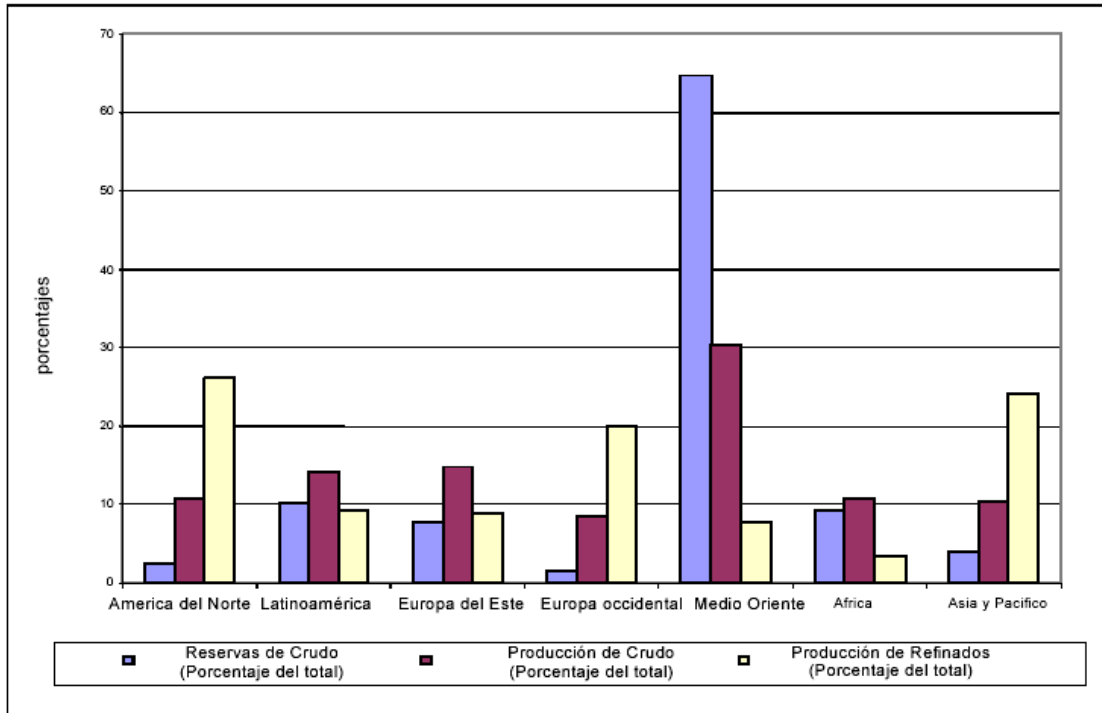
### **5.1.2 MEJORAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE COMERCIO INTERNACIONAL**

Vender petróleo crudo como materia prima, es perder la oportunidad de incorporar valor agregado nacional a la mayor riqueza, considerando que la contribución mundial a la capacidad de refinación es reducida.

El consumo de petróleo refinado tiene estrecha relación con las dimensiones de los parques industriales y de transporte así como la cantidad y magnitud del ingreso de la población. Por ello, la mayor capacidad de refinación se encuentra en los países de América del Norte, Europa Occidental y Asia.

**Gráfico 5.1**

RESERVAS, PRODUCCIÓN DE CRUDO Y REFINADOS (PORCENTAJE DEL TOTAL), EN EL 2003



Fuente: Elaborado en base a cifras de la OPEP.

En este contexto Latinoamérica solo aporta con el 14% de la producción mundial de crudo, siendo la explotación más intensiva con respecto a las reservas en México, que participa con el 5% de la oferta mundial, mientras que Venezuela contribuye sólo con el 4%. Si bien el potencial de Brasil está aumentando, su tamaño y su crecimiento muestran un creciente consumo.

En concordancia con la magnitud de las economías de los países de ALADI, su participación en el consumo mundial de refinados alcanza a un poco más del 8%, proporción que es ligeramente superior a la de los países de Europa del Este y más de tres veces menor que la que registran los países de Asia Pacífico, que dan cuenta del 28% del consumo mundial. Cabe destacar que el consumo de estos países es superior al de Europa Occidental que es cercano al 19% y todo hace suponer que si el ritmo de crecimiento de la China se

mantiene a los niveles actuales en algunos años la región de Asia Pacífico deberá estar consumiendo una proporción cercana o igual al 30% que tiene América del Norte.

En general, la estructura del comercio revela que Brasil es el principal importador, mientras que Venezuela y México son los mayores exportadores. En la región se expresa, al igual que lo que ocurre en otras áreas geográficas del mundo, que quienes refinan y consumen más petróleo no son necesariamente los que cuentan con las mayores reservas.

El fuerte crecimiento de la demanda China era también motivo de preocupación. En efecto, a lo largo del 2004, las importaciones de petróleo de China aumentaron en 71,4% con respecto al 2003, dando cuenta de operaciones por 33,91 billones de dólares, una cifra sin precedentes en el comercio mundial de petróleo. A su vez las importaciones de derivados crecieron en 57,7% con respecto al 2003, alcanzando un valor de 9,25 billones de dólares.

En estos días el mercado internacional del petróleo se encuentra nuevamente convulsionado producto de los fenómenos climáticos que han afectado el hemisferio norte con singular fuerza, impactando de manera significativa los precios de los principales derivados del petróleo. En efecto, producto de estos hechos de fuerza mayor, la capacidad de refinación de los combustibles derivados del petróleo se ha reducido significativamente en la Costa del Golfo, nuestro principal mercado de referencia. Aquello ha implicado que los diferenciales de refinación, esto es, en términos simples, el costo que se debe agregar al precio del crudo para establecer el precio del derivado: gasolina, diesel, kerosene, aumentarán fuertemente, pasando, por ejemplo en el caso de las gasolinas, de valores en torno a los US\$ 15 dólares por barril a US\$ 40 dólares el barril. Un 166% de aumento.

La información disponible en el mercado indica que el consumo de energía en el mundo es el más alto en los últimos veinte años. No sólo se trataba evidentemente de los tradicionales grandes consumidores de occidente, encabezados por Estados Unidos, sino el surgimiento de los “otros grandes”. En efecto, China e India han aumentado su consumo en 15,1% y 7,2% respectivamente en el 2004, por lo tanto la capacidad instalada no crece al persistente ritmo del crecimiento de la demanda.

## **5.2 ESTRUCTURA PROPUESTA**

La estructura de una nueva refinería en el Ecuador considera los siguientes aspectos:

### **5.2.1 MERCADO**

Al principio resultaba más económico situar las refinerías junto a las explotaciones petrolíferas, mientras que ahora, los progresos realizados en la técnica de los oleoductos han dado lugar a una evolución que conduce a instalar las refinerías cerca de los grandes centros de consumo.

Una vez obtenidos los derivados petrolíferos, las empresas deben distribuir sus productos a los clientes. En general, estos productos salen de las refinerías a granel, aunque algunos se envasan en latas o bidones, listos para su uso. Los grandes consumidores, como las eléctricas o las industrias químicas, reciben el suministro directamente de la refinería, por oleoducto o por carretera. Los consumidores de menos cantidades son abastecidos, generalmente, desde centros de almacenamiento y distribución.

Aunque los derivados del petróleo forman una gama muy variada, el 90% de ellos se destinan a satisfacer las necesidades energéticas del mundo. Es decir, estamos hablando de los combustibles.

Los principales clientes de la nueva refinería serían los siguientes:

- ✓ La población ecuatoriana a quienes se proveerían de los derivados necesarios para sus actividades diarias.
- ✓ El mercado internacional.
- ✓ Gobierno, Consejos Provinciales, Municipios, etc.

## **5.2.2 TAMAÑO Y LOCALIZACIÓN**

### **5.2.2.1 Aprovechamiento de Posicionamiento Geográfico**

Dos principios básicos regulan el desarrollo de los pueblos: El aprovechamiento óptimo del espacio y de los estados aumenta con el crecimiento cultural y en su crecimiento y expansión; en este marco el Ecuador no se ha beneficiado del hecho de ser el punto más cercano de América del Sur al Continente Asiático. El Ecuador tiene como ventaja estar ubicado en el centro de los mercados de gran crecimiento (China, Brasil) y de mercados que podrían aprovechar la economía de escala de Colombia, Perú y Chile.

### **5.2.2.2 La conveniencia del desarrollo económico**

Debemos ubicar una zona deprimida con vocación industrial en las cercanías del mar para que se incorporen procesos industriales de alta tecnología.

Se necesita ubicar un sector geográfico estable, libre de impacto ambiental y con posibilidad de receptor migración interna económicamente activa; esto facilitará la apertura comercial del Ecuador hacia la cuenca Asia-Pacífico y lo incorporará al comercio internacional de hidrocarburos para Sudamérica.

### **5.2.2.3 Un puerto con aguas profundas**

Para alcanzar hegemonía en la Cuenca del Pacífico, el Ecuador requiere de un puerto que permita operar con barcos de alto tonelaje, para el ahorro de fletes, y de suficiente autonomía para conectarse con la otra costa del océano.

Por lo tanto la localización de la nueva refinería estaría ubicada en la Provincia de Manabí, Cantón Jaramijó.<sup>48</sup> Esto facilitará la apertura comercial del Ecuador hacia la cuenca Asia-Pacífico y lo incorporará al comercio internacional de hidrocarburos para Sudamérica.

### **5.2.3 INGENIERÍA**

Una refinería comprende una central termoeléctrica, un parque de reservas para almacenamiento, bombas para transporte por tubería, un apeadero para vagones-cisterna, una estación para vehículos de carretera para la carga de camiones cisterna. Es, pues, una fábrica compleja que funciona 24 horas diarias con equipos de técnicos que controlan por turno todos los datos.

En la industria de transformación del petróleo, la destilación es un proceso fundamental, pues permite hacer una separación de los hidrocarburos

---

<sup>48</sup> [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec), [www.presidencia.gov.ec](http://www.presidencia.gov.ec)



aprovechando sus diferentes puntos de ebullición, que es la temperatura a la cual hierve una sustancia.

#### **5.2.3.1 Requerimiento de una infraestructura moderna**

El nuevo proyecto Complejo Industrial Hidrocarburífero comprendería la siguiente infraestructura básica:

- Centro de Refinación;
- Terminal Petrolero y Gasífero;
- Terminal Portuario con facilidades para la importación y exportación de hidrocarburos;
- Área Industrial petroquímica;
- Centros de almacenamiento y distribución;
- Estaciones de Ductos y Poliductos
- Y demás infraestructura necesaria para su funcionamiento.

#### **5.2.3.2 Tecnología por Ultrasonido**

La última tecnología en refinación es la Refinación por Ultrasonido, que permite aumentar la eficacia del refinamiento de crudo, mejora el rendimiento de los productos derivados de petróleo, permite una reducción de costos entre el 10 y el 50% y finalmente contribuye con el medio ambiente, al aportar con los estándares mundiales bajos en azufre.

La clave de esta tecnología es el uso del alto poder del ultrasonido para alterar naturalmente las estructuras moleculares en los hidrocarburos. El proceso empieza cuando se expone el líquido a altas olas ultrasónicas que

crean burbujas, conocidas como cavitations. Las olas de ultrasonido tensionan estas burbujas, haciéndolas crecer, contrayéndolas y condensándolas. Con la implosión, el inmenso calor y presión que se producen en alrededor de cada micra las burbujas se clasifican según su tamaño. El ciclo entero sólo toma unos nano-segundos. Cada burbuja condensada actúa como un reactor microscópico acelerando las reacciones físicas, debido al calor extremo liberado en la implosión, las temperaturas pueden alcanzar los 10.000°K con presiones de hasta 10.000 PSI. Éstas son las condiciones que rompen los enlaces moleculares.<sup>49</sup>

Es decir que, en el proceso de refinación por ultrasonido se libera el azufre rompiendo enlaces de las complejas moléculas de hidrocarburos, de esta manera se crean pequeñas, ligeras, limpias y más valiosas moléculas de hidrocarburo. Como parte de este proceso se unen los elementos del residuo que son resquebrajados proporcionando una mejora en la calidad del crudo. Transfiriendo el hidrógeno del agua a varios flujos de petróleo, la tecnología de refinación por ultrasonido es capaz de desulfurizar esos flujos.<sup>50</sup>

Debido a que los procesos de refinación vía ultrasonido operan a bajas temperaturas y presiones esta nueva tecnología puede ayudar a evitar o por lo menos reducir el costo de construir una nueva refinería o renovar antiguas refinerías. En resumen, esta tecnología puede ayudar a mejorar significativamente el capital de la empresa refinadora y proporciona el ahorro en los costos de operación que a su vez se traduce en más bajos precios e incremento de los márgenes de ganancia.

---

<sup>49</sup> [www.sulphco.com/technology/](http://www.sulphco.com/technology/)

<sup>50</sup> [www.sulphco.com/technology/](http://www.sulphco.com/technology/)

#### *5.2.3.2.1 Beneficios de la Tecnología por Ultrasonido*

Reduce el residuo en un 80% ya que se esta eliminando el azufre. Esta tecnología usa el alto poder del ultrasonido para romper los enlaces del carbono incrementando los grados API del crudo, reduce la viscosidad y hace que se obtenga del 10% al 15% de crudo más liviano.

Pueden producirse 7 galones adicionales de combustible de cada barril de petróleo refinado mediante esta tecnología, ya que transforma los crudos agrios y pesados en dulces y livianos.

La tecnología por ultrasonido ha sido implementada en el año 2005 en Fujairah Emiratos Árabes Unidos por la compañía Trans Gulf Petroleum Co. Adicionalmente en Corea del Sur por parte de la compañía SulphCo KorAsia se esta analizando la implementación de esta tecnología.<sup>51</sup>

#### **5.2.4 PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO**

Las actividades para la construcción de la nueva refinería deberán ser impulsadas a través de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, con la participación de capitales privados ya sea por parte de empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en estas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos de su inversión, de acuerdo con las normas legales vigentes para este efecto.

---

<sup>51</sup> [www.sulphco.com/projects.asp](http://www.sulphco.com/projects.asp)

El costo de la inversión para la construcción del moderno complejo industrial hidrocarburífero es de alrededor de \$3.600 millones<sup>52</sup> para una capacidad de 300.000 barriles por día.

**Cuadro 5.1**

<b>DETALLES TÍPICOS DE LA INVERSIÓN EN UNA REFINERÍA (Porcentaje)</b>	
	<b>Porcentaje</b>
Unidades de Destilación	8,5%
Planta de Hidroformación Fluida	8,5%
Unidades de Desintegración Catalítica Fluída	10,0%
Otras Unidades de proceso	15,6%
Tanques de Almacenamiento	8,5%
Instalaciones de Servicios	15,0%
Muelles	8,3%
Otros (Talleres, edificios, carreteras, líneas de transferencia, etc)	25,6%
<b>Total de la Inversión</b>	<b>100%</b>

Fuente: Petroecuador / Manual de Refinación / Primera Parte

Elaboración: Las Autoras

Tomando en cuenta los porcentajes según el Cuadro 5.1; la inversión total para la nueva refinería se distribuiría como se presenta en el Cuadro 5.2 de la siguiente forma:

<sup>52</sup> [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec), [www.presidencia.gov.ec](http://www.presidencia.gov.ec).

**Cuadro 5.2**

<b>DETALLES TÍPICOS DE LA INVERSIÓN EN UNA REFINERÍA</b>		
	<b>Porcentaje</b>	<b>Millones de Dólares</b>
Unidades de Destilación	8,5%	306
Planta de Hidroformación Fluida	8,5%	306
Unidades de Desintegración Catalítica Fluída	10,0%	360
Otras Unidades de proceso	15,6%	561,6
Tanques de Almacenamiento	8,5%	306
Instalaciones de Servicios	15,0%	540
Muelles	8,3%	298,8
Otros (Talleres, edificios, carreteras, líneas de transferencia, etc)	25,6%	921,6
<b>Total de la Inversión</b>	<b>100%</b>	<b>3600</b>

Fuente: Petroecuador / Manual de Refinación / Primera Parte

Elaboración: Las Autoras

### **5.2.5 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN**

La nueva refinería podría procesar 300.000 barriles diarios de crudo para incrementar la producción de combustibles y así satisfacer el consumo nacional dejando de importar combustibles como naftas y gas licuado de petróleo, en cuya compra actualmente se invierte alrededor de 800 millones de dólares al año. Si se considera que la refinería operaría al 88% de su

capacidad instalada se procesarían 264.000 barriles diarios de crudo; es decir 96.360.000 barriles anuales.

**Cuadro 5.3**  
**Capacidad de Producción de la Nueva Refinería**

Producción Promedio Anual en las Refinerías del País 2000-2005			Producción promedio Nueva Refinería	
	Barriles por día	Barriles Anuales	Barriles por día	Barriles Anuales
Capacidad Instalada	177.000	64.605.000	300.000	109.500.000
Carga a Refinerías en barriles <b>(a)</b>	154.798	57.083.456	264.000	96.360.000
% de Utilización de las Refinerías		88%		88%
Producción Promedio Anual de Derivados en barriles <b>(b)</b>		<b>57.308.133</b>		
% de Diferencia Producto del Proceso de Refinación <b>(c)</b>		0,4%		0,4%
Obtención de la Producción Promedio Anual de Derivados <b>(d)</b>		<b>57.308.133</b>		<b>96.739.267</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(e)</b>		<b>2.406.941.579</b>		<b>4.063.049.206</b>
<p><b>(a) (b)</b> La Producción Promedio Anual de Derivados es mayor que la carga de barriles que se destinan para procesar a las refinerías ya que al refinar se obtiene cierta cantidad de residuo que también se destina a la venta en el mercado interno.</p> <p><b>(c) = (b)/(a) - 1</b> Constituye el porcentaje de diferencia existente entre la carga a refinerías y la producción promedio anual de derivados.</p> <p><b>(d) = (a) + [(a)*( c)]</b></p> <p><b>(e) = (d)*42</b></p>				

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Adicionalmente, considerando el 0.4% de diferencia existente entre la carga y el proceso de refinación se estima que en la nueva refinería se obtendrían 4.063.049.206 galones de combustibles. Por otro lado, para tener una idea de la producción de cada derivado obtenido en la nueva refinería se toma como referencia un incremento del 35% del rendimiento de un barril de petróleo de la Refinería Esmeraldas; esto se puede observar en el cuadro 5.4:

**Cuadro 5.4**

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE DERIVADOS							
Años 2006- 2025 (Galones)							
	Extra	Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo según la REE <b>(a)</b>	12,84%	9,22%	0,68%	22,83%	8,63%	4,10%	41,70%
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo para la nueva refinería <b>(b)</b>	17,33%	12,45%	0,92%	30,82%	11,65%	5,54%	21,30%
Producción Promedio Anual de derivados en galones <b>(c)</b>	704.288.949	505.727.735	37.298.792	1.252.252.080	473.365.548	224.889.774	865.226.328
<b>(a)</b> Tomado del Cuadro 3.3							
<b>(b)</b> = ( a)*0,35 ) + (a)							
<b>(c)</b> = 4063049,206* (b)							

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

La producción de derivados obtenidos de la nueva refinería estaría destinada exclusivamente a satisfacer la demanda interna, en el caso en que la demanda interna de derivados sea superior a la producción de la nueva refinería, este déficit deberá ser cubierto por las otras refinerías existentes en el país o en su defecto con importación.

### **5.3 ALTERNATIVAS PARA SATISFACER LA DEMANDA INTERNA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO**

#### **5.3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA IMPORTACIÓN TOTAL DE DERIVADOS VS. LA REFINACIÓN EN EL PAÍS**

De acuerdo con el Cuadro 5.5 se pueden apreciar los principales derivados exceptuando el GLP con sus respectivos precios; la demanda deficitaria del Ecuador representa pérdidas significativas si fuese adquirida en los principales mercados internacionales: en la Costa del Golfo y en Nueva York representarían un costo de 2.563.643.357 y 2.515.290.803 millones de dólares respectivamente.

**Cuadro 5.5**

PRECIOS DE VARIOS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO					
AÑO 2005					
US \$/BARRIL					
COSTA DEL GOLFO					
	GASOLINAS		JET	DIESEL	TOTAL
	EXTRA	SUPER			
PRECIOS INTERNACIONALES	67,24	68,84	72,04	68,22	
DEMANDA DEFICITARIA ECUATORIANA	10.952.688,00	2.978.776,67	2.408.948,86	21.234.157,91	
EGRESOS POR COMPRA DE DERIVADOS EN LA COSTA DEL GOLFO	736.458.741,12	205.071.397,30	173.536.660,75	1.448.576.557,59	<b>2.563.643.356,77</b>
NUEVA YORK					
	GASOLINAS		JET	DIESEL	TOTAL
	EXTRA	SUPER			
PRECIOS INTERNACIONALES	62,79	72,95	71,29	67,74	
DEMANDA DEFICITARIA ECUATORIANA	10.952.688,00	2.978.776,67	2.408.948,86	21.234.157,91	
EGRESOS POR COMPRA DE DERIVADOS EN LA NUEVA YORK	687.763.729,18	217.298.630,12	171.735.810,89	1.438.492.632,95	<b>2.515.290.803,14</b>
ECUADOR					
	GASOLINAS		JET	DIESEL	TOTAL
	EXTRA	SUPER			
PRECIOS NACIONALES	55,02	70,56	48,72	37,80	
DEMANDA SATISFECHA ECUATORIANA	602.616.893,76	210.182.481,60	117.363.988,32	802.651.169,06	
INGRESOS POR VENTA DE DERIVADOS REFINADOS EN EL PAIS					1.732.814.532,74
EGRESOS POR COMPRA DE DERIVADOS					-1.101.305.295,44
<b>TOTAL INGRESOS POR REFINACION</b>					<b>631.509.237,30</b>

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

En cambio, al refinar los derivados en el país se obtuvo una ganancia de \$631.509.237 millones de dólares, que a pesar de la importación realizada para satisfacer la demanda interna permite concluir que es más beneficioso para el país refinar los derivados en sus propias refinerías que convertirse en importador neto.

En términos de eficiencia económica es a priori ventajosa la construcción de nuevas refinerías en lugar de ampliar las importaciones para abastecer la



demanda local. Una refinería local puede adquirir la materia prima a precios inferiores sin tener que incurrir en costos de transporte.

### **5.3.2 ANÁLISIS DEL PROCESAMIENTO DE CRUDO ECUATORIANO EN VENEZUELA**

El Presidente venezolano inició conversaciones en busca de petróleo crudo para procesarlo en su refinería de Curazao, la cual está subutilizada. La propuesta consiste en refinar el crudo Napo que producen el bloque 15 y los campos Edén-Yuturi y Limoncocha que operaba Occidental. Para ello había ofrecido cobrar el costo de producción por la refinación de petróleo. No hay que olvidar que Pdvsa es dueña de 25 refinerías, de las cuales 19 están fuera de Venezuela.

En Ecuador también está pendiente la licitación del mayor campo petrolero de crudo pesado, el eje Ishpingo Tambocoha Tiputini (ITT); para ello, Petroecuador pretendería realizar una alianza estratégica con una petrolera estatal como Pdvsa que tiene experiencia en la explotación de crudo pesado.

Venezuela propuso inicialmente refinar hasta 100.000 barriles de crudo ecuatoriano y suministrar esa producción con derivados en el mercado local. Además la creación de una empresa mixta para el desarrollo de operaciones downstream y para la ampliación y adecuación de las plantas refinadoras en el país. Así como apoyo administrativo y técnico.

El Gobierno afirmó que el ahorro anual para el país con la propuesta de Venezuela llegaría a USD 300 millones. Sin embargo nunca se dieron cifras oficiales al respecto.

Wilson Pástor, analista petrolero, afirma que el costo de refinación en Venezuela fluctúa entre 12 y 14 dólares el barril. Se debe añadir el costo de flete: cinco o seis dólares, además del costo mismo de la materia prima.<sup>53</sup>

El negocio consiste en obtener un menor precio en la refinación por parte de Pdvsa. Sin embargo, en Petroecuador existían dudas sobre cual sería el marco jurídico que se aplicaría para el pago de aranceles e impuestos de un producto que es ecuatoriano pero que se refinaría en otro país y que regresaría para el consumo local.

Finalmente, a partir del 1 de julio del 2006 estaba previsto establecer el convenio entre Pdvsa y Petroecuador para iniciar el procesamiento de 65.000 barriles diarios de crudo tipo Napo en el circuito de refinación venezolano.

El acuerdo consistía en que Pdvsa entregaría al Ecuador 45.000 barriles diarios en productos derivados discriminados de la siguiente manera: 23.000 b/d en diesel, 17.000 b/d en nafta y 5.000 b/d en gas licuado de petróleo (GLP).<sup>54</sup>

#### **5.4 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA NUEVA REFINERÍA**

Para poder justificar la construcción de una nueva refinería en el país se realizan simulaciones Monte Carlo a través del paquete informático Crystal Ball, que se describen a continuación:

---

<sup>53</sup> [www.elcomercio.com.ec](http://www.elcomercio.com.ec)

<sup>54</sup> [www.diariodenoticias.com.ec](http://www.diariodenoticias.com.ec)

### 5.4.1 SIMULACIÓN MONTE CARLO

La simulación (simulación de Monte Carlo) nos permite explorar un número alto de escenarios y condensar sus resultados en una gráfica o en un número o probabilidad de ocurrencia de un resultado.

Simulación significa imitar. Se va a imitar el comportamiento de un sistema a través de la manipulación de un modelo que representa una realidad. La simulación ha sido utilizada desde hace mucho tiempo, especialmente por los diseñadores; por ejemplo, se tiene la prueba de modelos a escala de aeroplanos en túneles de viento, modelos de represas, distribución en planta, etc. Con el surgimiento de la investigación operacional y con la disponibilidad de los computadores, esta técnica ha cobrado gran importancia.

Para poder realizar una Simulación Monte Carlo se debe tener en cuenta los siguientes términos:

- *Análisis de riesgo en proyectos de inversión:* trata de cómo identificar, analizar, e interpretar la *variabilidad* esperada de los resultados.
- *Riesgo:* Los supuestos de proyección se basan en probabilidades de ocurrencias que se pueden estimar.
- *Incertidumbre:* Enfrenta una serie de eventos futuros a los que es imposible asignar una probabilidad.
- La *probabilidad* de un evento se define como la posibilidad de que ocurra.
- *Distribución de probabilidad:* Listado de todos los resultados posibles en los cuales se asigna una posibilidad de ocurrencia.

### **5.4.1.1 Método de Simulación Monte Carlo**

Para poder realizar una simulación Monte Carlo se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Preparar un modelo de proyección de los resultados.
- Determinar las variables que se van a simular, las más críticas, por ejemplo.
- Determinar las distribuciones de probabilidad de las variables que se van a simular.
- Establecer las correlaciones entre las variables.
- Calcular el número de simulaciones por realizar con base en estimaciones de error aceptable y confiabilidad.
- Correr las simulaciones. Cada corrida es un escenario posible y consistente basado en los supuestos establecidos en el modelo. Con esto se obtiene una distribución de probabilidad del resultado.
- Analizar estadísticamente los resultados. Por ejemplo valor esperado, varianza, probabilidad de que el resultado asuma ciertos valores, histograma o gráfica de la distribución de probabilidad, coeficientes de variación, medición de pérdidas o ganancias esperadas, etc.

La exactitud de los resultados obtenidos será mayor cuanto:

- Cuando mayor sea la similitud de los datos utilizados con la variable que se pretenda pronosticar.
- Cuando mayor sea la muestra de los datos.
- Cuando menor sea la variación de los valores en los datos utilizados.
- Cuando más breve sea el período de extrapolación de los datos básicos.

### 5.4.2 CRYSTAL BALL<sup>55</sup>

Crystal Ball es un paquete estadístico de fácil uso, que esta orientado al pronóstico y análisis de riesgo en base a la incertidumbre para la toma de decisiones.

A través de la simulación Cristal Ball puede convertirse en una herramienta efectiva que puede responder preguntas tales como:

¿Cuáles son las posibilidades de que un proyecto culmine en el tiempo planificado?

¿Cuán rentable puede ser un proyecto?

¿Cuál es la probabilidad de éxito o fracaso de un proyecto?

Cristal Ball permite obtener un mayor nivel de confiabilidad, eficiencia y exactitud en la toma de decisiones.<sup>56</sup> Cristal Ball a través de la una técnica conocida como Simulación Monte Carlo pronostica un rango de posibles resultados para una situación dada, es decir; muestra niveles de confianza y muestra la probabilidad de riesgo para cualquier caso en particular.

Cristal Ball ayuda a tomar las mejores decisiones bajo condiciones de incertidumbre ya que es una herramienta analítica fácil de aprender y fácil de usar que ayuda a ejecutivos, analistas, científicos y a personas que necesiten tomar decisiones ahora que influyen en el largo plazo y así disminuir el riesgo en sus proyectos.

El procedimiento necesario para poder utilizar el paquete Crystal Ball consiste en lo siguiente:

---

<sup>55</sup> Anexo 16

<sup>56</sup> <http://www.crystalball.com>

1. Construir un modelo que refleje un escenario de incertidumbre.
2. Correr una simulación
3. Analizar los resultados

Crystal Ball incluye distintas áreas de información:

- Estadística Descriptiva
- Cuadro de Pronósticos
- Nivel de Certeza
- Cuadro de tendencia.
- Cuadro de sensibilidad.

#### **5.4.3 MODELIZACIÓN MONTE CARLO**

Para proceder a realizar la Simulación Monte Carlo se procede a analizar los supuestos del modelo y se define la variable de predicción (Forecast).

Se van a analizar dos escenarios de simulación: el primero se realiza en base a tener una nueva refinería con tecnología similar a la de la refinería Esmeraldas, y el segundo es con una tecnología altamente sofisticada como es el caso de la refinación por ultrasonido.

Los supuestos de Precios y Proyección de Ventas son iguales para las dos simulaciones; la diferencia entre las dos simulaciones va a ser en los supuestos de Costos ya que con una refinería de tecnología altamente sofisticada como es el caso de la refinación por ultrasonido se toma el supuesto de que los costos se reducen en un 20%.

### 5.4.3.1 Supuestos para las dos Simulaciones Monte Carlo

#### 5.4.3.1.1 Supuesto de Precios

Los precios en el tiempo de los derivados de petróleo se han mantenido constantes a partir de la dolarización por lo tanto se ha considerado una distribución uniforme<sup>57</sup> para cada uno de los derivados en el modelo.

**Cuadro 5.6**

PRECIO DE VENTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO 2000- 2005							
Dólares/galón							
	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
En el Mercado Local	1,31	1,68	0,9	0,9	0,69	0,22	1,14
Exportación	1,60	1,74	1,62	1,62	0,84	-	1,29

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico

Elaboración: Las autoras

#### 5.4.3.1.2 Supuesto de Cantidades

Las cantidades corresponden a las ventas registradas a partir del año 1973, cuando se inicia la industrialización de derivados por parte de Petroecuador hasta el año 2005<sup>58</sup>, con estos datos se realiza una proyección en el mismo programa Cristal Ball con la herramienta CB PREDICTOR considerando que los datos son series de tiempo.

---

<sup>57</sup> Cuando una variable aleatoria asume cualquier valor en una escala continua entre dos puntos, de tal forma que ningún valor sea más probable que otro, entonces las probabilidades asociadas con la variable aleatoria se pueden describir mediante la DISTRIBUCIÓN UNIFORME.

<sup>58</sup> Ver Anexo No 17

La herramienta CB PREDICTOR lo que hace es proyectar la demanda de los diversos combustibles tomando en cuenta el mejor modelo que se ajusta a los datos; en este caso el modelo utilizado es un Double Exponential Smoothing o más conocido como el pronóstico de Holt, este modelo consiste en realizar un suavizamiento de las fluctuaciones aleatorias causadas por los componentes irregulares de las series de tiempo. Los algoritmos de suavización exponencial utilizan promedios ponderados de los valores históricos de una serie de tiempo con el propósito de realizar predicciones de una variable. Este método posee dos parámetros ya que suaviza tendencia y pendiente utilizando dos factores de suavización diferentes.<sup>59</sup>

La forma recurrente de este modelo de suavización viene dado por:

$$L_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = \beta(L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}$$

Se debe tomar en cuenta que:  $0 < \alpha < 1$

$$0 < \beta < 1$$

Donde:

$L_t$  = Estimación del nivel de la serie Y, para el periodo  $t+1$

$T_t$  = Estimación de la pendiente de Y, para el periodo  $t+1$

$\alpha$  = Coeficiente de suavización

$\beta$  = Constante de suavización de la tendencia

Si  $\alpha$  tiende a 1 existe un mayor peso en la observación presente, ajuste sustancial de error de pronóstico, existe mayor fluctuación. En cambio si  $\alpha$

---

<sup>59</sup> Eonometría II, J. Ramoni Perrazi



tiende a cero existe un mayor peso a la observación pasada ya que el pronóstico es similar al anterior, existe menor fluctuación.

Por otro lado,  $\beta$  dependerá de los cambios que se produzcan en la dirección de la variable, si estos cambios se comportan de una manera suavizada la pendiente deberá ser mayor, en caso contrario tenderá a cero.

El pronóstico para h períodos viene dado por:

$$\hat{Y}_{t+h} = L_t + hT_t \quad h = 1,2,3\dots$$

Entonces de acuerdo con los resultados obtenidos mediante el Crystal Ball las ecuaciones del modelo de pronóstico para los diferentes derivados de petróleo vienen dadas de la siguiente manera:

Para la gasolina extra :

$$L_t = 0.999Y_t + 0.001(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.755(L_t - L_{t-1}) + 0.245T_{t-1}$$

Para la gasolina súper:

$$L_t = 0.849Y_t + 0.151(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.163(L_t - L_{t-1}) + 0.837T_{t-1}$$

Para el diesel 1:

$$L_t = 0.999Y_t + 0.001(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.001(L_t - L_{t-1}) + 0.999T_{t-1}$$

Para el diesel 2:

$$L_t = 0.999Y_t + 0.001(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.086(L_t - L_{t-1}) + 0.914T_{t-1}$$

Para el Fuel Oil:

$$L_t = 0.999Y_t + 0.001(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.026(L_t - L_{t-1}) + 0.974T_{t-1}$$

Para el GLP:

$$L_t = 0.812Y_t + 0.188(L_{t-1} + T_{t-1})$$

$$T_t = 0.53(L_t - L_{t-1}) + 0.47T_{t-1}$$

Los resultados de pronóstico obtenidos para los años 2006 hasta el año 2025, a través de las ecuaciones descritas para cada derivado de petróleo vienen dadas de acuerdo con el Cuadro 5.7.

**Cuadro 5.7**

PROYECCIÓN DE VENTAS DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DE PETRÓLEO							
Años 2006- 2025 (Galones)							
AÑO	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
2006	477.394.776	134.444.438	11.923.991	909.783.809	438.182.227	454.237.177	218.336.978
2007	494.787.193	144.156.526	11.935.632	939.721.272	443.730.558	482.183.176	226.486.292
2008	512.179.609	153.868.614	11.947.274	969.658.736	449.278.890	510.129.175	234.635.607
2009	529.572.026	163.580.702	11.958.915	999.596.199	454.827.221	538.075.173	242.784.921
2010	546.964.443	173.292.790	11.970.557	1.029.533.662	460.375.552	566.021.172	250.934.236
2011	564.356.860	183.004.877	11.982.198	1.059.471.125	465.923.884	593.967.171	259.083.550
2012	581.749.276	192.716.965	11.993.839	1.089.408.589	471.472.215	621.913.170	267.232.865
2013	599.141.693	202.429.053	12.005.481	1.119.346.052	477.020.546	649.859.169	275.382.179
2014	616.534.110	212.141.141	12.017.122	1.149.283.515	482.568.877	677.805.168	283.531.494
2015	633.926.526	221.853.229	12.028.763	1.179.220.978	488.117.209	705.751.167	291.680.809
2016	651.318.943	231.565.317	12.040.405	1.209.158.442	493.665.540	733.697.165	299.830.123
2017	668.711.360	241.277.405	12.052.046	1.239.095.905	499.213.871	761.643.164	307.979.438
2018	686.103.776	250.989.493	12.063.688	1.269.033.368	504.762.203	789.589.163	316.128.752
2019	703.496.193	260.701.581	12.075.329	1.298.970.831	510.310.534	817.535.162	324.278.067
2020	720.888.610	270.413.669	12.086.970	1.328.908.295	515.858.865	845.481.161	332.427.381
2021	738.281.026	280.125.757	12.098.612	1.358.845.758	521.407.196	873.427.160	340.576.696
2022	755.673.443	289.837.845	12.110.253	1.388.783.221	526.955.528	901.373.159	348.726.010
2023	773.065.860	299.549.933	12.121.895	1.418.720.684	532.503.859	929.319.157	356.875.325
2024	790.458.276	309.262.021	12.133.536	1.448.658.148	538.052.190	957.265.156	365.024.639
2025	807.850.693	318.974.109	12.145.177	1.478.595.611	543.600.522	985.211.155	373.173.954

Fuente: Datos Obtenidos a través del Crystal Ball

Elaboración: Las Autoras

Adicionalmente, como las ventas pronosticadas forman parte de los supuestos de la Simulación Monte Carlo y se supone que éstas siguen una distribución normal, la media y la desviación estándar de cada uno de los derivados de petróleo desde el año 2006 hasta el 2025 vienen dadas por el Cuadro 5.8.

**Cuadro 5.8**  
**Media y Desviación Estándar de la Proyección de Ventas**

	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
<b>Media</b>	642.622.735	226.709.273	12.034.584	1.194.189.710	490.891.374	719.724.166	295.755.466
<b>Desviación Estándar</b>	102.894.925	57.457.487	68.871	177.112.421	32.824.371	165.330.759	48.211.995

Fuente: Datos Obtenidos del Cuadro 5.7

Elaboración: Las Autoras

#### **5.4.3.2 PRIMER ESCENARIO: Nueva Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas**

##### *5.4.3.2.1 Supuesto de Costos*

Los costos de producción de los principales derivados de petróleo han aumentado levemente en los últimos años, por lo cual se ha tomado como costo base para la nueva refinería el costo promedio de los derivados, tal como se indica en el cuadro 5.9.

**Cuadro 5.9**

Costos de Producción de los Principales Derivados de Petróleo							
Dólares/galón							
	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
Costo Promedio (1997-2005)	0,73	0,77	0,68	0,67	0,62	0,95	1,14

Fuente: Departamento de Contabilidad Petroindustrial

Elaboración: Las Autoras

#### 5.4.3.2.2 Forecast (Utilidad Promedio)

Una vez que se han definido los supuestos del modelo se procede a definir la variable a ser pronosticada que en este caso es la utilidad neta promedio anual obtenida por la venta interna de los derivados de petróleo durante el periodo 2006-2025.

La Utilidad Neta Promedio Anual dentro de la simulación Monte Carlo constituye la variable de predicción y se la define como:

(+) Ingresos por Venta de Derivados en el Mercado Interno	
(+) Ingresos por Exportaciones de Derivados	
(-) Costos de Producción de Derivados	
<b>(=) Utilidad Bruta en Ventas</b>	
(-) Amortización	
<b>(=) Utilidad del Ejercicio</b>	
(-) 15% Participación Trabajadores	
<b>(=) Utilidad Antes de Impuestos</b>	
(-) 25% Impuestos	
<b>(=) Utilidad Neta</b>	

Donde el valor de la amortización anual de la nueva refinería viene dado por:

$$AmortizaciónAnual = \frac{\{ValorInicial\}}{VidaUtil} = \frac{3.600.000.000}{20} = 180.000.000$$

Entonces la Utilidad Neta Promedio Anual viene dada por:

$$UtilidadNeta\ PromedioAnual = \frac{\sum [UtilidaNeta]_{derivados}}{NoAños\ Pr oyectados}$$

El valor Forecast obtenido es de 808.589.036 millones; tal como se detalla en el cuadro 5.10.

### Cuadro 5.10

#### Utilidades Netas Anuales de la Refinería con Similar Tecnología

<b>Años</b>	<b>Utilidades Netas</b>
2006	1.110.909.963
2007	1.085.989.787
2008	1.061.069.612
2009	1.036.149.436
2010	1.011.229.260
2011	986.309.084
2012	961.388.909
2013	936.931.047
2014	912.712.669
2015	888.494.291
2016	648.206.935
2017	630.043.151
2018	619.627.828
2019	615.287.134
2020	614.025.380
2021	612.910.668
2022	611.795.957
2023	610.681.245
2024	609.566.533
2025	608.451.822
<b>Utilidad Neta Promedio Anual</b>	<b>808.589.036</b>

Fuente: Cuadro 5.15 (Flujo de Caja)

Elaboración: Las Autoras

Cabe recalcar que la nueva refinería a partir del año 2016 comenzaría a realizar el pago de impuestos de acuerdo con la Ley de Beneficios Tributarios para Nuevas Inversiones Productivas, Generación de Empleo y Prestación de Servicios.<sup>60</sup>

#### *5.4.3.2.3 Análisis de la Simulación Monte Carlo*

Una vez que se tiene los supuestos y la variable de pronóstico definidos, se procede a realizar la Simulación Monte Carlo, los resultados obtenidos a través del paquete Crystal Ball fueron los siguientes:

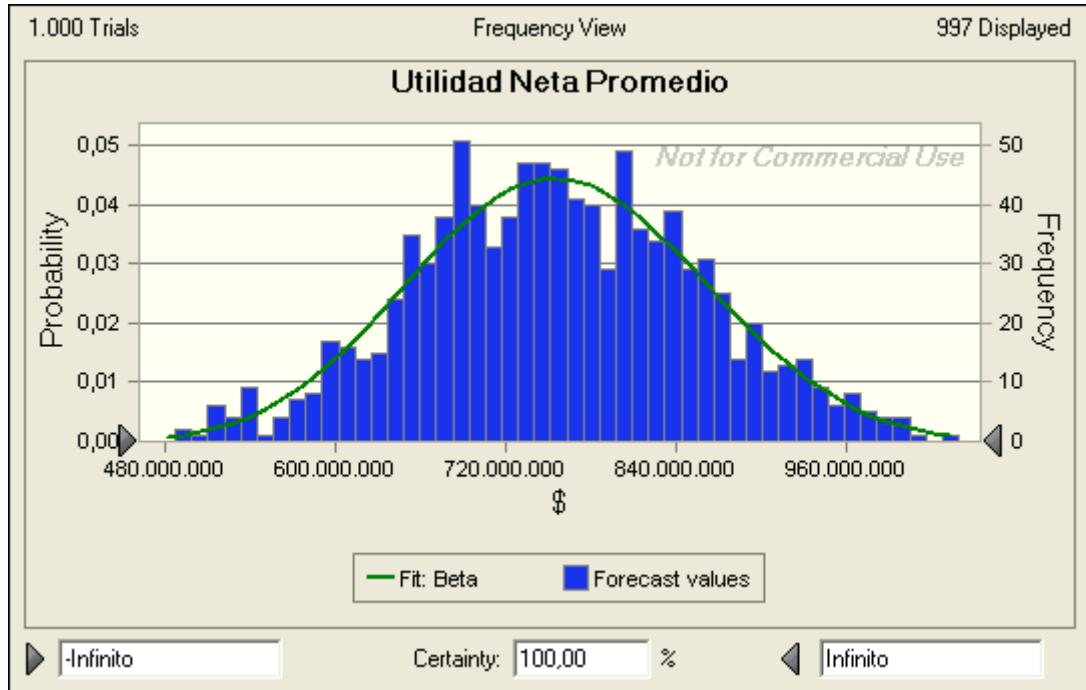
De acuerdo con el Gráfico 5.2 se puede observar el horizonte de las posibles utilidades que se podrían obtener con una nueva refinería con tecnología tradicional. Adicionalmente se puede observar que las utilidades siguen una distribución normal y oscilan entre los 480 y 960 millones de dólares.

---

<sup>60</sup> LEY DE BENEFICIOS TRIBUTARIOS PARA NUEVAS INVERSIONES PRODUCTIVAS, GENERACIÓN DE EMPLEO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS, Ley No. 2005-20 publicada en el Registro Oficial No. 148, el viernes 18 de noviembre del 2005. Art. 1.- Establécese los beneficios tributarios temporales y focalizados que se determinan en esta Ley, a las nuevas inversiones que se realicen en el país, destinadas exclusivamente a las siguientes actividades productivas:...La refinación e industrialización de hidrocarburos y la producción de bienes de la petroquímica, cuyo proceso industrial demanda tecnología de avanzada. Excluyese las actividades relativas a exploración, explotación y extracción de petróleo...

**Gráfico 5.2**

**Utilidades Netas Refinería con Similar Tecnología (probabilidad del 100%)**



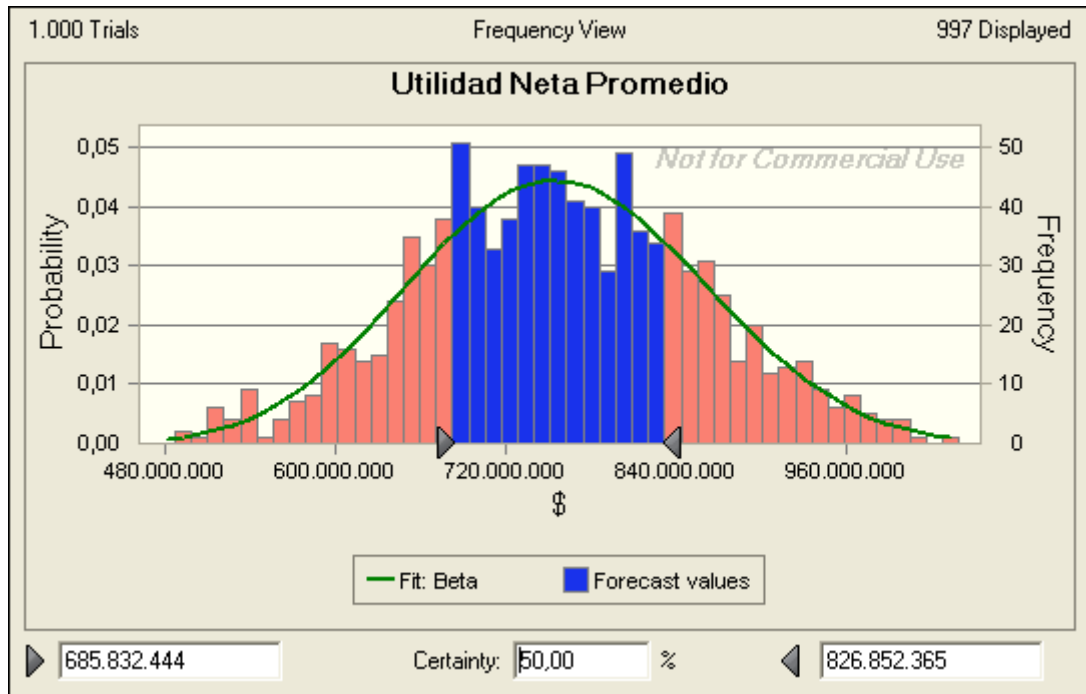
FUENTE: Datos Obtenidos del Cristal Ball

Elaborado por: Las Autoras

En el gráfico 5.3 se puede ver que existe una probabilidad del 50% de obtener utilidades que varían entre los \$ 685.832.444 y \$ 826.852.365 millones de dólares; con una inversión de 3600 millones en la construcción de una nueva refinería con tecnología similar a la de la Refinería Esmeraldas.

**Grafico 5.3**

**Utilidades Netas Refinería con Similar Tecnología (probabilidad del 50%)**



Fuente: Datos Obtenidos del Crystal Ball

Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

**5.4.3.3 SEGUNDO ESCENARIO: Refinería con Tecnología Moderna “Ultrasonido”**

*5.4.3.3.1 Antecedentes*

Las refinerías requieren modernizar sus equipos para reducir los costos de producción y reducir los impactos ambientales que están causando; en resumen deben incrementar su productividad.



#### 5.4.3.3.2 Supuestos de Costos

Como se mencionó anteriormente los supuestos de precios y de cantidades son los mismos que para la simulación del Primer Escenario.

Se consideró una media de los costos con una reducción del 20%, considerando que una refinería de estas características reduce costos entre el 10% y el 50% con relación a las Refinerías actuales. Se utilizó una distribución uniforme suponiendo costos constantes en el tiempo.

**Cuadro 5.11**

Costos de Producción de los Principales Derivados de Petróleo con una reducción del 20%							
Dólares/galón							
	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
Costo Promedio (1997-2005)	0,58	0,62	0,54	0,54	0,50	0,76	0,91

Fuente: Departamento de Contabilidad Petroindustrial

Elaboración: Las Autoras

#### 5.4.3.3.3 Forecast (Utilidad Neta Promedio)

La Utilidad Neta Promedio Anual dentro de la simulación Monte Carlo constituye la variable de predicción y viene definida igual que en el escenario anterior, la diferencia que se tiene está en los ingresos recibidos por exportaciones y en la amortización anual.

De acuerdo al Cuadro 5.12 se puede observar que con una nueva refinería se podrían obtener 96.739.267 millones de barriles de derivados; por otro lado,

tomando en cuenta que una refinería con tecnología de ultrasonido puede producir 7 galones adicionales de derivados por barril; es decir 0,167 barriles adicionales, la producción promedio anual de derivados para una refinería con tecnología de ultrasonido viene dada por:

**Cuadro 5.12**  
**Capacidad de Producción Refinería Ultrasonido**

Producción Promedio en las Refinerías del País 2000-2005			Producción promedio Nueva Refinería	
	Barriles por día	Barriles Anuales	Barriles por día	Barriles Anuales
Capacidad Instalada	177.000	64.605.000	300.000	109.500.000
Carga a Refinerías en barriles <b>(a)</b>	154.798	57.083.456	264.000	96.360.000
% de Utilización de las Refinerías		88%		88%
Producción Promedio Anual de Derivados en barriles <b>(b)</b>		<b>57.308.133</b>		
% de Diferencia Producto del Proceso de Refinación <b>(c)</b>		0,4%		0,4%
Obtención de la Producción Promedio Anual de Derivados <b>(d)</b>		<b>57.308.133</b>		<b>96.739.267</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(e)</b>		<b>2.406.941.579</b>		<b>4.063.049.206</b>
Porcentaje de Producción Adicional producto de la refinación de Ultrasonido <b>(f)</b>				<b>0,167</b>
Producción Adicional obtenida por la refinación de Ultrasonido <b>(g)</b>				<b>677.174.868</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(h)</b>				<b>4.740.224.073</b>
<p><b>(a) (b)</b> La Producción Promedio Anual de Derivados es mayor que la carga de barriles que se destinan para procesar a las refinerías ya que al refinar se obtiene cierta cantidad de residuo que también se destina a la venta en el mercado interno.</p> <p><b>(c)</b> = (b)/(a) – 1 Constituye el porcentaje de diferencia existente entre la carga a refinerías y la producción promedio anual de derivados.</p> <p><b>(d)</b> = (a) + [(a)*(c)]</p> <p><b>(e)</b> = (d)*42</p> <p><b>(f)</b> = 7/42</p> <p><b>(g)</b> = (e)*(f)</p> <p><b>(h)</b> = (g) + (e)</p>				

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera – [www.Sulpho.com](http://www.Sulpho.com)

Elaboración: Las Autoras

Entonces, la producción promedio anual de derivados de petróleo se resume de acuerdo al cuadro 5.13

**Cuadro 5.13**

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE DERIVADOS							
Años 2006- 2025 (Galones)							
	Extra	Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo según la REE <b>(a)</b>	12,84%	9,22%	0,68%	22,83%	8,63%	4,10%	41,70%
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo para la nueva refinería <b>(b)</b>	17,33%	12,45%	0,92%	30,82%	11,65%	5,54%	21,30%
Producción Promedio Anual de derivados en galones <b>(c)</b>	821.670.441	590.015.690	43.615.257	1.460.960.760	552.259.806	262.371.402	1.009.430.716
<b>(a)</b> Tomado del Cuadro 3.3							
<b>(b)</b> = ( (a)*0,35 ) + (a)							
<b>(c)</b> = 4740,224,073 * (b)							

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

Se consideró que la inversión de una Refinería Moderna con Ultrasonido costaría \$7.200 millones de dólares que es doble de una Refinería con Tecnología similar a la de la Refinería Esmeraldas y el número de años proyectados es igual a 20 años según el análisis realizado; por lo tanto, la amortización viene dada por:

$$AmortizacionAnual = \frac{\{ValorInicial\}}{VidaUtil} = \frac{7.200.000.000}{20} = 360.000.000$$

Entonces, como el valor a ser pronosticado es la Utilidad Neta Promedio de los años 2006-2025; el valor Forecast obtenido es de \$1.510.258.695 millones de dólares para una refinería con tecnología moderna; tal como se detalla en el cuadro 5.14.

**Cuadro 5.14**

**Utilidades Netas de la Refinería con Tecnología Moderna**

<b>Años</b>	<b>Utilidades Netas</b>
2006	1.944.486.191
2007	1.919.566.015
2008	1.894.645.840
2009	1.869.725.664
2010	1.844.805.488
2011	1.819.885.312
2012	1.794.965.137
2013	1.770.044.961
2014	1.745.124.785
2015	1.720.204.609
2016	1.271.463.325
2017	1.252.773.193
2018	1.234.083.062
2019	1.215.392.930
2020	1.196.702.798
2021	1.178.012.666
2022	1.159.322.534
2023	1.140.632.403
2024	1.121.942.271
2025	1.111.394.716
<b>Utilidad Neta Promedio Anual</b>	<b>1.510.258.695</b>

Fuente: Cuadro 5.16 (Flujo de Caja)

Elaboración: Las Autoras

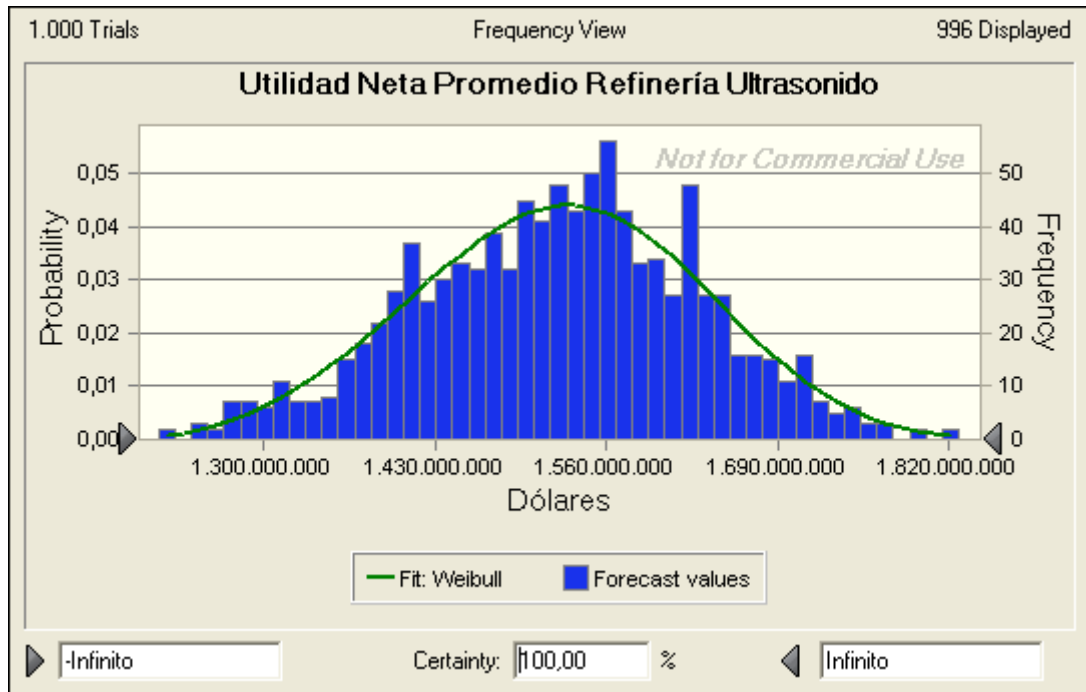
*5.4.3.3.4 Análisis de la Simulación Monte Carlo*

El gráfico 5.4 permite observar valores de utilidad neta considerablemente altos con respecto al primer escenario; adicionalmente, se muestra las utilidades que podría llegar a tener la Refinería con Tecnología de Ultrasonido

durante los 20 años de vida útil, a través de una distribución normal que oscilan entre los 1.300 y 1.820 millones de dólares.

**Gráfico 5.4**

**Utilidades Netas con Tecnología Moderna (probabilidad del 100%)**



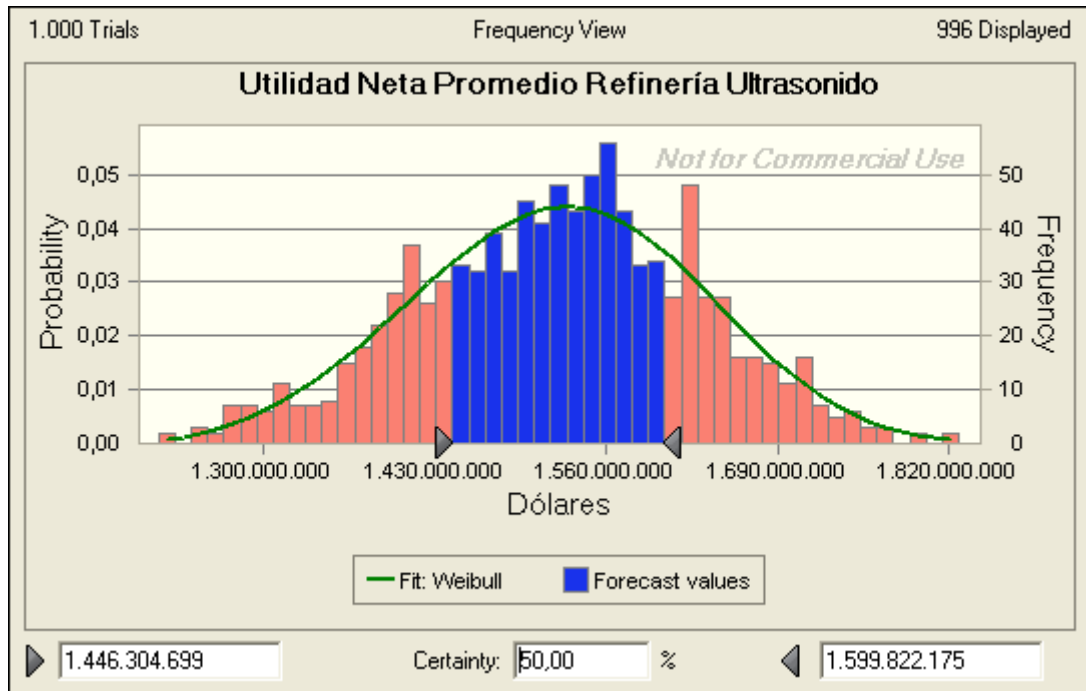
Fuente: Datos Obtenidos del Crystal Ball

Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

A través del gráfico 5.5 se puede observar que existe un 50% de probabilidad de obtener ganancias que oscilan entre \$1.446.304.699 y \$1.599.822.175 millones de dólares; por lo tanto, se puede considerar que una Refinería con Tecnología Moderna tiene mayores ingresos con respecto a las refinerías tradicionales a pesar de requerir de una fuerte inversión.

## Gráfico 5.5

### Utilidades con Tecnología Moderna (probabilidad del 50%)



Fuente: Datos Obtenidos del Cristal Ball

Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

## 5.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Para determinar cuán viable sería la construcción de una nueva refinería en el país considerando los dos escenarios anteriormente descritos, es necesario analizar la rentabilidad del proyecto; para lo cual se debe considerar los Flujos de Caja, VAN y la TIR de los proyectos:

## 5.5.1 FLUJOS DE CAJA

### ***Primer Escenario***

El flujo de caja proyectado para la nueva refinería se realiza desde el 2006 hasta el año 2025 en base a los datos del primer escenario de la simulación Monte Carlo (Anexo 17), se ha considerado que los impuestos a pagar se realicen luego de 10 años de implementación de la refinería según lo establecido en la Ley de Beneficios Tributarios para Nuevas Inversiones productivas, Generación de empleo y Prestación de Servicios<sup>61</sup> en la que dice que toda inversión que se realice en el país sea exenta del pago de Impuesto a la Renta durante los primeros 10 años de operación.

Los flujos de caja obtenidos para los años 2006-2025 se muestran en el cuadro 5.15.

---

<sup>61</sup> LEY DE BENEFICIOS TRIBUTARIOS PARA NUEVAS INVERSIONES PRODUCTIVAS, GENERACIÓN DE EMPLEO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS. Ley No. 2005-20; publicada en el Registro Oficial No. 148, el 18 de noviembre del 2005. Art. 1.- Establécese los beneficios tributarios temporales y focalizados que se determinan en esta Ley, a las nuevas inversiones que se realicen en el país, destinadas exclusivamente a las siguientes actividades productivas: ...La refinación e industrialización de hidrocarburos y la producción de bienes de la petroquímica, cuyo proceso industrial demanda tecnología de avanzada. Excluyese las actividades relativas a exploración, explotación y extracción de petróleo...

**Cuadro 5.15**

**Flujo de Caja Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas**

FLUJO DE CAJA								
Años 2006- 2025 (Dólares)								
AÑO	Utilidad Bruta en Ventas	(-) Amortización	(=) Utilidad del Ejercicio	(-) 15% Participación Laboral	(=) Utilidad Antes de Impuestos	(-) 25% Impuestos *	(=) Utilidad Neta	Flujo de Caja
<b>Inversión Inicial</b>								-3.600.000.000
<b>2006</b>	1.486.952.898	180.000.000	1.306.952.898	196.042.935	1.110.909.963	-	1.110.909.963	1.290.909.963
<b>2007</b>	1.457.635.044	180.000.000	1.277.635.044	191.645.257	1.085.989.787	-	1.085.989.787	1.265.989.787
<b>2008</b>	1.428.317.190	180.000.000	1.248.317.190	187.247.579	1.061.069.612	-	1.061.069.612	1.241.069.612
<b>2009</b>	1.398.999.336	180.000.000	1.218.999.336	182.849.900	1.036.149.436	-	1.036.149.436	1.216.149.436
<b>2010</b>	1.369.681.483	180.000.000	1.189.681.483	178.452.222	1.011.229.260	-	1.011.229.260	1.191.229.260
<b>2011</b>	1.340.363.629	180.000.000	1.160.363.629	174.054.544	986.309.084	-	986.309.084	1.166.309.084
<b>2012</b>	1.311.045.775	180.000.000	1.131.045.775	169.656.866	961.388.909	-	961.388.909	1.141.388.909
<b>2013</b>	1.282.271.820	180.000.000	1.102.271.820	165.340.773	936.931.047	-	936.931.047	1.116.931.047
<b>2014</b>	1.253.779.610	180.000.000	1.073.779.610	161.066.942	912.712.669	-	912.712.669	1.092.712.669
<b>2015</b>	1.225.287.401	180.000.000	1.045.287.401	156.793.110	888.494.291	-	888.494.291	1.068.494.291
<b>2016</b>	1.196.795.192	180.000.000	1.016.795.192	152.519.279	864.275.913	216.068.978	648.206.935	828.206.935
<b>2017</b>	1.168.302.983	180.000.000	988.302.983	148.245.447	840.057.535	210.014.384	630.043.151	810.043.151
<b>2018</b>	1.151.965.220	180.000.000	971.965.220	145.794.783	826.170.437	206.542.609	619.627.828	799.627.828
<b>2019</b>	1.145.156.288	180.000.000	965.156.288	144.773.443	820.382.845	205.095.711	615.287.134	795.287.134
<b>2020</b>	1.143.177.066	180.000.000	963.177.066	144.476.560	818.700.506	204.675.127	614.025.380	794.025.380
<b>2021</b>	1.141.428.499	180.000.000	961.428.499	144.214.275	817.214.224	204.303.556	612.910.668	792.910.668
<b>2022</b>	1.139.679.932	180.000.000	959.679.932	143.951.990	815.727.942	203.931.986	611.795.957	791.795.957
<b>2023</b>	1.137.931.364	180.000.000	957.931.364	143.689.705	814.241.660	203.560.415	610.681.245	790.681.245
<b>2024</b>	1.136.182.797	180.000.000	956.182.797	143.427.420	812.755.378	203.188.844	609.566.533	789.566.533
<b>2025</b>	1.134.434.230	180.000.000	954.434.230	143.165.134	811.269.095	202.817.274	608.451.822	788.451.822

Fuente: Anexo 17  
Elaboración: Las Autoras



## **Segundo Escenario**

El flujo de caja proyectado para la nueva refinería con tecnología de Ultrasonido se realiza desde el 2006 hasta el 2025 en base a los datos del segundo escenario de la simulación Monte Carlo (Anexo 18), se ha considerado que los impuestos a pagar se realicen luego de 10 años<sup>62</sup>. Los flujos de caja obtenidos para los años 2006-2025 se muestran en el Cuadro 5.16.

### **5.5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

Consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar la nueva refinería, descontados a una tasa de descuento, y compararlos con el importe inicial de la inversión.

La formula para calcular el VAN viene definida por:

$$VAN = -A + \frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n}$$

Siendo:

A: desembolso inicial (3.600 millones de dólares)

FCn: Flujos de caja (Cuadros 5.15 y 5.16 )

n: número de años (20 años)

---

<sup>62</sup> LEY DE BENEFICIOS TRIBUTARIOS PARA NUEVAS INVERSIONES PRODUCTIVAS, GENERACIÓN DE EMPLEO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS. Ley No. 2005-20; publicada en el Registro Oficial No. 148, el 18 de noviembre del 2005. Art. 1.- Establécese los beneficios tributarios temporales y focalizados que se determinan en esta Ley, a las nuevas inversiones que se realicen en el país, destinadas exclusivamente a las siguientes actividades productivas: ...La refinación e industrialización de hidrocarburos y la producción de bienes de la petroquímica, cuyo proceso industrial demanda tecnología de avanzada. Excluyese las actividades relativas a exploración, explotación y extracción de petróleo...

r: tasa de descuento (19,91%)

$1/(1+r)^n$ : factor de descuento

Para calcular la tasa de descuento r se utiliza la siguiente fórmula:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_p$$

Donde:

$r_f$  es la tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo escogida es la tasa de los bonos americanos a 30 años por la característica de riesgo que tiene este instrumento (inversión segura); por lo tanto  $r = 4,91$ .<sup>63</sup>

$\beta$  es el coeficiente Beta que representa el coeficiente de riesgo sistemático, que fue tomado de una de las empresas más importantes a nivel mundial en materia de refinación de petróleo como lo es la empresa Valero Energy Corp; cuyo valor  $\beta = 0,75$ <sup>64</sup>

$(r_m - r_f)$  constituye la prima de riesgo de mercado, que es la del mercado de los Estados Unidos por cuanto el rendimiento del mercado en el Ecuador no fue posible utilizarlo debido a la poca representatividad que tiene su mercado de valores. Entonces  $(r_m - r_f)$  es igual al 8%.

$r_p$  Es el índice del Riesgo País, el costo de capital de una empresa en economías emergentes, trata de relacionar la exposición que tienen las

---

<sup>63</sup> [www.yahoofinance.com](http://www.yahoofinance.com)

<sup>64</sup> [www.yahoofinance.com](http://www.yahoofinance.com)

empresas al riesgo país. El índice de riesgo mide el grado de riesgo que supone un país para las inversiones extranjeras. El  $r_p$  es de 9%<sup>65</sup>

Por lo tanto de acuerdo a la fórmula de la tasa de descuento se tiene que:

$$r = 0,0491 + 0,75(0,08) + 0,09$$

$$r = 0,1991 \approx \mathbf{19,91\%}$$

---

<sup>65</sup> [www.yahoofinance/JpMorgan/](http://www.yahoofinance/JpMorgan/)

**Cuadro 5.16**

**Flujo de Caja de la Refinería con Tecnología Moderna “Ultrasonido”**

FLUJO DE CAJA								
Años 2006- 2025 (Dólares)								
AÑO	Utilidad Bruta en Ventas	(-) Amortización	(=) Utilidad del Ejercicio	(-) 15% Participación Laboral	(=) Utilidad Antes de Impuestos	(-) 25% Impuestos *	(=) Utilidad Neta	Flujo de Caja
<b>Inversión Inicial</b>								-7.200.000.000
<b>2006</b>	2.647.630.813	360.000.000	2.287.630.813	343.144.622	1.944.486.191	-	1.944.486.191	2.304.486.191
<b>2007</b>	2.618.312.959	360.000.000	2.258.312.959	338.746.944	1.919.566.015	-	1.919.566.015	2.279.566.015
<b>2008</b>	2.588.995.105	360.000.000	2.228.995.105	334.349.266	1.894.645.840	-	1.894.645.840	2.254.645.840
<b>2009</b>	2.559.677.252	360.000.000	2.199.677.252	329.951.588	1.869.725.664	-	1.869.725.664	2.229.725.664
<b>2010</b>	2.530.359.398	360.000.000	2.170.359.398	325.553.910	1.844.805.488	-	1.844.805.488	2.204.805.488
<b>2011</b>	2.501.041.544	360.000.000	2.141.041.544	321.156.232	1.819.885.312	-	1.819.885.312	2.179.885.312
<b>2012</b>	2.471.723.690	360.000.000	2.111.723.690	316.758.554	1.794.965.137	-	1.794.965.137	2.154.965.137
<b>2013</b>	2.442.405.836	360.000.000	2.082.405.836	312.360.875	1.770.044.961	-	1.770.044.961	2.130.044.961
<b>2014</b>	2.413.087.982	360.000.000	2.053.087.982	307.963.197	1.745.124.785	-	1.745.124.785	2.105.124.785
<b>2015</b>	2.383.770.129	360.000.000	2.023.770.129	303.565.519	1.720.204.609	-	1.720.204.609	2.080.204.609
<b>2016</b>	2.354.452.275	360.000.000	1.994.452.275	299.167.841	1.695.284.434	423.821.108	1.271.463.325	1.631.463.325
<b>2017</b>	2.325.134.421	360.000.000	1.965.134.421	294.770.163	1.670.364.258	417.591.064	1.252.773.193	1.612.773.193
<b>2018</b>	2.295.816.567	360.000.000	1.935.816.567	290.372.485	1.645.444.082	411.361.021	1.234.083.062	1.594.083.062
<b>2019</b>	2.266.498.713	360.000.000	1.906.498.713	285.974.807	1.620.523.906	405.130.977	1.215.392.930	1.575.392.930
<b>2020</b>	2.237.180.860	360.000.000	1.877.180.860	281.577.129	1.595.603.731	398.900.933	1.196.702.798	1.556.702.798
<b>2021</b>	2.207.863.006	360.000.000	1.847.863.006	277.179.451	1.570.683.555	392.670.889	1.178.012.666	1.538.012.666
<b>2022</b>	2.178.545.152	360.000.000	1.818.545.152	272.781.773	1.545.763.379	386.440.845	1.159.322.534	1.519.322.534
<b>2023</b>	2.149.227.298	360.000.000	1.789.227.298	268.384.095	1.520.843.203	380.210.801	1.140.632.403	1.500.632.403
<b>2024</b>	2.119.909.444	360.000.000	1.759.909.444	263.986.417	1.495.923.028	373.980.757	1.121.942.271	1.481.942.271
<b>2025</b>	2.103.364.261	360.000.000	1.743.364.261	261.504.639	1.481.859.622	370.464.905	1.111.394.716	1.471.394.716

Fuente: Anexo 18  
Elaboración: Las Autoras

### **Primer Escenario**

Finalmente se procede a calcular el VAN de la siguiente forma:

$$VAN = -3600.000.000 + \frac{1.290.909.963}{(1+0,1991)^1} + \frac{1.265.989.787}{(1+0,1991)^2} + \dots + \frac{788.451.822}{(1+0,1991)^{20}}$$

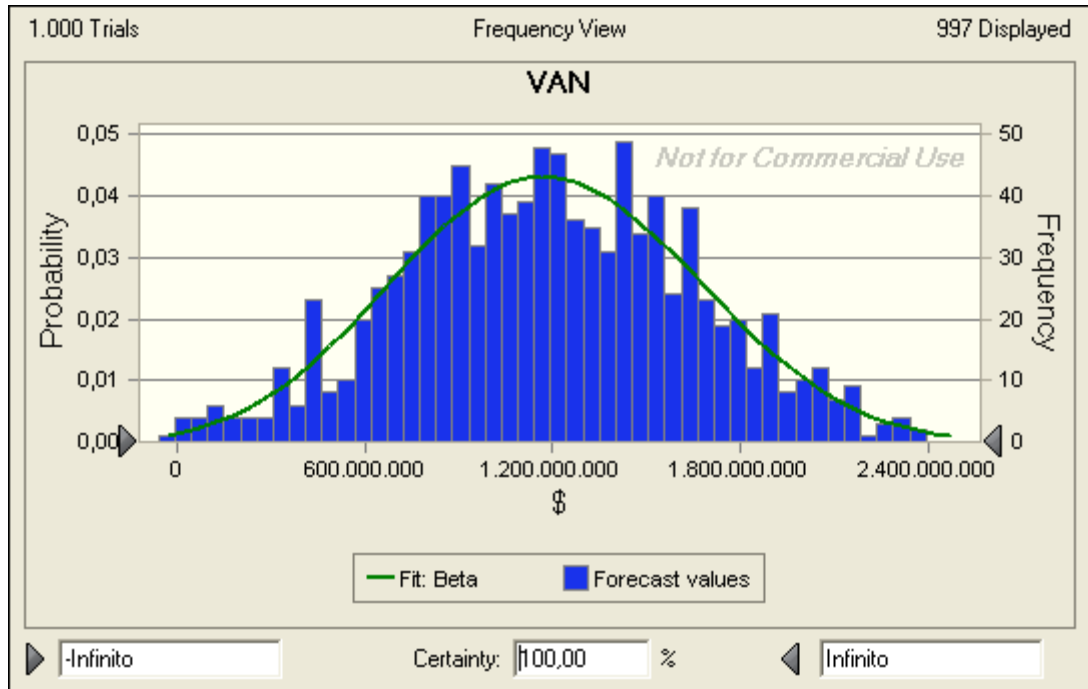
$$VAN = \$ 1.715.024.011$$

Como el VAN es un valor positivo esto significa que el proyecto de la construcción de una nueva refinería con similar tecnología que la Refinería Esmeradas es rentable.

Adicionalmente, se realizó la simulación Monte Carlo con los supuestos anteriormente mencionados tomando ahora como variable pronóstico el VAN.

### **Grafico 5.6**

#### **VAN de la Refinería con Similar Tecnología**



Fuente: Datos Obtenidos del Cristal Ball

Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

Se observa de acuerdo al gráfico 5.6 que el VAN a ser obtenido oscila entre \$0 y \$ 2.400 millones de dólares.

### **Segundo Escenario**

Finalmente se procede a calcular el VAN de la siguiente forma:

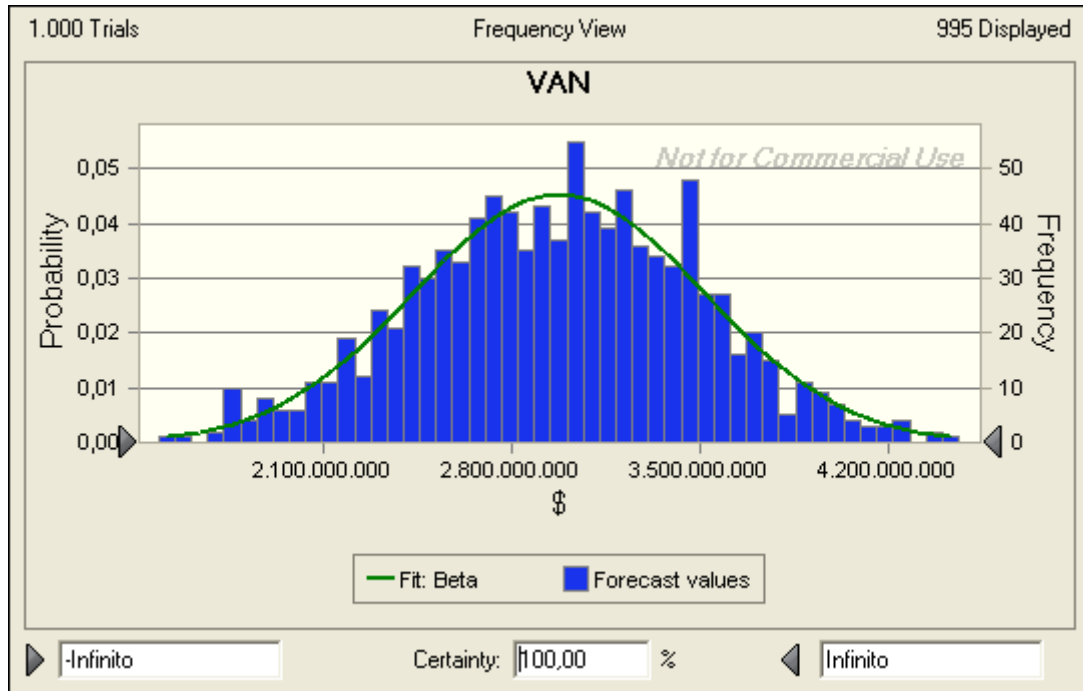
$$VAN = -7200.000.000 + \frac{2.304.486.191}{(1+0,1991)^1} + \frac{2.279.566.015}{(1+0,1991)^2} + \dots + \frac{1.471.394.716}{(1+0,1991)^{20}}$$

$$VAN = \$ 2.706.733.161$$

Como el VAN es un valor positivo esto significa que el proyecto de la construcción de una nueva refinería con tecnología de ultrasonido en el país también es rentable.

**Grafico 5.7**

**VAN de la Refinería con Tecnología Moderna**



Fuente: Datos Obtenidos del Cristal Ball  
Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

Se realizó para el segundo escenario la simulación Monte Carlo del VAN y se observa que para una tecnología moderna éste se encuentra entre los \$1200 y los \$4.200 millones de dólares, según el gráfico 5.7.

**5.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno se define como la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero.

Por lo tanto:

$$VAN = -A + \frac{FC_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

### **Primer Escenario**

$$0 = -3600.000.000 + \frac{1.290.909.963}{(1+TIR)^1} + \frac{1.265.989.787}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{788.451.822}{(1+TIR)^{20}}$$

De donde se obtiene que la TIR para la nueva refinería con tecnología similar a la de la Refinería Esmeraldas es de 33,47%

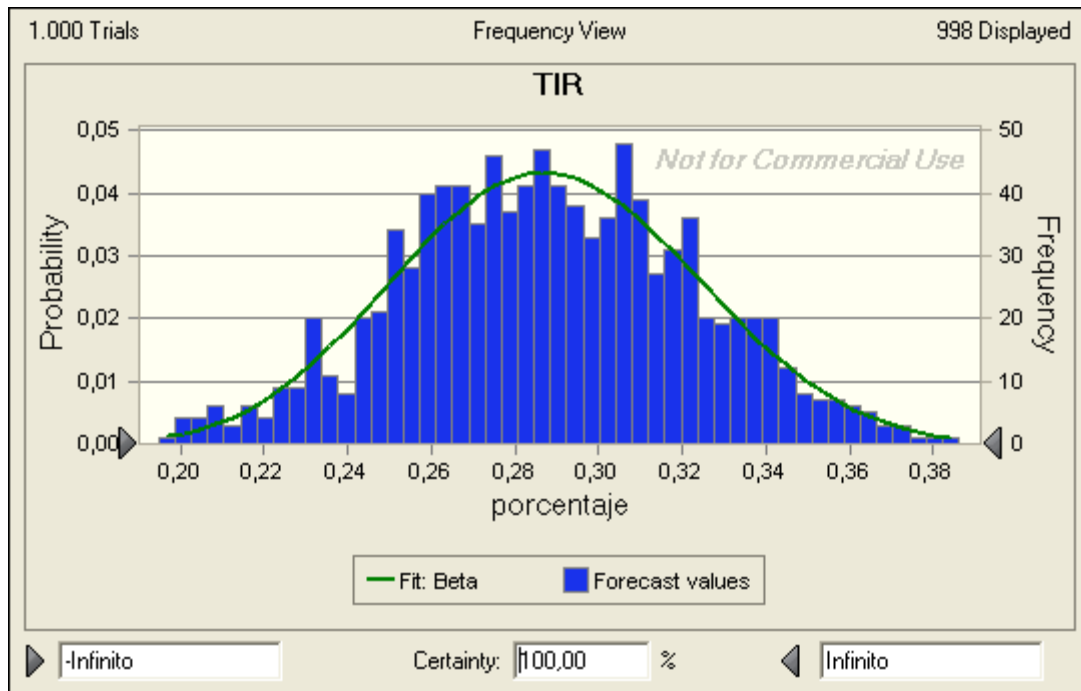
Entonces si la TIR > tasa de descuento (r); es decir 33,47 > 19,91% el proyecto de la construcción de una nueva refinería en el país es aceptable.

Se realizó también la Simulación Monte Carlo con sus supuestos del primer escenario para el TIR, en el grafico 5.8 la curva de probabilidad normal muestra que el valor de la TIR va a ser siempre mayor a la tasa de descuento (19,91%), por lo tanto, el proyecto es rentable.

### **Grafico 5.8**

#### **TIR de la Refinería con Similar Tecnología**





Fuente: Datos Obtenidos del Cristal Ball  
 Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

### Segundo Escenario

$$0 = -7200.000.000 + \frac{2.304.486.191}{(1+TIR)^1} + \frac{2.279.566.015}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{1.471.394.716}{(1+TIR)^{20}}$$

De donde se obtiene que la TIR para la nueva refinería con tecnología moderna “Ultrasonido” es de 30,38%.

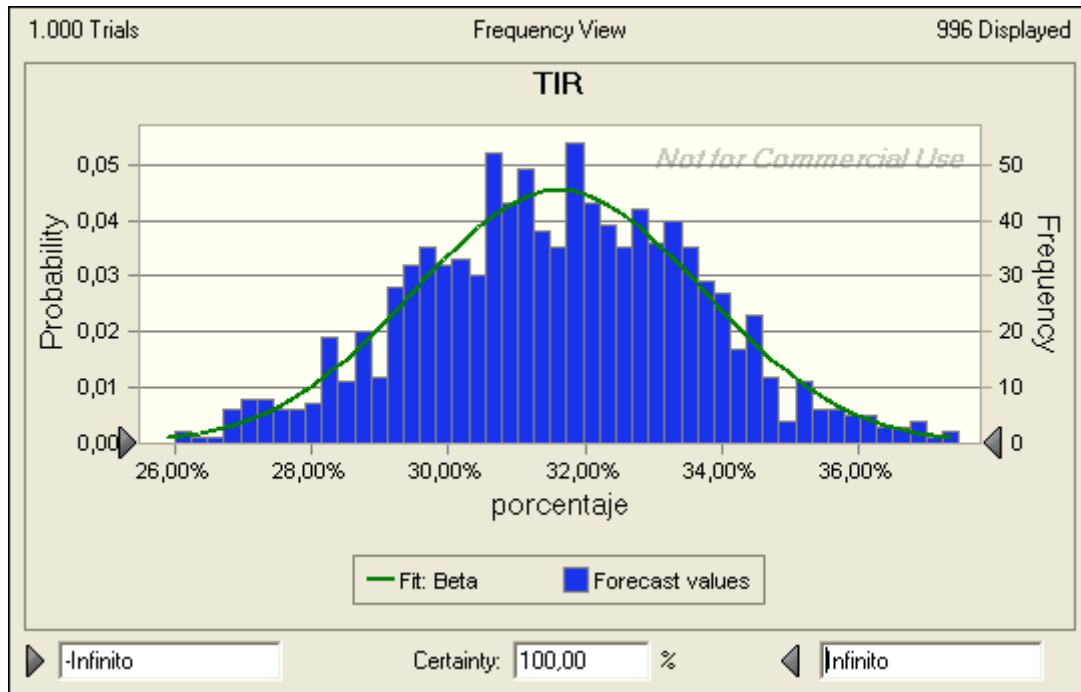
Entonces si la TIR > tasa de descuento (r); es decir 30,38% > 19,91% el proyecto de la construcción de una nueva refinería con tecnología moderna tiene un retorno favorable.

En el gráfico 5.9 se observan los resultados de la Simulación Monte Carlo de la TIR, considerando como supuestos los propuestos para el segundo escenario, la curva de probabilidad normal muestra que el valor de la TIR va a ser siempre

mayor a la tasa de descuento (19,91%), ya que se encuentra entre el 24% y el 32%, por lo tanto, el proyecto es rentable.

**Grafico 5.9**

**TIR de la Refinería con Tecnología Moderna**



Fuente: Datos Obtenidos del Cristal Ball

Elaborado por: Crystall Ball y las Autoras

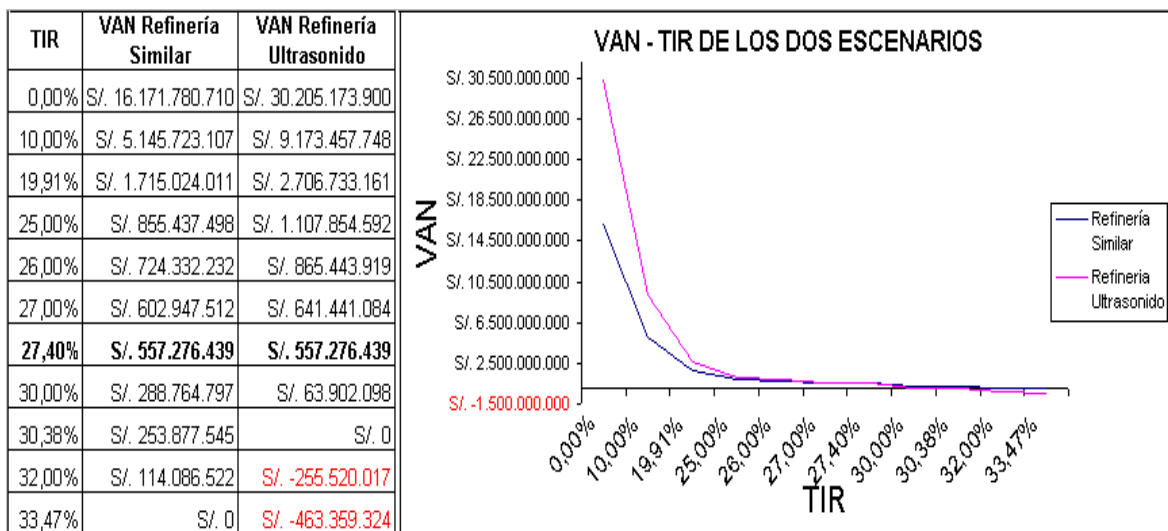
### 5.5.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Resumiendo el análisis financiero, se obtuvo que el VAN con la construcción de una refinería con tecnología tradicional fue de \$ 1.715.024.011 millones de dólares y que la TIR alcanzó un 33,47%. En cambio, con la construcción de una refinería con tecnología de ultrasonido el VAN obtenido fue de \$2.706.733.161 millones de dólares y la TIR fue de 30,38%. Se puede observar que ambos proyectos son buenos, pero el proyecto de una refinería con tecnología de ultrasonido tiene el mayor VAN, y es, por tanto el mejor. Sin embargo, el criterio de la TIR parece indicar que se debería elegir el proyecto de la refinería de tecnología tradicional, ya que tiene la mayor TIR. Por lo tanto si se sigue el

criterio de la TIR, se tiene la satisfacción de ganar una tasa de rentabilidad del 33,47%; y si se sigue el criterio del VAN se obtiene una riqueza mayor de \$2.706.733.161 dólares.

Cuando existe disparidad entre los resultados de los métodos del valor actual y la tasa interna, no hay seguridad sobre cual es la mejor solución, pero, en general es mejor actuar con el criterio del valor actual.<sup>66</sup>

**Gráfico 5.10**  
**VAN Y TIR DE LOS DOS ESCENARIOS**



Elaborado por: Las Autoras

De acuerdo con el gráfico 5.10 se puede apreciar que a una tasa interna de retorno del 27,40% los dos proyectos tienen el mismo VAN, es decir que a ambos proyectos pueden ganar \$ 557.276.439 millones de dólares. En este punto se puede escoger cualquiera de los dos proyectos ya que la ganancia obtenida para cualquiera de ellos va a ser la misma.

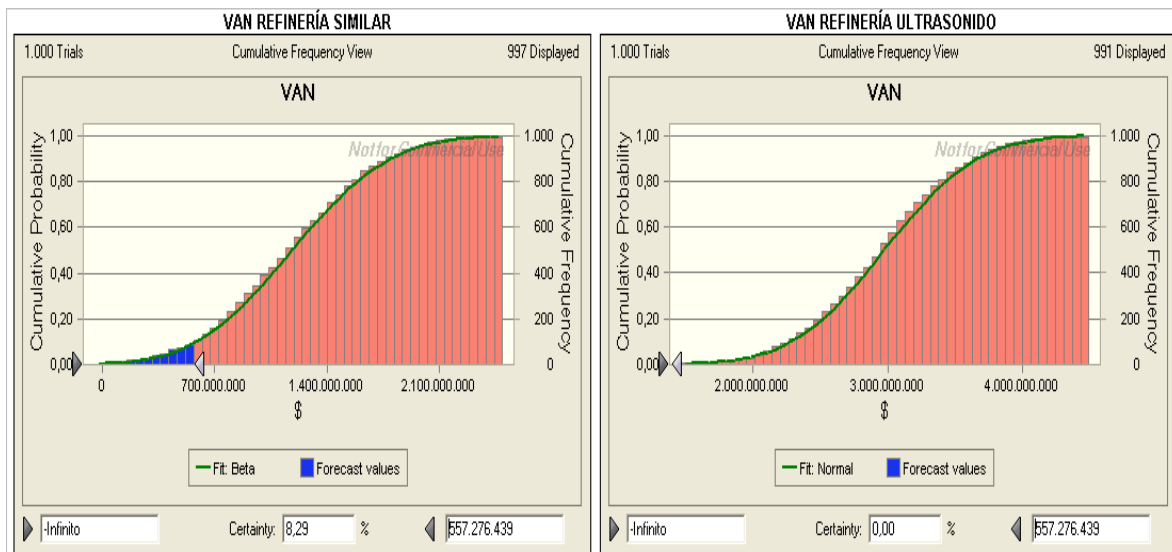
Se observa que el proyecto de la construcción de una refinería con tecnología similar va a tener un VAN mucho más alto que la refinería de ultrasonido

<sup>66</sup> ESTRATEGIA Y DECISIONES DE INVERSIÓN, Jordie Canals, Ediciones Folio S.A. Barcelona, 1997, Pág. 63.

únicamente cuando la tasa de descuento sea mayor a 27,40%. En caso contrario, cuando la tasa de descuento sea menor a 27,40% el mejor proyecto va a ser la refinería de ultrasonido ya que tiene mayores valores actuales netos que la refinería similar a la Esmeraldas.

Por otro lado, si se analiza el VAN en el cual los dos proyectos se vuelven indiferentes mediante la Simulación Monte Carlo se observa que en la refinería similar existe una probabilidad de obtener valores actuales netos menores a \$ 557.276.439 millones de dólares de 8,29%; en cambio, en la refinería de ultrasonido según el gráfico 5.11 es improbable que existan valores menores a \$ 557.276.439 millones de dólares.

**Gráfico 5.11**  
**Distribución Acumulada del VAN**

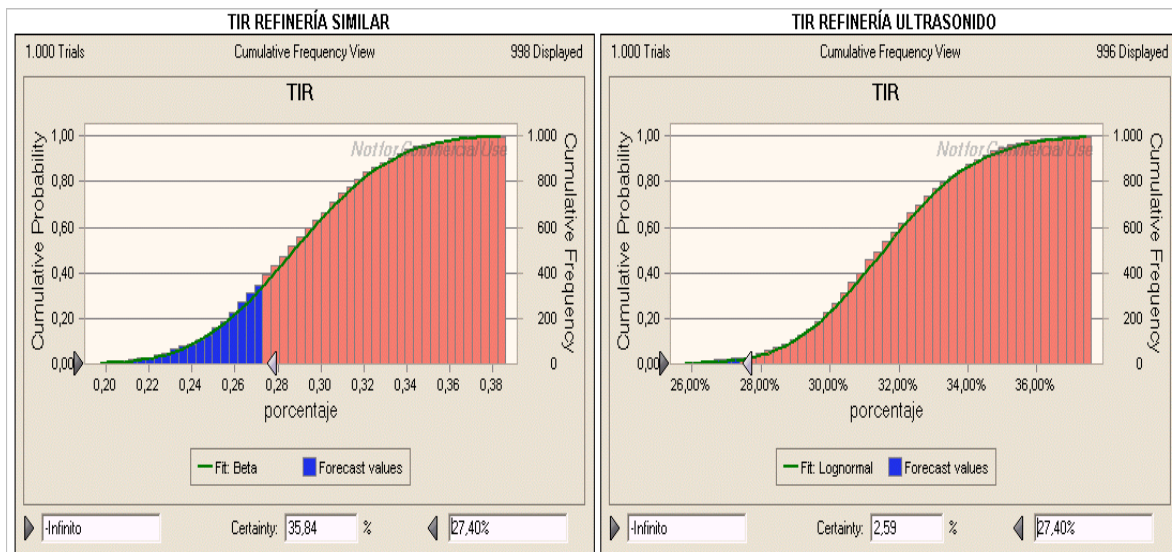


Elaboración: Las Autoras

Analizando las distribuciones acumuladas de la TIR obtenidas mediante la Simulación Monte Carlo se observa de acuerdo con el gráfico 5.12 que a una tasa de descuento del 27,40% en la refinería Similar existe una probabilidad de riesgo del 35,84%; en cambio, en la refinería Ultrasonido a la misma tasa de descuento existe una probabilidad de riesgo de 2,59%.

Consecuentemente, de acuerdo a lo mostrado en los gráficos 5.11 y 5.12 se observa que tanto por el lado del VAN como de la TIR financieramente el mejor proyecto es el de la construcción de una refinería con tecnología de ultrasonido.

**Gráfico 5.12**  
**Distribución Acumulada de la TIR**



Elaboración: Las Autoras

## 5.6 PRINCIPALES FACTORES DE RIESGO

### 5.6.1 PRODUCTIVOS

La búsqueda de fuentes alternativas de energía y de tecnologías más amigables con el medio ambiente, en el futuro podrían tener un impacto negativo en la demanda de petróleo; sin embargo, en períodos de precios deprimidos podría desalentarse la investigación en nuevas alternativas de energía.

Según el Centro de Información de la Energía, el Parlamento Europeo decidió que en el año 2010, el 23.5 por ciento de la electricidad consumida deberá

proceder de fuentes renovables a fin de reducir la dependencia de los hidrocarburos.

### **5.6.2 COMERCIALES**

La expectativa de exportar derivados de petróleo, trae consigo los riesgos de mercado asociados como por ejemplo el contrabando.

Las autoridades energéticas no tienen cifras globales sobre los efectos del contrabando, pero se toma como base de cálculo un 20% del total de derivados, incluyendo importaciones, que maneja Petrocomercial; es decir, unos \$200 millones anuales. Aunque en ese monto están incorporados los despachos de gasolinas y diesel facturados y el gas doméstico que se fugan por la frontera.<sup>67</sup>

Eso hace más incierto el cálculo de las estimaciones por la sustracción, tomando en cuenta que tampoco hay datos oficiales. Además, nunca se han realizado auditorías de movimientos de productos, que señalen volúmenes producidos y despachados en refinerías a Petrocomercial, las importaciones y lo que se despacha y llega a las estaciones. Solo hay reportes de los despachos de cada terminal de Petrocomercial, en donde se maneja un dato importante: el movimiento en poliductos y terminales arrojó pérdidas que bordean el 0,28% de todos los productos transportados, en 2002 y 2003 (unos \$3 millones al año), lo que confirma, según expertos, que en ese sistema no está la fuente principal de las bandas organizadas.

El 80% del contrabando de combustible se produce por vía marítima, según un estudio realizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos. Se estima que el contrabando representa alrededor de un 30% del total de importaciones de combustibles para el 2006.<sup>68</sup>

---

<sup>67</sup> [www.blancoynegro.com.ec](http://www.blancoynegro.com.ec)

<sup>68</sup> El Universo, 25 de julio de 2006.

Los despachos de combustibles en las provincias de Esmeraldas, Orellana, Napo, Morona Santiago, Sucumbíos y El Oro son desproporcionados y alarmantes con respecto a sus parques automotores, siendo zonas fronterizas y amazónicas vinculadas con el contrabando y con precursores de alcaloides.

En las provincias mencionadas, en el 2003 exceden de 1.000 galones anuales de gasolina por automotor. Esmeraldas tuvo un consumo de 898 galones anuales por automotor, Napo 864 y Morona Santiago 219, lo que hace presumir su venta ilícita y contrabando.

El Banco Mundial propone las siguientes medidas para mitigar de alguna forma el contrabando de derivados<sup>69</sup>:

- Eliminar el subsidio al GLP
- Redefinir la política de precios y el impuesto al consumo de combustibles

La política actual de precios no incentiva la inversión en refinerías privadas pues no hay precios de venta fijados por la competencia sino más bien precios discrecionales.<sup>70</sup>

### **5.6.3 GERENCIALES**

La inestabilidad política que tienen las empresas públicas exige un nuevo modelo de gestión empresarial para Petroecuador; en el caso de ser la empresa que administre la nueva refinería.

Los problemas de producción que ha tenido Petroecuador no se debe a la geología de los campos que cuentan con suficientes reservas, sino al deficiente manejo del estado de una industria eminentemente técnica. La injerencia política

---

<sup>69</sup> Ecuador: Una Agenda Económica y Social del Nuevo Milenio; Banco Mundial, Pág. 97.

<sup>70</sup> Ecuador: Una Agenda Económica y Social del Nuevo Milenio; Banco Mundial, Pág. 104.

ha sido la regla, privilegiando el cumplimiento de objetivos de corto plazo y permitiendo que esta entidad sea víctima de presiones de diferentes grupos de poder económicos, sociales y sindicales. Adicionalmente Petroproducción presta un mantenimiento muy pobre a sus instalaciones, ha perdido personal técnico clave y no ha accedido a nuevas tecnologías. Para evitar este tipo de problemas la nueva refinería debe ser una empresa de economía mixta; este tipo de empresa actúa como una sociedad anónima en donde participan como accionistas una institución del estado y un ente privado.

Petroecuador sería el accionista que capitaliza la empresa con las reservas petroleras, las instalaciones y el personal, obteniendo un porcentaje de acciones en la sociedad. La búsqueda del accionista privado será a través de una licitación internacional, requiriéndose como mínimo el contar con tres ofertas en donde se garantice la transparencia de las mismas. De esta manera tanto la empresa privada como el estado pueden verse beneficiadas en forma equitativa.

#### **5.6.4 LABORALES**

Existen con determinada frecuencia presiones por parte de los sindicatos de empleados para obtener beneficios laborales.

#### **5.6.5 ECONÓMICOS - FINANCIEROS**

Altos crecimientos en los precios del petróleo favorecen en el corto plazo; sin embargo, se estimula la investigación en fuentes alternas que en el largo plazo reducirían la demanda.

Los precios a la baja son provocados por la oferta de los países no OPEP, y en el caso ecuatoriano tienen fuerte incidencia en los ingresos del estado por la alta dependencia de este recurso, pero además encarecen los precios de las importaciones.



Los riesgos financieros inherentes en cualquier proyecto son de índole operacional, crediticio, liquidez y de mercado, por lo cual es necesario una administración que contemple todos estos aspectos para el buen desenvolvimiento de una Refinería.

### **5.6.6 TECNOLÓGICOS**

El uso de nuevas tecnologías caracteriza la explotación de petróleo. El Ecuador debería incursionar en la industria petroquímica que le permita sustituir la exportación de crudo por insumos que incorporen valor agregado.

### **5.6.7 AMBIENTALES**

En una refinería se producen desechos de diferentes áreas: área de procesos, área de asfaltos, en los tanques de almacenamiento, provenientes del sistema de tratamiento de aguas residuales y de piscinas de residuos oleosos.

La contaminación de las aguas superficiales puede agudizarse con un mal sistema de drenaje y si el sistema de recolección de aguas lluvia se utiliza para la recolección de desechos de los diferentes procesos.

El sistema de tratamiento consiste en la aireación de agua en las piscinas, las mismas que poseen altos niveles de contaminantes, incluyendo cromatos, fenoles, benceno y otros. Estas piscinas pueden desbordarse y contaminar el medio circundante. Las operaciones de las refinerías producen desechos sólidos y líquidos rutinarios y accidentales que se infiltran a nivel subterráneo.

Las refinerías producen emisiones de partículas, hidrocarburos volátiles y en la combustión de combustibles en base a petróleo se generan partículas de dióxido de azufre, óxido nitroso, dióxido de carbono y monóxido de carbono. Estas

emisiones emanan desde las distintas fases de la operación, incluyendo la unidad catalítica, el proceso de hidrodesulfuración, calentamiento, quema de gas, almacenamiento de manejo de petróleo crudo y de los productos refinados.

La mayoría de materia prima y los aditivos líquidos de productos intermedios en el proceso de refinación del crudo, son volátiles e inflamables.

En las operaciones de transporte, almacenamiento y manipulación del petróleo y sus derivados siempre existe el peligro que se desencadenen incendios ocasionados por explosiones, lo que constituye un peligro constante tanto a la planta, a la población y a los ecosistemas.

La gasolina, uno de los productos de las refinerías, poseen una gran cantidad de aditivos, incluyendo el plomo.

## **5.7 BENEFICIOS DE LA NUEVA REFINERÍA**

Los beneficios de construir una nueva refinería para el país se verían reflejados directamente en la balanza comercial ya que se reduciría la brecha entre exportaciones e importaciones debido a que ya no se realizarían las importaciones por concepto de derivados de petróleo (excepto el GLP) porque se estaría satisfaciendo la demanda interna. Por lo tanto también se vería beneficiada la balanza de pagos y el PIB; estos factores se pueden apreciar de mejor manera en el capítulo 6.

Uno de los beneficios de invertir en una nueva refinería en el país sería que por el lapso de 10 años todas las inversiones hidrocarburíferas serán exoneradas del Impuesto a la Renta y gozarán de tarifa arancelaria cero las importaciones de equipos, maquinaria y repuestos. El proyecto también beneficia a planes

agroindustriales, portuarios y aeroportuarios.<sup>71</sup> Por lo tanto, como la construcción de una nueva refinería en el país constituiría una inversión en el sector hidrocarburífero, ésta se vería exenta de pago de impuestos durante el lapso antes mencionado.

## **5.8 PROYECTO ITT<sup>72</sup>**

Los profesionales han presentado un proyecto alternativo para la construcción de una Planta de Alta Conversión para aprovechar los residuos y obtener mayor cantidad de productos limpios (derivados); al mismo tiempo el proyecto incluye la construcción de una Isomerizadora, que permitiría aumentar el octanaje de las gasolinas. En síntesis, el proyecto en su conjunto requiere aproximadamente 180 millones de dólares que podría financiarse a través de los fondos del IESS, los fondos del FIP o FEIREP. Por lo expuesto, existe una posición firme de los trabajadores de no permitir la privatización de las refinerías.

El proyecto ITT que conforma el eje estructural Ishpingo, Tambococha, Tiputini ubicado en el extremo nororiental, junto al Bloque 31 operado por la empresa argentina Pérez Companc tiene como objetivo incrementar la producción hidrocarburífera nacional. Este campo es el más grande de Petroecuador y se explotará con la participación de un socio privado, con inversiones superiores a los 3.700 millones de dólares.

---

<sup>71</sup> Ley No. 2005-20; publicada en el Registro Oficial No. 148 el 18 de noviembre del 2005.

<sup>72</sup> Proyecto planteado por Petroecuador en el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

**Cuadro 5.17**  
**PRUEBAS DE PRODUCCIÓN**  
**POZO ISHPINGO - 4D<sup>73</sup>**

Nivel	PVD	Grado API
Basal Tena	2.427	14.1
M-1	1.510	13.4
Napo U	544	14.2

PRODUCCIÓN TOTAL DEL POZO ISHP-4D = 4,481 BPPD

**Cuadro 5.18**  
**RESERVAS DE PETRÓLEO**  
**(Millones de Barriles)**

CAMPO	PROBADAS	NO PROBADAS	POSIBLES	TOTAL
Ishpingo	515	96		611
Tambococha	38	2		40
Tiputini	12	54		66
<b>Total</b>	<b>565</b>	<b>152</b>		<b>717</b>

Fuente: Beicip (1995)

Elaboración: Petroecuador

<sup>73</sup> Regulaciones del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio del Ambiente, exigen que las Pruebas de Producción se las realice contra tanques, por lo que las mismas estuvieron restringidas al volumen de almacenamiento disponible en la locación del pozo.

**Cuadro 5.19**  
**RESERVAS DE PETRÓLEO**  
**(Millones de Barriles)**

CAMPO	PROBADAS	NO PROBADAS	POSIBLES	TOTAL
Ishpingo	635	81		711
Tambococha	285	23		308
Tiputini	16	41		57
Yasuni			235	235
Wuilla			93	93
<b>Total</b>	<b>936</b>	<b>145</b>	<b>396</b>	<b>1.410</b>

Fuente: Petroecuador (2002)

Elaboración: Petroecuador

Las reservas probadas y posibles son de 1410 millones de barriles, con un factor de recuperación del 21.4% de un crudo de 14.5°. La inversión estimada permitirá desarrollar un proyecto productivo que implica la perforación de 142 pozos verticales y/o horizontales, plantas de refinación, ductos, generación eléctrica, con un socio privado que aporte tecnología y capital.

El proyecto está concebido para asegurar al Ecuador que la demanda interna de hidrocarburos pueda ser satisfecha, que los excedentes sean destinados a la exportación y finalmente obtener una fuente adicional de energía eléctrica.

Este proyecto fue anterior al del OCP, sin embargo se ha encontrado relegado por más de 10 años.

**Cuadro 5.20**  
**INCREMENTO DE RESERVAS DESPUÉS DEL POZO ISHIPINGO – 4D**

RESERVAS	MMBLS
Probadas	371
No Probadas	-7
Posibles	329

INCREMENTO TOTAL DE RESERVAS = 693 MMBLS

POTENCIAL TOTAL DEL AREA ITT = 1.410 MMBLS

Equivalente al 23% de las Reservas Totales del País que son de 6,175 mmbls.

Fuente: D.N.H. (Diciembre del 2000), con actualización de ITT).

Elaboración: Petroecuador

**Cuadro 5.21**  
**COSTO UNITARIO INCREMENTO DE RESERVAS**  
**DESPUÉS DEL POZO ISHPINGO - 4D**

Reservas	US / BARRIL
Probadas	0.1
Probadas + No Probadas	
<b>Probadas + No Probadas + Posibles</b>	<b>0.053</b>

Fuente: Petroecuador

Elaboración: Petroecuador

**INVERSIONES ESTIMADAS PROYECTO INTEGRADO ITT**  
**(Millones US\$)**

A. DESARROLLO & PRODUCCION	1,667
B. INDUSTRIALIZACION	
OPCION 1:	
a. Planta de Mejoramiento (135 MBPD)	772
b. Planta Termo-eléctrica (975 MW)	975
OPCION 2:	
a. Planta de Refinación (135 MBPD)	1,233
b. Planta Termo-eléctrica (975 MW)	975
Inversión Total / Opción 1	3,414
/ Opción 2	3,815

La situación geográfica y medioambiental del ITT y la calidad del crudo con alto contenido de azufre conllevan presupuestar altas inversiones y estimar que el inicio de la producción no tendrá lugar sino después de siete años de inversión.<sup>74</sup>

---

<sup>74</sup> Ecuador: Una Agenda Económica y Social del Nuevo Milenio, Banco Mundial, Pág. 101

## **CAPÍTULO 6**

### **EFFECTOS EN LA ECONOMÍA NACIONAL DE LA NUEVA REFINERÍA**

#### **6.1 IMPACTOS**

El Ecuador debe aprovechar la subida en los precios del petróleo. En los últimos años se ha registrado un rumbo ascendente muy claro al menos desde el año 2000 cuando la OPEP empezó a cambiar la evolución de los precios del petróleo y por lo tanto los precios de sus derivados.

La economía ecuatoriana puede verse beneficiada con la construcción de una nueva refinería, ya que el petróleo es la principal fuente del crecimiento económico y por lo tanto habría un alto porcentaje de ganancias obtenidas por las exportaciones de derivados de petróleo que tienen un mayor precio por su industrialización con respecto al crudo.

El incremento de la producción de derivados con la nueva refinería que tendría una capacidad instalada para producir 300.000 barriles diarios de crudo, suponiendo que el porcentaje de utilización de la refinería fuera del 88% sería alrededor de 264.000 barriles por día<sup>75</sup> y si toda esta producción se destina a la elaboración de derivados de petróleo, estas utilidades (ingresos – costos) promedio con una refinería con similar tecnología a la Esmeraldas contribuirían a beneficiar directamente a la caja fiscal en alrededor de 808.589.036 millones de dólares anuales<sup>76</sup>; con ello se equilibraría el saldo de la cuenta corriente y así cambiara el déficit actual por un superávit en la misma.

---

<sup>75</sup> Ver Cuadro 5.3

<sup>76</sup> Ver Cuadro 5.10



Por lo tanto, la producción de derivados de la nueva refinería estaría destinada principalmente a satisfacer la demanda interna y los excedentes serían colocados en el mercado de exportación conjuntamente con la producción de las otras refinerías existentes en el país. Adicionalmente, con el transcurso del tiempo si disminuye la producción de la nueva refinería, sería necesario que la producción de las otras refinerías permita al menos satisfacer la demanda interna de los principales derivados de petróleo (excepto GLP).

### **6.1.1 PIB**

El PIB ha tenido un crecimiento considerable a partir de la dolarización, sin embargo; si observamos el PIB por rama de actividad económica existe un crecimiento poco significativo y una falta de dinámica en la economía; uno de los sectores que mejor refleja esta situación es el de la refinación de petróleo que en los últimos años muestra una tendencia negativa; por lo tanto, con la nueva refinería al cubrir la demanda insatisfecha de derivados de petróleo y al incrementar los ingresos por exportaciones se esperaría que el sector tenga un crecimiento significativo que permita incrementar el PIB.

### **6.1.2 INFLACIÓN**

A pesar que la inflación ha llegado a tener un solo dígito; para el 2005 este indicador llego al 2,3%; sin embargo este valor es superior al de las economías vecinas sin dolarización. La disminución de la inflación parecería alentadora si se diera en un contexto de mejora de la productividad y en general de las condiciones de vida.

Considerando que el aumento de la inflación obedece a varios factores como por ejemplo a la contracción de la producción, el aumento del precio de los bienes importados, entre otros; el proyecto de la nueva refinería podría disminuir la inflación a través de los dos factores anteriormente mencionados; ya que se

aumentaría la producción y se reducirían las importaciones en el sector de la industrialización del petróleo.

Adicionalmente, se debe considerar que una mayor cantidad de ingresos en la economía podría también generar un proceso inflacionario, sin embargo una política fiscal encaminada a distribuir de mejor manera estos ingresos, como en créditos para la reactivación económica del país podría mitigar el mencionado proceso.

### **6.1.3 EMPLEO**

#### **6.1.3.1 Creación de Fuentes de Trabajo**

Con los parámetros acotados por la OIT<sup>77</sup>, por cada un millón de dólares de inversión industrial se generan 10 puestos de trabajo y si se logra el desarrollo de una nueva refinería en el país con una inversión de 3600 millones de dólares, se estaría impulsando la creación de 36.000 puestos de trabajo estables directos.

Sin embargo, se debe considerar que actualmente Petroindustrial genera 1.114 puestos de trabajo directos, por lo tanto; se estimaría que una nueva refinería contaría con al menos similar cantidad de empleo, que resulta favorable considerando la actual tasa de desempleo.

### **6.1.4 BALANZA COMERCIAL**

La balanza comercial no petrolera ha tenido un saldo negativo a partir de la dolarización debido al incremento de las importaciones, que evidencian problemas en la economía y al proceso de dolarización que ve disminuida su

---

<sup>77</sup> Organización Internacional del Trabajo

entrada de divisas; a pesar de haber experimentado una recuperación en el 2004. Para conocer más de este fenómeno se analizan las exportaciones e importaciones.

#### **6.1.4.1 Exportaciones**

Los productos de exportación muestran que Ecuador es un país exportador de productos primarios y que el peso de los industrializados es apenas el 21% del monto total de las exportaciones. El rubro más importante de las exportaciones de productos industrializados son los derivados de petróleo, por lo tanto, como se puede constatar en el Anexo 17 (Ingresos Obtenidos por la Venta de Derivados de Petróleo), el nivel de exportaciones durante los primeros años de funcionamiento de la refinería es mayor y con el transcurso del tiempo estos ingresos por exportación disminuirían debido al incremento de la demanda local, cabe recalcar que el nivel total de exportaciones de derivados de petróleo sería mucho mayor al del anexo 17 considerando que la producción de las otras refinerías existentes estaría destinada a la exportación; es decir que los ingresos por exportaciones generarían un ingreso de alrededor del 50% por este rubro; por lo tanto, un mayor nivel de ingresos para el país.

#### **6.1.4.2 Importaciones**

El aumento de importaciones en los últimos años muestra una debilidad estructural de la economía, el rubro más importante de importaciones son las materias primas destinadas principalmente a la industria; que significa un total de 33% del total de importaciones del Ecuador; bienes de capital el 27%; bienes de consumo 28%; y combustibles y lubricantes el 12%<sup>78</sup>.

---

<sup>78</sup> Banco Central del Ecuador. Información Estadística Mensual, No 1840 junio 2005.

Como se pudo constatar con la construcción de una nueva refinería en el mediano plazo se liberará al país de la importación de derivados (excepto el GLP) y lo convertirán en exportador, con el consiguiente ahorro de divisas y la generación de importantes plazas de empleo.

Al hablar de una mejora en la Balanza Comercial gracias al incremento de las exportaciones de derivados de petróleo a futuro se reflejaría directamente el beneficio en la cuenta corriente de la Balanza de Pagos.

### **6.1.5 SECTOR FISCAL**

En el sector fiscal, el mantener inalterados los precios de los derivados del petróleo, produce una reducción de sus ingresos y una descapitalización de la principal empresa del país que es Petroecuador.

#### **6.1.5.1 Presupuesto General del Estado**

El Presupuesto General del Estado es la herramienta que le permite al Gobierno planificar sus gastos en función de los ingresos que prevé obtener para así poder solucionar las necesidades del país en función de las metas de desarrollo y crecimiento que se plantee el mismo, además de cumplir con los pagos de la deuda externa y tratar de suplir las necesidades de servicios básicos del pueblo. Equilibrio entre ingresos y gastos es una meta fundamental dentro de esta planificación para evitar déficits fiscales perjudiciales para la economía del país.

El petróleo se mantiene actualmente como el principal producto de exportación del Ecuador; es así que, con los ingresos por sus ventas tanto por concepto de exportaciones de petróleo como por venta de derivados (dentro de las operaciones del Sector Público no Financiero), actualmente financian alrededor del 35 por ciento del Presupuesto General del Estado; por lo tanto con un

incremento en la producción y de las exportaciones de petróleo y sus derivados, el Gobierno se verá aún más beneficiado a futuro ya que se incrementarán sus ingresos gracias a los aportes obtenidos con una nueva refinería.

Al incrementarse los ingresos del estado se tendrán más recursos para atender a las necesidades básicas de la población ecuatoriana, por lo cual los sectores más necesitados se verán beneficiados ya que se podrá invertir esos recursos obtenidos de mejor manera tanto en el sector de la salud, educación y seguridad social; buscando el desarrollo, la equidad y el bienestar del pueblo en general.

#### **6.1.5.2 Incidencia del incremento de los precios de los derivados del petróleo en la inflación y el déficit fiscal**

Los ingresos petroleros recibidos por el Ecuador, provienen de las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, de la Ley del Impuesto a la Renta y de otras leyes que contienen impuestos aplicables a la Industria Hidrocarburífera.

Uno de los rubros más importantes de ingresos para el estado es el que proviene del aumento de precios de los derivados del petróleo.

La fijación de los precios de los derivados del petróleo en el Ecuador, está vinculada necesariamente a consideraciones de orden económico, político y social, dada la importancia de los mismos dentro de la estructura económica en general.

Sin embargo de lo antes expuesto, la evolución de los precios de los derivados del petróleo se ha convertido más en un problema político que económico, ya que mientras por un lado se enfrenta la necesidad de ajustarlas a la realidad económica para alcanzar un equilibrio macroeconómico, se debe también considerar el impacto que un incremento de precios de los combustibles tiene sobre la inflación y por ende en el ingreso real de los habitantes.

## **6.1.6 SECTOR REAL**

### **6.1.6.1 El Contrabando de los derivados de petróleo**

No hay que olvidar que en los últimos años se elevó el contrabando de gasolina y gas por las fronteras norte y sur del país, debido a las diferencias de precios con Colombia y Perú. El menor precio en Ecuador es ocasionado por el subsidio del Gobierno, lo cual está beneficiando a los consumidores de los países vecinos.

La pérdida ocasionada por el subsidio de combustibles especialmente del GLP se puede apreciar en el Anexo 17 (Utilidad Bruta en Ventas de los Derivados de Petróleo), dicha pérdida para la nueva refinería se estima que bordea los \$164.169.535 millones de dólares anuales.

Por lo cual, es necesario que las políticas estén encaminadas al control en cada uno de los procesos de transporte, almacenamiento y comercialización de los derivados de petróleo y así evitar que con la construcción de la nueva refinería, continúe la pérdida de combustibles en polductos, depósitos y terminales.

A fin de prevenir el comercio ilícito de combustibles, se pueden implementar programas informáticos que controlan en tiempo real el movimiento de estos productos. Se han realizado estudios de demanda en las diferentes regiones del país, en particular en frontera, y se coordina con el Servicio de Rentas Internas procedimientos que permitan un control más eficiente. A pesar que este procedimiento es muy teórico también se debería considerar la posibilidad de poner los precios de los derivados de petróleo similares a los de los países vecinos para evitar el contrabando.

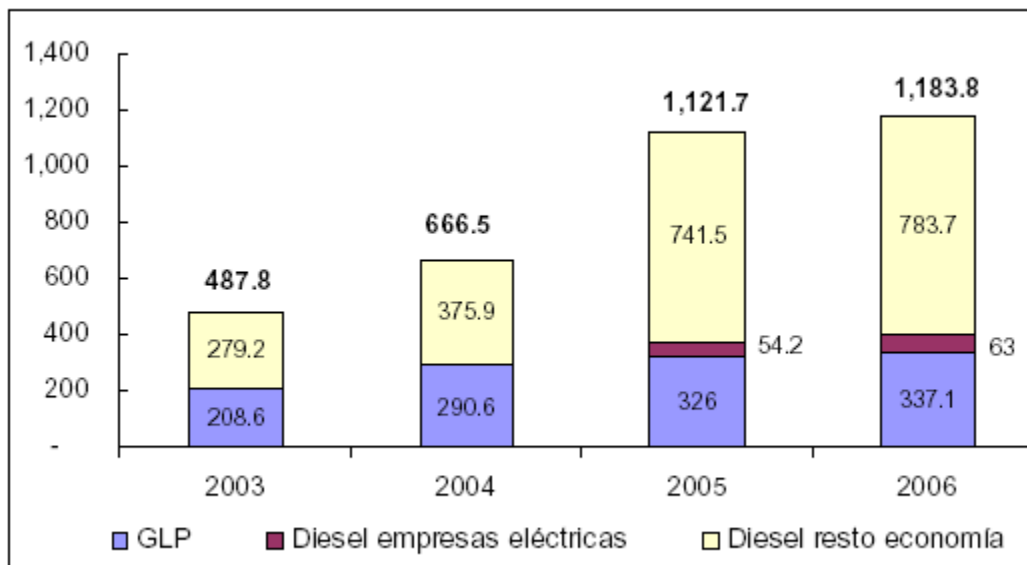
## 6.1.7 ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

### 6.1.7.1 Solución integral de problemas de abastecimiento de energéticos

Desde hace más de dos décadas el país, vive una crisis energética agravada en estos días con amenazas de suspensiones de fluido eléctrico, alto déficit fiscal por los altos costos de derivados, haciéndose imperiosa la construcción de una nueva refinería y de una planta de generación hidroeléctrica.

Gráfico 6.1

Evolución de los subsidios a los combustibles, en US\$ millones



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

## 6.1.8 BAJO IMPACTO AMBIENTAL

Un óptimo nivel de producción limpia y un mínimo impacto ambiental se pueden conseguir a través de una buena inversión en tecnología de punta, cumplimiento

de las normas nacionales e internacionales, plan de manejo ambiental, auditorias periódicas, plan de monitoreo, control y seguimiento ambiental.

Aprovechar una zona en la que el desarrollo industrial cause el menor daño posible, e inclusive beneficie el uso del suelo. Con estos justificativos la ley, el 26 de abril de 2005 en el registro oficial No.4 se publica el Decreto Ejecutivo 2175.



# **CAPÍTULO 7**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **7.1 CONCLUSIONES**

Dado el peso de la deuda externa y la necesidad de generar recursos fiscales, es urgente incrementar las exportaciones y reducir las ineficiencias en el sector hidrocarburífero.

El Ecuador ha experimentado cierta recuperación económica a partir de enero de 2000, atribuible a la dolarización y a condiciones externas altamente favorables como son los altos precios del petróleo y las remesas de los emigrantes.

Las perspectivas económicas de corto y mediano plazo, sin embargo, son poco alentadoras, si se considera la magnitud de la deuda externa, los desequilibrios en la balanza comercial, la falta de inversión en tecnología y la limitada competitividad del país. El impacto esperado por la expansión de las exportaciones petroleras en los próximos años sin realizar una modificación a las condiciones actuales en las que se encuentra el sector hidrocarburífero, no permitirá en el largo plazo alcanzar tasas significativas de crecimiento, debido tanto a las limitaciones en la producción de crudo por la reducida participación del estado y por el hecho de no poder satisfacer la demanda interna de combustibles, convirtiéndonos en importadores de derivados de petróleo, lo que produce un desequilibrio en el presupuesto del Gobierno Central.

En resumen la falta de infraestructura adecuada impide a Ecuador producir combustibles en grandes cantidades, pese a que su principal producto de exportación y uno de los pilares de la economía es el crudo.

El incremento del precio del petróleo que se ha producido en los últimos años ha sorprendido al mercado, lo que demuestra que es uno de los sectores más volátiles e imprevisibles de la economía mundial. Los efectos en el cambio del precio para los países exportadores es obvio, ya que los ingresos por concepto de exportación de petróleo son una parte fundamental en el financiamiento del estado, por lo que estas economías dependen de las variaciones del mismo que trae como consecuencias ciclos de auge y de depresión.

En el caso del Ecuador, este fenómeno ha sido el causante de serios inconvenientes dentro de su economía y las épocas de auge en los precios no han sido aprovechadas para fomentar el desarrollo de actividades complementarias a la petrolera que sustente el sistema financiero público y la economía del país.

Dentro del análisis para sustentar la construcción de una nueva refinería en el país se observó en el capítulo 4 mediante la aplicación de modelos econométricos, que la proyección de la demanda de los principales derivados de petróleo gasolina, diesel y GLP tienen una tendencia creciente en el tiempo. Adicionalmente, se pudo comprobar de acuerdo al análisis realizado que el precio de éstos derivados constituye una variable que no aporta significancia a los modelos econométricos aplicados, esto significa que al no existir otros combustibles que sustituyan su uso, la cantidad demandada es indiferente a su precio, esto da como resultado que la gasolina, el diesel y el GLP sean bienes inelásticos.

Por otro lado, como se pudo apreciar en el capítulo 5 en el cuadro 5.5; que si se decidiera convertir al Ecuador en un país importador de derivados de petróleo tomando como base el precio de venta de derivados del mercado internacional, los egresos que se alcanzarían por el pago de dichas importaciones serían alrededor de los \$ 2.563 millones de dólares y esto significaría un desembolso

adicional para el estado que aumentaría la brecha fiscal. Por lo cual convertirse en un país importador neto de derivados de petróleo no es una solución viable.

Adicionalmente, se plantearon dos alternativas para la implementación de una nueva refinería en el Ecuador; la primera fue la construcción de una nueva refinería con tecnología tradicional que considera una inversión de \$3.600 millones de dólares y la segunda fue la construcción de una refinería con tecnología moderna; es decir, con tecnología de ultrasonido que considera una inversión de \$7.200 millones de dólares, la reducción de los costos de refinación en un 20% y un incremento de la producción de derivados en un 0.167% por barril de petróleo. Los resultados del análisis financiero fueron que el VAN con la construcción de una refinería con tecnología tradicional fue de \$1.715.024.011 millones de dólares y que la TIR fue de 33,47%. En cambio con la construcción de una refinería con tecnología de ultrasonido el VAN obtenido fue de \$2.706.733.161 millones de dólares y la TIR fue de 30,38%.

Se puede observar que ambos escenarios son buenos y que teóricamente cuando existe disparidad entre los resultados de dos proyectos en los métodos del valor actual y la tasa interna de retorno, en general, es mejor actuar con el criterio del valor actual; es decir que teóricamente el mejor proyecto es la construcción de una refinería con tecnología de ultrasonido ya que se reducen costos y se aumenta la producción de derivados.

Se observó también que cuando la tasa de descuento es igual a 27.40% el VAN para los dos proyectos es de \$ 557.276.439 millones de dólares, por lo tanto se utiliza la Simulación Monte Carlo y se observa que a ésta tasa de descuento existe una probabilidad de riesgo de 35,84% para la refinería similar a la Esmeraldas y una probabilidad de riesgo de 2.59% para la refinería de Ultrasonido. De acuerdo con estos resultados el mejor proyecto sería la construcción de una refinería con tecnología de ultrasonido. Sin embargo, en la realidad este tipo de tecnología no podría aplicarse en el corto plazo debido a la

falta de mano de obra capacitada para operarla y la eminente necesidad que tiene nuestro país por satisfacer la demanda no permite que se siga postergando la decisión de invertir en el campo de la refinación. Además, se puede apreciar que únicamente cuando la tasa de descuento es mayor a 27,40% el proyecto de la refinería con tecnología tradicional es más rentable que la de ultrasonido.

Por lo tanto, como primer paso se debería implementar una refinería con tecnología tradicional moderna y luego con el pasar del tiempo cuando la tecnología de ultrasonido se extienda a nivel mundial será más fácil para el Ecuador adaptarse a la tecnología de ultrasonido. Por lo que se concluye que de los dos proyectos el más adecuado para el país es el de la construcción de una nueva refinería con tecnología tradicional moderna.

Finalmente, tomando en cuenta la construcción de una nueva refinería con tecnología tradicional moderna, con una capacidad instalada de 300.000 barriles diarios y suponiendo que se opere al 88% de su capacidad instalada se obtendría alrededor de 96.739.267 millones de barriles de derivados de petróleo al año (ver Cuadro 5.3), que alcanzarían para satisfacer la demanda interna y para poder colocar los excedentes en el mercado internacional. Esta situación se genera durante los primeros años de operación de la nueva refinería, sin embargo, con el pasar del tiempo no se podrá cubrir la totalidad de la demanda interna, por lo que se necesita de la producción de las otras refinerías existentes en el país para poder cubrir dicho déficit.

Por otro lado, suponiendo que los precios del petróleo tiendan a la baja y por ende los precios de los derivados también; el proyecto de la nueva refinería debería encaminarse a la satisfacción de la demanda interna ya que tiene y ha tenido una tendencia creciente y adicionalmente, poner mayor énfasis en la industria petroquímica que con la infraestructura de una refinería tradicional permitiría con pocas variaciones la industrialización de productos petroquímicos,

en lugar de producir excedentes destinados al mercado externo que incurrirían en mayores costos y menores beneficios para el país.

A futuro se puede observar que si no se realiza ningún proyecto encaminado a satisfacer la demanda interna de derivados el país dejará de beneficiarse del alza del precio del petróleo, por cuanto probablemente se incrementarán los gastos por importación de combustibles, es decir; éstos serían tan caros en relación con los precios del crudo que los ingresos de la exportación de crudo se verían gravemente afectados en relación con los egresos que debería desembolsar el estado para cubrir las ineficiencias del sector.

De acuerdo con la legislación ecuatoriana, el transporte, refinamiento, industrialización, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos pueden realizarlo empresas nacionales o extranjeras que asuman la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

Al tener reservas probadas para los próximos 25 años, la definición de una política petrolera coherente a las realidades del país es de vital importancia. Esta política debe considerar el desarrollo sostenible a largo plazo de los sectores más vulnerables de la sociedad, mediante la utilización y direccionamiento de los recursos de manera que éstos no se pierdan como ha sucedido hasta ahora y se encaminen al progreso y desarrollo del país.

Los excedentes en el precio del barril de petróleo presupuestado deben estar manejados claramente, y deben ser dirigidos hacia planes de desarrollo para el crecimiento del país. Por lo cual; una parte de los excedentes obtenidos debería encaminarse a la reactivación económica, mientras que también es

indispensable la reinversión de estos recursos en el sector petrolero, ya que constituye el motor básico del crecimiento económico en el país.

Ecuador es un país con petróleo, más no un país petrolero ya que vende crudo pero es deficitario en la producción de combustibles, que importa para cubrir la demanda interna. Por lo tanto la solución a este problema está en lograr un incremento de la capacidad de refinación de combustibles por parte del gobierno con la construcción de una nueva refinería.

Este proyecto parte de la premisa de procesar crudo en territorio ecuatoriano y exportar derivados para, de esta manera, darle un valor agregado al principal recurso económico que tiene el país.

Por lo tanto, el Ecuador debe enfrentar un reto de cambio en la mayor industria del país en pro del desarrollo de los ecuatorianos, un cambio en donde todos los procesos deben orientarse hacia lo ideal y se debe eliminar el desorden y los desperdicios, porque son ellos los que llevan a que los sistemas se alteren y sean ineficientes.

Las negociaciones iniciadas con Venezuela para aliviar el desabastecimiento de derivados que tiene el país, consiste en destinar petróleo crudo y a cambio recibir derivados, esta negociación de haberse dado hubiese aliviado momentáneamente el problema de la demanda insatisfecha de combustibles, sin embargo, es indispensable que las políticas del país estén encaminadas a proyectos que no solo permitan satisfacer la demanda interna, sino aprovechar el costo de oportunidad que implica podernos convertir en exportadores de los principales derivados de petróleo y así obtener mayores ingresos para el estado ecuatoriano.

Con los resultados obtenidos de la simulación Monte Carlo y del flujo de caja, se concluye que se debería realizar proyectos encaminados a la construcción de un

complejo industrial destinado específicamente a la producción de GLP, ya que incluso con una nueva refinería no se logrará satisfacer la demanda interna, por lo tanto, la pérdida por el subsidio de este derivado ascendería a \$164.169.535 millones de dólares anuales (anexo 17 Utilidad Bruta en Ventas de los Derivados de Petróleo) sin considerar el costo de importación que exige la creciente demanda de GLP.

Con la nueva refinería se manejarán de mejor manera los impactos ambientales y sociales. El Ecuador dispone de entornos muy sensibles desde el punto de vista ambiental en las zonas petroleras, en los cuales se ha ido acumulado un costoso pasivo ambiental; por lo cual se debe tratar de preservar la cultura y de elevar el nivel de vida de los pueblos especialmente todos aquellos que se vean afectados por las actividades de la industria petrolera.

En el plano social es necesario que el estado ecuatoriano desarrolle un programa integral a beneficio de las comunidades, haciéndoles partícipes del beneficio de la explotación petrolera en términos económicos. Para ello se sugiere velar que el destino de los recursos económicos garantice la sustentabilidad del desarrollo propuesto en el largo plazo. Esto implica entre otras acciones un proceso de apoyo al fortalecimiento de las organizaciones comunitarias como entes empresariales capaces de administrar y generar sus propios recursos.

No se debería descartar la idea de la construcción de una nueva refinería financiada por empresas extranjeras privadas ya que traería consigo la reactivación de la industria petrolera ecuatoriana debido a que se incrementarían significativamente los ingresos para el estado y esta industria constituye la base del crecimiento y de la dinamización de la economía.

Suponiendo que en el caso de que los precios del petróleo se vean obligados a reducirse debido a diversas situaciones en el mercado internacional; esto no

debería implicar una pérdida para el país ya que se puede optimizar los recursos petroleros y en lugar de vender el petróleo y sus derivados al exterior se podría destinar la producción de petróleo a actividades alternativas como por ejemplo la petroquímica.

Lo principal para lograr cualquier meta dentro del ámbito económico es la honestidad en el manejo de los recursos. Para dar paso a cualquier plan de estabilidad macroeconómica debe erradicarse primeramente la corrupción para que dichos planes puedan llevarse a cabo en su totalidad y por largos periodos de tiempo, principalmente en el área petrolera que es tan importante dentro de la economía del país. El manejo de las finanzas públicas debe ser claro y transparente y debe estar direccionado a solucionar los problemas económicos del Ecuador.

El desarrollo socialmente equitativo, regionalmente equilibrado, ambientalmente sustentable y democráticamente participativo, constituye uno de los objetivos permanentes en la economía. El incremento y la diversificación de la producción orientados a la oferta de bienes y servicios de calidad que satisfagan las necesidades del mercado interno y la participación competitiva y diversificada de la producción ecuatoriana en el mercado internacional constituyen los principios básicos de nuestro desarrollo conforme lo consagran los numerales 1,3 y 5 del Art. 243 de la Constitución de la República.



## ANEXO 1

### GRADOS API Y NIVELES DE AZUFRE QUE REGISTRAN LOS PRINCIPALES TIPOS DE CRUDO A NIVEL MUNDIAL

<u>Origin</u>	<u>Name</u>	<u>API</u>	<u>Sulfur, wt%</u>
ABU DHABI (U.A.E.)	ABU AL BU KHOOSH	31.6	2.000
ABU DHABI (U.A.E.)	ABU MUBARRAS	38.1	0.930
ABU DHABI (U.A.E.)	EL BUNDUQ	38.5	1.120
ABU DHABI (U.A.E.)	MURBAN	40.5	0.780
ABU DHABI (U.A.E.)	UMM SHAI F (ABU DHABI MARINE)	37.4	1.510
ABU DHABI (U.A.E.)	ZAKUM (LOWER)	40.6	1.050
ABU DHABI (U.A.E.)	ZAKUM (UPPER)	33.1	2.000
ALGERIA	SAHARAN BLEND (43.7 API)	43.7	0.090
ALGERIA	SAHARAN BLEND (45.5 API)	45.5	0.053
ALGERIA	ZARZAITINE	43.0	0.070
ANGOLA	CABINDA	31.7	0.170
ANGOLA	PALANCA	40.1	0.110
ANGOLA	TAKULA	32.4	0.085
AUSTRALIA	AIRLIE	44.7	0.010
AUSTRALIA	BARROW ISLAND	37.3	0.050
AUSTRALIA	CHALLIS	39.5	0.070
AUSTRALIA	COOPER BASIN	45.2	0.020
AUSTRALIA	GIPPSLAND	47.0	0.090
AUSTRALIA	GRIFFIN	55.0	0.030
AUSTRALIA	HARRIET	37.9	0.050
AUSTRALIA	JABIRU	42.3	0.050
AUSTRALIA	JACKSON	43.8	0.030
AUSTRALIA	NORTHWEST SHELF CONDENSATE	53.0	0.010
AUSTRALIA	SALADIN	48.2	0.020
AUSTRALIA	SKUA	41.9	0.060
BENIN	BENIN	22.7	0.380
BRAZIL	GAROUPA	30.0	0.680
BRAZIL	SERGIPANO PLATFORMA	38.4	0.190
BRAZIL	SERGIPANO TERRA	24.1	0.410
BRUNEI	CHAMPION EXPORT	23.9	0.120
BRUNEI	SERIA	40.5	0.063
C. I. S.	SOVIET EXPORT BLEND	31.8	1.530
CAMEROON	KOLE MARINE	32.6	0.330
CAMEROON	LOKELE	20.7	0.460
CANADA	CANADIAN SOUR	37.5	0.560
CANADA	CANADIAN SWEET	37.7	0.420
CANADA (ALBERTA)	BOW RIVER HEAVY	26.7	2.100
CANADA (ALBERTA)	COLD LAKE	13.2	4.110
CANADA (ALBERTA)	COLD LAKE BLEND	22.6	3.600
CANADA (ALBERTA)	FEDERATED PIPELINE	39.7	0.201
CANADA (ALBERTA)	GULF ALBERTA	35.1	0.980
CANADA (ALBERTA)	LLOYDMINSTER BLENDED CRUDE	20.7	3.150
CANADA (ALBERTA)	PEMBINA	38.8	0.200
CANADA (ALBERTA)	RAINBOW	40.7	0.500
CANADA (ALBERTA)	RANGELAND SOUTH	39.5	0.752
CANADA (ALBERTA)	SYNTHETIC CRUDE	38.7	0.190
CANADA (ALBERTA)	SYNTHETIC OSA STREAM (SUNCOR)	33.2	0.328
CANADA (ALBERTA)	WAINWRIGHT-KINSELLA	23.1	2.580
CHINA	DAQING (TACHING)	32.6	0.090
CHINA	NANHAI LIGHT	40.6	0.059

## CONTINUACIÓN ANEXO 1

<u>Origin</u>	<u>Name</u>	<u>API</u>	<u>Sulfur,wt%</u>
CHINA	SHENGLI	24.2	1.000
CHINA	WEIZHOU	39.7	0.080
CHINA	WEIZHOU	39.7	0.080
COLOMBIA	CANO LIMON	29.3	0.510
CONGO (BRAZZAVILLE)	DJENO BLEND	27.6	0.230
CONGO (BRAZZAVILLE)	EMERAUDE	23.6	0.600
DUBAI (U.A.E.)	FATEH	31.1	2.000
DUBAI (U.A.E.)	MARGHAM LIGHT	50.3	0.040
ECUADOR	ORIENTE	29.2	0.880
EGYPT	BELAYIM	27.5	2.200
EGYPT	EAST ZEIT MIX	39.0	0.890
EGYPT	GULF OF SUEZ	31.9	1.520
EGYPT	RAS GHARIB	21.5	3.640
GABON	GAMBA	31.4	0.090
GABON	LUCINA MARINE	39.6	0.050
GABON	MANDJI BLEND	30.1	1.110
GABON	RABI-KOUNGA	33.5	0.070
GHANA	SALT POND	37.4	0.097
INDIA	BOMBAY HIGH	39.2	0.150
INDONESIA	ANOA	45.2	0.040
INDONESIA	ARDJUNA	35.2	0.105
INDONESIA	ARUN CONDENSATE	54.8	0.018
INDONESIA	ATTAKA	43.3	0.040
INDONESIA	BADAK	49.5	0.032
INDONESIA	BEKAPAI	41.2	0.080
INDONESIA	BELIDA	45.1	0.020
INDONESIA	BIMA	21.1	0.250
INDONESIA	CINTA	33.4	0.080
INDONESIA	DURI (SUMATRAN HEAVY)	21.3	0.180
INDONESIA	IKAN PARI	48.0	0.020
INDONESIA	KAKAP	51.5	0.050
INDONESIA	KATAPA	50.8	0.060
INDONESIA	LALANG (MALACCA STRAITS)	39.7	0.050
INDONESIA	MINAS (SUMATRAN LIGHT)	34.5	0.081
INDONESIA	UDANG	38.0	0.050
INDONESIA	WALIO EXPORT MIX	35.4	0.680
INDONESIA	WIDURI	33.3	0.070
IRAN	ABOOZAR (ARDESHIR)	26.9	2.480
IRAN	BAHRGANSAR/NOWRUZ	27.1	2.450
IRAN	DORROOD (DARIUS)	33.6	2.350
IRAN	FOROOZAN (FEREIDOON)	31.3	2.500
IRAN	IRANIAN HEAVY	30.9	1.730
IRAN	IRANIAN LIGHT	33.8	1.350
IRAN	ROSTAM	35.9	1.550
IRAN	SALMON (SASSAN)	33.9	1.910
IRAN	SOROOSH (CYRUS)	18.1	3.300
IRAQ	BASRAH HEAVY	24.7	3.500
IRAQ	BASRAH LIGHT	33.7	1.950
IRAQ	BASRAH MEDIUM	31.1	2.580
IRAQ	KIRKUK BLEND	35.1	1.970
IRAQ	NORTH RUMAILA	33.7	1.980
IVORY COAST	ESPOIR	32.3	0.340
KAZAKHSTAN	KUMKOL	42.5	0.070
KUWAIT	KUWAIT EXPORT	31.4	2.520
LIBYA	AMNA	36.0	0.150
LIBYA	BREGA	40.4	0.210
LIBYA	BU ATTIFEL	43.3	0.040
LIBYA	BURI	26.2	1.760
LIBYA	ES SIDER	37.0	0.450
LIBYA	SARIR	38.4	0.160
LIBYA	SIRTICA	41.3	0.450
LIBYA	ZUEITINA	41.3	0.280

## CONTINUACIÓN ANEXO 1

<u>Origin</u>	<u>Name</u>	<u>API</u>	<u>Sulfur, wt%</u>
MALAYSIA	BINTULU	28.1	0.080
MALAYSIA	DULANG	39.0	0.120
MALAYSIA	LABUAN	32.2	0.070
MALAYSIA	MIRI LIGHT	32.6	0.040
MALAYSIA	TAPIS BLEND	45.9	0.030
MALAYSIA	TEMBUNGO	37.4	0.040
MEXICO	ISTHMUS	33.3	1.492
MEXICO	MAYA	22.2	3.300
MEXICO	OLMECA	39.8	0.800
NEUTRAL ZONE	BURGAN	23.3	3.370
NEUTRAL ZONE	EOCENE	18.6	4.550
NEUTRAL ZONE	HOUT	32.8	1.910
NEUTRAL ZONE	KHAFJI	28.5	2.850
NEUTRAL ZONE	RATAWI	23.5	4.070
NIGERIA	ANTAN	32.1	0.320
NIGERIA	BONNY LIGHT	33.9	0.135
NIGERIA	BONNY MEDIUM	25.2	0.230
NIGERIA	BRASS RIVER	42.8	0.060
NIGERIA	ESCRAVOS	36.4	0.120
NIGERIA	FORCADOS	29.6	0.180
NIGERIA	PENNINGTON	36.6	0.070
NIGERIA	QUA IBOE	35.8	0.120
NORTH SEA	ARGYLL	38.0	0.180
NORTH SEA	AUK	37.2	0.450
NORTH SEA	BEATRICE	38.7	0.050
NORTH SEA	BERYL	37.5	0.320
NORTH SEA	BRAE	33.6	0.730
NORTH SEA	BRENT BLEND	38.3	0.400
NORTH SEA	BUCHAN	33.7	0.840
NORTH SEA	CELTIC SEA	44.3	0.060
NORTH SEA	CORMORANT NORTH	34.9	0.710
NORTH SEA	CORMORANT SOUTH	35.7	0.560
NORTH SEA	DAN	30.4	0.340
NORTH SEA	DUNLIN	34.9	0.390
NORTH SEA	FLOTTA BLEND	34.7	1.010
NORTH SEA	FULMAR	39.3	0.260
NORTH SEA	GORM	33.9	0.230
NORTH SEA	GULLFAKS	29.3	0.440
NORTH SEA	HUTTON	30.5	0.650
NORTH SEA	MAGNUS	39.3	0.280
NORTH SEA	MAUREEN	35.6	0.550
NORTH SEA	MONTROSE	39.9	0.190
NORTH SEA	MURCHISON	38.0	0.270
NORTH SEA	NINIAN BLEND	35.8	0.430
NORTH SEA	PIPER	35.0	1.040
NORTH SEA	STATFJORD	37.8	0.280
NORTH SEA	TARTAN	41.7	0.560
NORTH SEA	THISTLE	37.0	0.310
NORTH SEA (DENMARK)	DANISH NORTH SEA	34.5	0.260
NORTH SEA (NORWAY)	EKOFISK	39.2	0.169
NORTH SEA (NORWAY)	EMERALD	22.0	0.750
NORTH SEA (NORWAY)	OSEBERG	33.7	0.310
NORTH SEA (UK)	ALBA	20.0	1.330
NORTH SEA (UK)	DUNCAN	38.5	0.180
NORTH SEA (UK)	FORTIES BLEND	40.5	0.350
NORTH SEA (UK)	INNES	45.7	0.130
NORTH SEA (UK)	KITTIWAKE	37.0	0.650
NORTH YEMEN	ALIF	40.3	0.100
OMAN	OMAN EXPORT	34.7	0.940
PAPUA NEW GUINEA	KUBUTU	44.0	0.040
PERU	LORETO PERUVIAN EXPORT GRADE	33.1	0.230

## CONTINUACIÓN ANEXO 1

<u>Origin</u>	<u>Name</u>	<u>API</u>	<u>Sulfur, wt%</u>
QATAR	DUKHAN (QATAR LAND)	40.9	1.270
QATAR	QATAR MARINE	36.0	1.420
RAS AL KHAIMAN (U.A.E)	RAS AL KHAIMAN	44.3	0.147
RUSSIA	SIBERIAN LIGHT	37.8	0.420
SAUDI ARABIA	ARAB EXTRA LIGHT (BERRI)	37.2	1.150
SAUDI ARABIA	ARAB HEAVY (SAFANIYA)	27.4	2.800
SAUDI ARABIA	ARAB LIGHT	33.4	1.770
SAUDI ARABIA	ARAB MEDIUM (KHURSANIYAH/ABU SAF	28.5	2.850
SAUDI ARABIA	ARAB MEDIUM (ZULUF/MARJAN)	28.8	2.490
SHARJAH (U.A.E.)	SHARJAH CONDENSATE	49.7	0.100
SHARJAH, U.A.E.	MUBAREK	37.0	0.620
SYRIA	SOUEDIE	24.9	3.820
TIMOR SEA (INDONESIA/AUSTRALIA)	HYDRA	37.5	0.080
TRINIDAD TOBAGO	GALEOTA MIX (TRINIDAD BLEND)	32.8	0.270
TUNISIA	ASHTART	30.0	0.990
USA (ALASKA)	ALASKAN NORTH SLOPE	27.5	1.110
USA (ALASKA)	COOK INLET	35.0	0.095
USA (ALASKA)	DRIFT RIVER	35.3	0.090
USA (ALASKA)	NIKISKI TERMINAL	34.6	0.100
USA (CALIFORNIA)	HONDO BLEND	20.8	4.290
USA (CALIFORNIA)	HONDO MONTEREY	19.4	4.700
USA (CALIFORNIA)	HONDO SANDSTONE	35.2	0.210
USA (CALIFORNIA)	HUNTINGTON BEACH	20.7	1.380
USA (CALIFORNIA)	SAN JOAQUIN VALLEY	15.7	1.200
USA (CALIFORNIA)	WILLMINGTON	18.6	1.590
USA (FLORIDA)	SUNNILAND	24.9	3.250
USA (LOUISIANA)	GRAND ISLE	34.2	0.350
USA (LOUISIANA)	LAKE ARTHUR (HUNT PRODUCTION)	41.9	0.060
USA (LOUISIANA)	LOUISIANA LIGHT SWEET	36.1	0.450
USA (LOUISIANA)	OSTRICA	32.0	0.300
USA (LOUISIANA)	SOUTH LOUISIANA	32.8	0.280
USA (MICHIGAN)	LAKEHEAD SWEET	47.0	0.310
USA (MISSISSIPPI)	BAXTERVILLE	16.3	3.020
USA (NEW MEXICO)	NEW MEXICO MIXED INTERMEDIATE	37.6	0.167
USA (NEW MEXICO)	NEW MEXICO MIXED LIGHT	43.3	0.070
USA (OKLAHOMA)	BASIN-CUSHING COMPOSITE	34.0	1.950
USA (TEXAS)	COASTAL B-2	32.2	0.220
USA (TEXAS)	EAST TEXAS	37.0	0.210
USA (TEXAS)	SEA BREEZE	37.9	0.100
USA (TEXAS)	WEST TEXAS INTERMEDIATE	40.8	0.340
USA (TEXAS)	WEST TEXAS SEMI-SWEET	39.0	0.270
USA (TEXAS)	WEST TEXAS SOUR	34.1	1.640
USA (WYOMING)	TOM BROWN	38.2	0.100
USA (WYOMING)	WYOMING SWEET (AMOCO B)	37.2	0.330
VENEZEULA	BCF-24	23.5	1.680
VENEZEULA	LAGO MEDIO	32.2	1.010
VENEZEULA	LEONA	24.4	1.510
VENEZEULA	MESA	29.8	1.010
VENEZUELA	ANACO WAX	40.5	0.240
VENEZUELA	BACHAQUERO	16.8	2.400
VENEZUELA	BACHAQUERO HEAVY	12.8	2.660
VENEZUELA	BOSCAN	10.1	5.500
VENEZUELA	CEUTA EXPORT	27.8	1.370
VENEZUELA	GUANIPA	30.3	0.850
VENEZUELA	LA ROSA MEDIUM	25.3	1.730
VENEZUELA	LAGO TRECO	26.7	1.500
VENEZUELA	LAGUNILLAS HEAVY	17.0	2.190
VENEZUELA	MEREY	18.0	2.280
VENEZUELA	OFICINA	33.3	0.780
VENEZUELA	PILON	14.1	1.910
VENEZUELA	TEMBLADOR	21.0	0.830
VENEZUELA	TIA JUANA 102	25.8	1.630
VENEZUELA	TIA JUANA HEAVY (18)	18.2	2.240

## CONTINUACIÓN ANEXO 1

<u>Origin</u>	<u>Name</u>	<u>API</u>	<u>Sulfur, wt%</u>
VENEZUELA	TIA JUANA LIGHT	31.8	1.160
VENEZUELA	TIA JUANA MEDIUM 24	24.8	1.610
VENEZUELA	TIA JUANA MEDIUM 26	26.9	1.540
VENEZUELA	TIA JUANA PESADO (12)	12.1	2.700
VIET NAM	BACH HO (WHITE TIGER)	38.6	0.030
VIET NAM	DAI HUNG (BIG BEAR)	36.9	0.080
YEMEN	MASILA	30.5	0.670
ZAIRE	ZAIRE	31.7	0.130

## ANEXO 2

<b>PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (MILES DE BARRILES)</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>PETROECUADOR</b>	<b>PRIVADAS</b>
1980	74,771	73,295	1,476
1981	76,804	75,389	1,415
1982	77,685	76,444	1,241
1983	86,344	84,969	1,375
1984	94,930	93,406	1,524
1985	102,425	100,847	1,578
1986	105,587	103,742	1,845
1987	63,791	62,519	1,272
1988	110,534	108,149	2,385
1989	101,797	99,582	2,215
1990	104,445	102,579	1,866
1991	109,385	107,232	2,153
1992	117,173	114,581	2,592
1993	125,440	117,896	7,544
1994	138,212	119,751	18,461
1995	141,153	113,640	27,513
1996	140,447	112,006	28,441
1997	141,709	106,702	35,007
1998	137,079	101,401	35,678
1999	136,291	89,543	46,748
2000	146,209	85,047	61,162
2001	148,746	82,929	65,817
2002	143,273	80,775	62,498
2003	152,497	74,514	77,983
2004	183,906	64,951	118,955
2005	185,282	63,234	122,047

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras

### ANEXO 3

PRECIO DEL WTI	
AÑOS	DÓLARES
1997	20.61
1998	14.58
1999	20.00
2000	31.15
2001	26.41
2002	26.23
2003	31.44
2004	42.80
2005	57.11

Fuente: <http://espanol.finance.yahoo.com/q?s=wti>

Elaboración: Las Autoras

## ANEXO 4

<b>TRANSPORTE POR OLEODUCTOS</b>			
<b>CIFRAS EN MILES DE BARRILES</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>SOTE</b>	<b>OTA</b>	<b>OCP</b>
1980	74.014		
1981	76.228		
1982	76.379		
1983	86.171		
1984	93.161		
1985	101.688		
1986	106.277		
1987	56.941		
1988	106.926	2.408	
1989	99.682	109	
1990	102.045	158	
1991	104.726	2.587	
1992	112.332	874	
1993	115.165	4.577	
1994	122.274	8.175	
1995	121.284	12.347	
1996	116.960	13.735	
1997	115.536	15.397	
1998	113.845	13.660	
1999	116.800	12.555	
2000	130.655	9.796	
2001	134.851	6.075	
2002	132.238	2.268	
2003	119.987	2.489	18.190
2004	118.436		62.374
2005	120.916		57.730

Fuente: Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera

Elaboración: Las Autoras



## ANEXO 5

### MAPA DE OLEODUCTOS



Fuente: Petroecuador Unidad de Sistemas

## **ANEXO 6**

### **MARCO LEGAL EN LA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA**

El marco legal mediante el cual se regula la generación y distribución de la renta petrolera corresponde a los siguientes instrumentos legales:

#### **LEY DE HIDROCARBUROS**

Dispone que el Estado explorará y explotará los yacimientos de hidrocarburos en forma directa, a través de Petroecuador, o celebrando contratos vigentes en la legislación Ecuatoriana, igualmente las actividades de transporte, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización serán realizadas por Petroecuador o por empresas privadas.

En esta Ley se definen las principales condiciones bajo las cuales Petroecuador y las contratistas desarrollaran sus actividades, también se señalan ciertas obligaciones económicas a ser cumplidas.

#### **LEY ESPECIAL DE PETROECUADOR Y SU REGLAMENTO**

Establece los principios que rigen el desenvolvimiento empresarial de Petroecuador y específicamente se define su régimen económico y financiero en el que constan los mecanismos de retención y distribución del ingreso petrolero.

#### **REGLAMENTO DE CONTRATACIÓN DE PETROECUADOR PARA OBRAS, BIENES Y SERVICIOS ESPECÍFICOS.**

El objeto de este reglamento es regular el sistema de contratación de Petroecuador en el que se incluye los contratos de alianzas operativas y estratégicas y servicios específicos para la explotación y exploración de campos de Petroecuador.

## **LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO**

Establece los diferentes impuestos y sus cuantías a las que están sujetas las empresas, incluyendo las que se desenvuelven en el campo hidrocarburífero.

## **REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS**

Establece las normas ambientales que se aplicarán a todas las actividades hidrocarburíferas incluyendo las referentes al ámbito social.

El manejo ambiental y social ecuatoriano se rige por la “Ley de Gestión Ambiental” y el ámbito hidrocarburífero específicamente se regula por el “Reglamento Ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador”. La autoridad ambiental es la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas cuyo órgano técnico administrativo es la Dirección Nacional de Protección Ambiental. En casos en que las actividades hidrocarburíferas se desarrollen en zonas protegidas, se debe contar con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente. Adicionalmente, basado en un reglamento específico, previo al inicio de cualquier actividad hidrocarburífera se debe efectuar un proceso de consulta a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos. Producto de esta consulta se obtienen acuerdos o convenios que estipulan compensaciones e indemnizaciones a la población por las posibles afectaciones ambientales y daños que se ocasionen.

## **REGLAMENTO DE CONSULTA Y PARTICIPACIÓN CIUDADANA PARA LA REALIZACIÓN DE ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS**

Dispone que todas las actividades petroleras sean previamente consultadas con las comunidades involucradas estableciéndose convenios que estipulen las compensaciones e indemnizaciones por las posibles afectaciones ambientales y daños a la propiedad.

**LEY No. 120 – LEY DE CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN EJECUTIVA PARA RECONSTRUCCION DE LAS ZONAS AFECTADAS POR EL FENOMENO DEL NIÑO – CORPECUADOR**

Se crea CORPECUADOR por un período de 10 años para la ejecución de obras y de programas de reconstrucción a su cargo en las zonas afectadas por el Fenómeno del Niño. Se financia principalmente con el 10% de la participación que le corresponde al Estado Ecuatoriano en el incremento de las exportaciones petroleras o de la construcción de un nuevo sistema.

**LEY No. 10 Y 20 – LEY QUE CREA EL FONDO PARA EL ECODESARROLLO REGIONAL AMAZÓNICO Y DE FORTALECIMIENTO DE SUS ORGANISMOS SECCIONALES Y SU REFORMA.**

Crea el fondo para el ecodesarrollo Regional Amazónico, que se alimentará con los ingresos provienen del impuesto equivalente a US. \$0,10 (diez centavos de dólar norteamericano) por cada barril de petróleo que se produzca en la región Amazónica y se comercialice en los mercados internos y externos.

A partir de 1998, el mencionado impuesto se incrementará a un ritmo de US \$ 0,05 (cinco centavos de dólares Norteamericanos), por año, hasta alcanzar el equivalente a US \$ 0,50 (cincuenta centavos de dólar norteamericano), por barril de petróleo.

**LEY No. 122 – LEY QUE CREA EL FONDO DE DESARROLLO DE LAS PROVINCIAS DE LA REGIÓN AMAZÓNICA**

Crea el fondo de desarrollo de las Provincias de la Región Amazónica, que se financiará con los siguientes ingresos:

El tributo de 2.5% y 4.5% sobre el total de la facturación que cobren a Petroecuador o a sus filiales las empresas de servicios nacionales y extranjeras respectivamente, dentro de la jurisdicción de cada provincia amazónica.

Los valores que se recauden por la aplicación de esta ley se depositarán mensualmente en la Cuenta Especial que se denominará Fondo de Desarrollo de las Provincias de Sucumbíos, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, que para el efecto se abrirá en el Banco Central del Ecuador.

El Banco Central sin necesidad de orden previa o expresa alguna en los primeros diez días de cada mes, de los valores obtenidos entregará a cada provincia la parte proporcional, la misma que se distribuirá así:

En las provincias de: Sucumbíos, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, 50% para el Consejo Provincial, 20% para el Municipio de Capital Provincial y, el 30% restante para los demás Municipios de la Provincia, por iguales partes.

En la provincia de Pastaza: 50% para el Consejo Provincial 35% para el Municipio de Pastaza y 15% para el Municipio de Mera.

Las rentas que los organismos seccionales obtengan por la aplicación de la presente ley se destinarán exclusivamente a obras de infraestructura urbana y rural.

#### **LEY No. 40 CREACIÓN DE RENTAS SUSTITUTIVAS PARA LAS PROVINCIAS DEL NAPO, ESMERALDAS Y SUCUMBIOS.**

Este tributo corresponde al pago de US\$ 0,05 por Barril transportado por el Oleoducto Transecuatoriano SOTE, las compañías deberán depositar estos valores en el Banco Central, quien es el encargado de transferir los recursos a las respectivas provincias.

#### **LEY PARA LA REFORMA DE LAS FINANZAS PÚBLICAS – ARTÍCULO 58 A CREACION DEL FEP.**

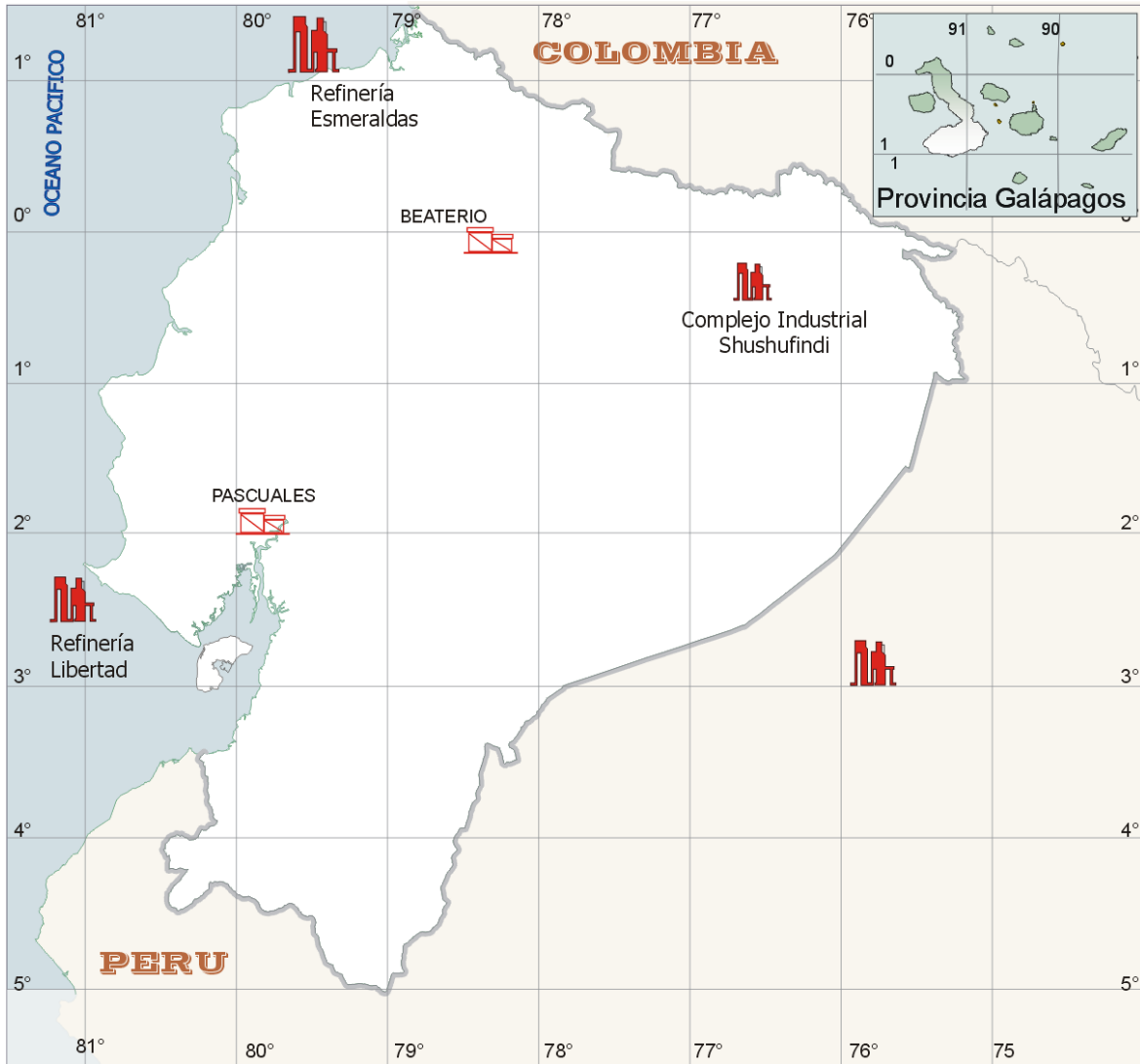
Mediante esta ley se crea el Fondo de Estabilización Petrolera, FEP, principalmente con los ingresos petroleros no previstos o superiores a los inicialmente contemplados en el Presupuesto aprobado por el Congreso Nacional.

### **LEY ORGÁNICA DE RESPONSABILIDAD, ESTABILIZACIÓN Y TRANSPARENCIA FISCAL – TÍTULO III**

Se crea el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público, FEIREP, fundamentalmente con todos los ingresos del Estado provenientes del petróleo crudo transportado por el Oleoducto de Crudos Pesados que no se deriven de la menor utilización del SOTE de petróleos livianos y del 45% de los ingresos del FEP.

## ANEXO 7

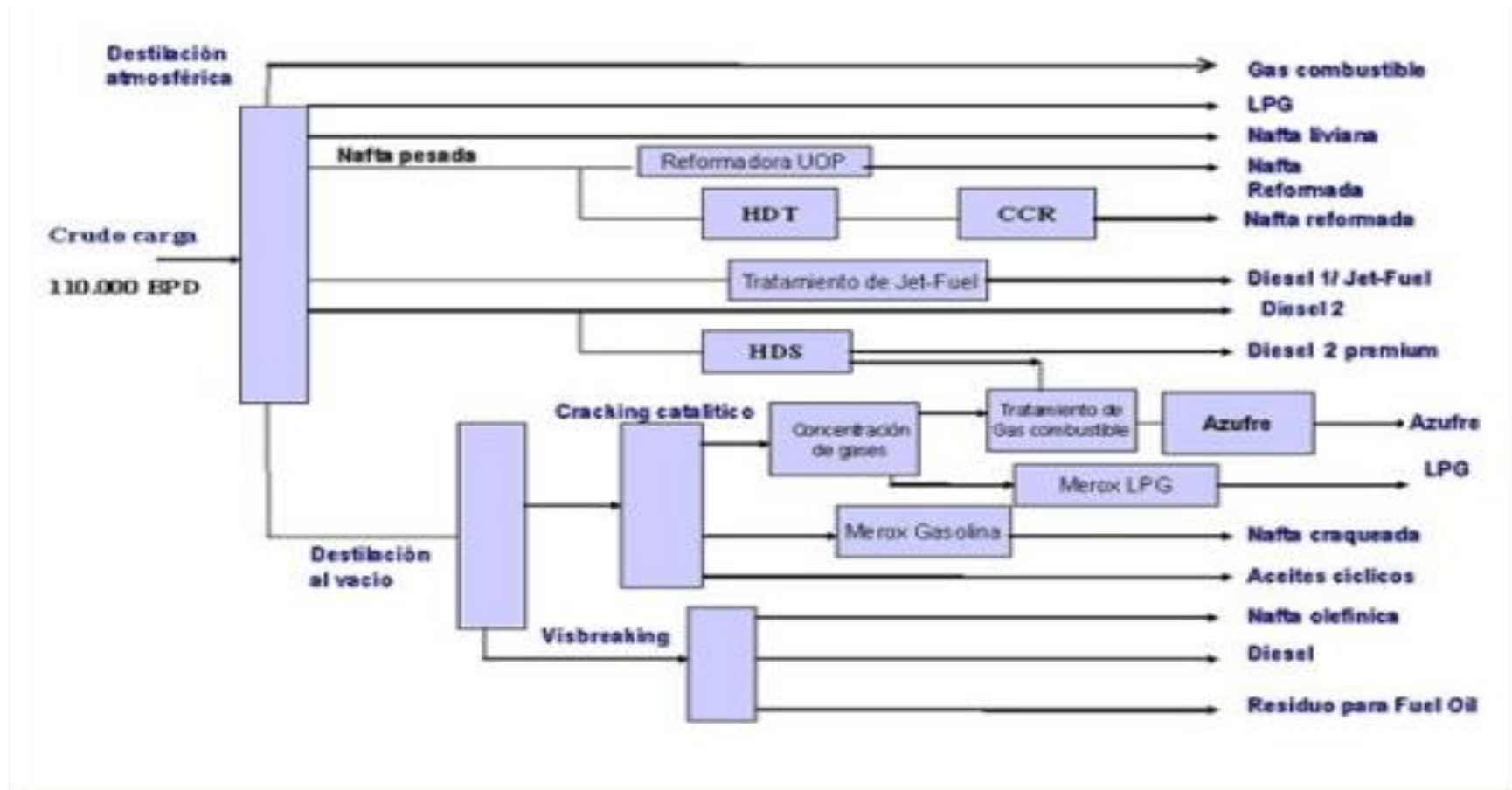
### MAPA DE REFINERÍAS Y TERMINALES



Fuente: Petroecuador Unidad de Sistemas

## ANEXO 8

### ESQUEMA DE REFINACIÓN DE LA REFINERÍA ESMERALDAS



Fuente: [www.petroindustrial.com.ec](http://www.petroindustrial.com.ec)



## ANEXO 9

### COSTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO COMERCIALIZADOS

#### GASOLINA EXTRA

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	7,913,626	6,170,122	15.51	4.43	1.75	21.69	0.52	0.97	0.45
1998	6,859,758	6,176,116	9.15	4.08	1.87	15.10	0.36	0.93	0.57
1999	6,814,253	8,233,088	15.12	3.08	2.22	20.42	0.49	0.96	0.47
2000	6,975,865	9,122,763	24.92	2.64	1.61	29.17	0.69	0.64	-0.06
2001	5,137,438	7,356,828	18.99	4.76	2.52	26.27	0.63	0.85	0.22
2002	4,037,774	6,585,933	22.06	6.56	1.87	30.49	0.73	0.95	0.22
2003	4,294,487	5,033,881	26.26	6.28	2.19	34.73	0.83	1.28	0.45
2004	4,365,374	5,828,468	32.17	6.23	2.33	40.73	0.97	1.31	0.34
2005	3,021,377	8,072,872	42.84	9.99	3.28	56.11	1.34	1.31	-0.03

#### GASOLINA SÚPER

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	502,166	928,397	15.51	4.52	1.45	21.48	0.51	1.15	0.64
1998	1,456,358	1,588,147	9.15	6.62	1.57	17.34	0.41	1.22	0.81
1999	1,671,976	706,513	15.12	5.83	1.67	22.62	0.54	1.43	0.89
2000	3,080,234	1,013,446	24.92	4.24	1.45	30.62	0.73	1.02	0.29
2001	2,484,287	1,461,565	18.99	6.34	2.17	27.50	0.65	1.10	0.45
2002	2,311,981	2,174,593	22.06	8.84	3.23	34.13	0.81	1.20	0.39
2003	2,026,520	2,381,452	26.26	8.53	3.12	37.91	0.90	1.68	0.78
2004	2,261,856	2,711,095	32.17	8.13	3.62	43.92	1.05	1.68	0.63
2005	1,246,411	2,183,291	42.84	9.45	4.52	56.81	1.35	1.68	0.33

FUENTE: PETROECUADOR UNIDAD DE CONTABILIDAD

\* PRECIO CRUDO USD FOB/BL BALAO

**(a) y (b)** COSTOS DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACION: Incluyen los valores operativos correspondientes a servicios de contratación mantenimiento de equipo y maquinaria, cuantificación del transporte de los derivados por los poliductos, consumo de suministros y materiales, gastos financieros y el pago de remuneraciones al personal. Los costos excluyen depreciaciones.

## CONTINUACIÓN ANEXO 9

### COSTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO COMERCIALIZADOS

#### DIESEL 1

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA. US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	637,695	349,902	15.51	2.21	1.55	19.27	0.46	0.68	0.22
1998	1,456,358	1,588,147	9.15	6.62	1.57	17.34	0.41	0.68	0.27
1999	710,929	317,526	15.12	2.17	1.76	19.04	0.45	0.63	0.17
2000	550,154	363,605	24.92	1.54	1.41	27.86	0.66	0.47	-0.19
2001	554,390	288,147	18.99	2.31	1.41	22.71	0.54	0.66	0.12
2002	490,769	205,147	22.06	3.16	3.15	28.37	0.68	0.76	0.08
2003	478,034	205,198	26.26	3.68	3.28	33.22	0.79	0.89	0.10
2004	533,836	229,885	32.17	2.91	2.85	37.93	0.90	0.90	0.00
2005	327,721	152,965	42.84	3.55	5.51	51.90	1.24	0.90	-0.34

#### DIESEL 2

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA. US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	8,896,613	8,159,839	15.51	2.23	2.77	20.51	0.49	0.68	0.19
1998	9,058,990	9,730,525	9.15	2.64	1.69	13.48	0.32	0.68	0.36
1999	8,335,726	10,646,183	15.12	2.24	2.08	19.44	0.46	0.63	0.16
2000	12,155,555	12,378,184	24.92	2.24	1.53	28.69	0.68	0.47	-0.21
2001	13,447,767	13,726,182	18.99	3.21	1.30	23.50	0.56	0.66	0.10
2002	12,301,370	12,847,396	22.06	4.67	1.63	28.36	0.68	0.76	0.08
2003	11,000,715	11,560,113	26.26	4.79	1.88	32.93	0.78	0.89	0.10
2004	12,651,309	12,890,895	32.17	4.19	2.05	38.41	0.91	0.90	-0.01
2005	9,500,143	4,060,373	42.84	4.66	2.25	49.75	1.18	0.90	-0.28

FUENTE: PETROECUADOR UNIDAD DE CONTABILIDAD

\* PRECIO CRUDO USD FOB/BL BALAO

(a) y (b) COSTOS DE REFINACION Y COMERCIALIZACION: Incluyen los valores operativos correspondientes a servicios de contratación mantenimiento de equipo y maquinaria, cuantificación del transporte de los derivados por los poliductos, consumo de suministros y materiales, gastos financieros y el pago de remuneraciones al personal. Los costos excluyen depreciaciones.

## CONTINUACIÓN ANEXO 9

### COSTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO COMERCIALIZADOS

#### FUEL OIL NACIONAL

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA. US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	3,975,213	10,606,210	15.51	1.96	2.07	19.54	0.47	0.19	-0.27
1998	4,203,218	9,776,515	9.15	2.26	1.36	12.77	0.30	0.26	-0.05
1999	2,413,709	9,829,796	15.12	1.25	1.81	18.18	0.43	0.14	-0.29
2000	11,382,593	10,021,765	24.92	1.20	0.75	26.87	0.64	0.26	-0.38
2001	10,762,844	10,142,208	18.99	1.63	1.18	21.80	0.52	0.52	0.00
2002	11,374,846	11,367,589	22.06	1.33	1.11	24.50	0.58	0.52	-0.06
2003	10,989,475	10,869,308	26.26	1.36	1.15	28.77	0.69	0.69	0.00
2004	11,337,417	11,199,347	32.17	1.23	1.02	34.42	0.82	0.69	-0.13
2005	8,584,503	7,882,563	42.84	1.40	1.38	45.62	1.09	0.69	-0.40

#### GLP

AÑOS	VOLÚMENES		MAT. PRIMA* CRUDO US\$/BL	REFINACIÓN(a)	COMERCIA- LIZACIÓN (b)	TOTAL COSTO US\$/bl	COSTO US\$/galón	PRECIO VTA. US\$/galón	UTILIDAD
	PRODUCIDOS	COMERCIALIZ							
1997	3,975,213	10,606,210	15.51	5.15	10.56	31.22	0.74	0.32	-0.42
1998	4,203,218	9,776,515	9.15	6.65	10.01	25.81	0.61	0.28	-0.34
1999	2,413,709	9,829,796	15.12	5.43	8.53	29.08	0.69	0.31	-0.39
2000	11,382,593	10,021,765	24.92	4.64	5.12	34.68	0.83	0.12	-0.70
2001	10,762,844	10,142,208	18.99	6.18	8.84	34.01	0.81	0.22	-0.59
2002	11,374,846	11,367,589	22.06	9.58	10.69	42.33	1.01	0.20	-0.80
2003	10,989,475	10,869,308	26.26	10.14	10.49	46.89	1.12	0.23	-0.88
2004	11,337,417	11,199,347	32.17	8.84	10.95	51.96	1.24	0.22	-1.01
2005	8,584,503	7,882,563	42.84	9.93	8.92	61.69	1.47	0.22	-1.24

FUENTE: PETROECUADOR UNIDAD DE CONTABILIDAD

\* PRECIO CRUDO USD FOB/BL BALAO

**(a) y (b)** COSTOS DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACION: Incluyen los valores operativos correspondientes a servicios de contratación, mantenimiento de equipo y maquinaria, cuantificación del transporte de los derivados por los poliductos, consumo de suministros y materiales, gastos financieros y el pago de remuneraciones al personal. Los costos excluyen depreciaciones.

## ANEXO 10

<b>PRECIOS HISTÓRICOS DE LA GASOLINA DÓLARES POR GALÓN</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>EXTRA</b>	<b>SUPER</b>
1994.I	1,03	1,34
1994.II	1,22	1,47
1994.III	1,20	1,41
1994.IV	1,18	1,38
1995.I	1,17	1,36
1995.II	1,17	1,37
1995.III	1,14	1,34
1995.IV	1,12	1,32
1996.I	1,03	1,21
1996.II	1,05	1,23
1996.III	1,04	1,22
1996.IV	1,03	1,21
1997.I	1,03	1,21
1997.II	0,99	1,16
1997.III	0,94	1,10
1997.IV	0,92	1,13
1998.I	0,93	1,17
1998.II	0,93	1,22
1998.III	0,91	1,25
1998.IV	0,90	1,24
1999.I	1,26	1,68
1999.II	1,09	1,70
1999.III	0,88	1,37
1999.IV	0,61	0,95
2000.I	0,40	0,94
2000.II	0,70	1,04
2000.III	0,70	1,04
2000.IV	0,75	1,05
2001.I	0,85	1,10
2001.II	0,85	1,10
2001.III	0,85	1,10
2001.IV	0,85	1,10
2002.I	0,95	1,20
2002.II	0,95	1,20
2002.III	0,95	1,20
2002.IV	0,95	1,20
2003.I	1,25	1,68
2003.II	1,25	1,68
2003.III	1,29	1,68
2003.IV	1,31	1,68
2004.I, II, III, IV	1,31	1,68
2005.I, II, III, IV	1,31	1,68
2006.I, II	1,31	1,68

Fuente: Petroecuador

## ANEXO 11

<b>PRECIOS HISTÓRICOS DEL DIESEL 1 Y 2 DÓLARES POR GALON</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>DIESEL 1</b>	<b>DIESEL 2</b>
1994.I		0,70
1994.II		0,71
1994.III		0,74
1994.IV		1,03
1995.I		1,17
1995.II		1,17
1995.III		1,13
1995.IV		1,11
1996.I	0,82	0,82
1996.II	0,73	0,73
1996.III	0,72	0,72
1996.IV	0,72	0,72
1997.I	0,72	0,72
1997.II	0,69	0,69
1997.III	0,66	0,66
1997.IV	0,64	0,64
1998.I	0,65	0,65
1998.II	0,65	0,65
1998.III	0,64	0,64
1998.IV	0,78	0,78
1999.I	0,77	0,77
1999.II	0,74	0,74
1999.III	0,59	0,59
1999.IV	0,41	0,41
2000.I	0,27	0,27
2000.II	0,52	0,52
2000.III	0,52	0,52
2000.IV	0,57	0,57
2001.I	0,66	0,66
2001.II	0,66	0,66
2001.III	0,66	0,66
2001.IV	0,66	0,66
2002.I	0,76	0,76
2002.II	0,76	0,76
2002.III	0,76	0,76
2002.IV	0,76	0,76
2003.I	0,88	0,88
2003.II	0,88	0,88
2003.III	0,89	0,89
2003.IV	0,90	0,90
2004.I, II, III IV	0,90	0,90
2005.I, II, III IV	0,90	0,90
2006.I, II	0,90	0,90

Fuente: Petroecuador

## ANEXO 12

<b>VENTA INTERNA DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO BARRILES</b>			
<b>AÑOS</b>	<b>GASOLINAS</b>	<b>DIESEL</b>	<b>GLP</b>
1994.I	2.830.595	2.843.023	1.317.013
1994.II	2.542.654	2.978.261	1.361.262
1994.III	2.761.931	3.537.737	1.471.405
1994.IV	2.507.657	3.375.277	1.498.603
1995.I	2.213.738	3.710.505	1.471.359
1995.II	2.300.172	3.316.503	1.621.375
1995.III	2.339.041	3.506.685	1.660.029
1995.IV	2.259.209	3.293.036	1.715.930
1996.I	2.216.877	3.341.350	1.645.098
1996.II	2.235.500	3.726.148	1.774.328
1996.III	2.301.446	3.796.641	1.881.816
1996.IV	2.449.471	4.662.498	1.692.057
1997.I	2.201.688	4.003.403	1.598.650
1997.II	2.306.068	3.903.561	1.799.808
1997.III	2.457.890	4.301.417	1.867.927
1997.IV	2.556.688	4.856.336	1.860.389
1998.I	2.282.584	4.217.671	1.781.768
1998.II	2.832.955	3.667.841	1.848.033
1998.III	2.992.718	4.476.260	1.875.112
1998.IV	3.034.496	4.956.304	1.745.890
1999.I	2.581.199	3.415.314	1.633.751
1999.II	2.568.014	3.096.182	1.733.035
1999.III	2.589.659	3.383.116	1.805.016
1999.IV	2.879.783	3.923.567	1.890.735
2000.I	2.763.199	3.744.072	1.794.940
2000.II	2.857.459	3.673.333	1.905.184
2000.III	2.933.448	3.828.341	1.966.701
2000.IV	3.001.678	4.336.023	1.968.396
2001.I	2.767.971	3.949.840	1.835.052
2001.II	2.994.061	3.913.542	2.013.739
2001.III	3.093.939	4.212.264	2.053.828
2001.IV	3.251.502	5.185.995	2.090.124
2002.I	2.956.190	4.420.881	1.922.634
2002.II	3.105.043	4.227.800	2.087.958
2002.III	3.265.394	4.361.033	2.160.941
2002.IV	3.342.715	4.450.017	2.163.299
2003.I	3.002.500	4.218.050	2.054.483
2003.II	3.088.345	4.228.067	2.201.713
2003.III	3.160.594	4.428.283	2.248.592
2003.IV	3.227.928	4.640.824	2.229.035
2004.I	3.099.510	4.588.099	2.212.576
2004.II	3.198.002	4.386.271	2.288.407
2004.III	3.379.096	4.750.728	2.468.926
2004.IV	3.512.292	5.149.975	2.467.329
2005.I	3.277.048	4.906.350	2.342.743
2005.II	3.404.813	4.924.528	2.549.866
2005.III	3.574.360	5.373.225	2.644.192
2005.IV	3.675.244	6.030.054	2.671.124

Fuente: Petroecuador

## ANEXO 13

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE GASOLINA A TRAVÉS DEL EViews

**Datos Utilizados para realizar la proyección:**

Años	Ventas Gasolina	Parque Automotriz	Pib Per Capita	Precio (barril)
2000 I	2.763.215	1.342	316,85	28,14
2000 II	2.857.459	2.430	325,31	36,54
2000 III	2.933.480	3.893	328,47	36,54
2000 IV	3.001.677	7.304	331,89	37,80
2001 I	2.767.971	11.093	334,90	41,16
2001 II	2.994.132	13.233	336,57	41,16
2001 III	3.093.938	15.774	339,34	41,16
2001 IV	3.251.502	19.519	341,40	41,16
2002 I	2.956.191	13.185	344,14	45,36
2002 II	3.105.043	15.197	348,45	45,36
2002 III	3.265.394	16.790	348,21	45,36
2002 IV	3.342.715	19.203	348,58	45,36
2003 I	3.002.500	13.185	351,58	61,74
2003 II	3.088.345	15.197	341,24	61,74
2003 III	3.160.594	16.790	355,85	62,58
2003 IV	3.227.928	19.203	369,85	63,00
2004 I	3.099.510	10.980	372,74	63,00
2004 II	3.198.003	11.256	376,82	63,00
2004 III	3.379.095	13.500	377,34	63,00
2004 IV	3.512.292	16.560	382,43	63,00
2005 I	3.277.048	12.378	384,25	63,00
2005 II	3.404.813	12.083	388,86	63,00
2005 III	3.574.360	10.371	388,21	63,00
2005 IV	3.675.244	10.477	397,15	63,00

Fuente: Petroecuador, AEADE, Banco Central del Ecuador

### Resultados Obtenidos a través del Eviews:

Estimation Command:

=====

LS

DEMANDAGASOLINA=C(1)+C(2)\*PARQUEAUTOMOTOR+C(3)\*PIBPERCAPITA+C(4)\*PRECI  
O

Estimation Equation:

=====

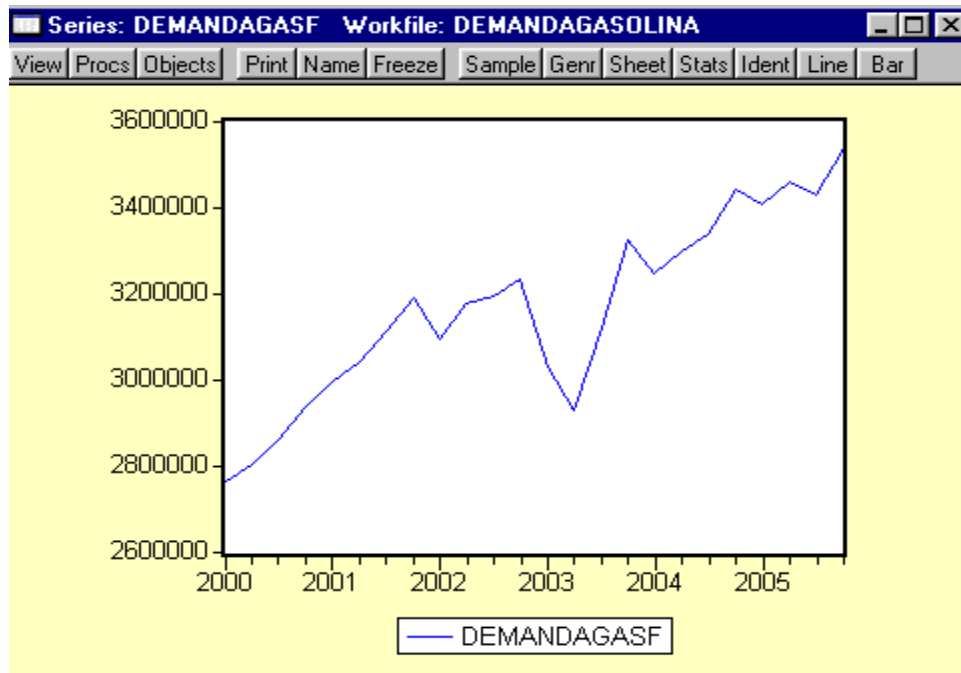
DEMANDAGASOLINA=C(1)+C(2)\*PARQUEAUTOMOTOR+C(3)\*PIBPERCAPITA+C(4)\*PRECI  
O

Substituted Coefficients:

=====

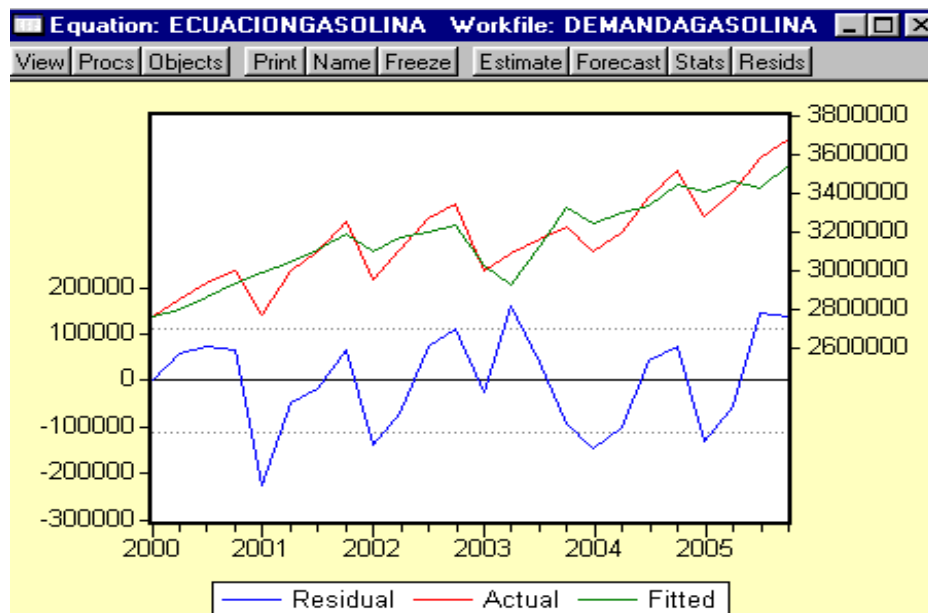
DEMANDAGASOLINA=-  
 $885052.0216 + 13.63370561 * \text{PARQUEAUTOMOTOR} + 12315.92402 * \text{PIBPERCAPITA} - 9683.238445 * \text{PRECIO}$

### Gráfico de la proyección de la Demanda de Gasolina



Fuente: Petroecuador, Eviews

### Gráfico de los Residuos





Fuente: Petroecuador

## ANEXO 14

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE DIESEL A TRAVÉS DEL EViews

Datos Utilizados para realizar la proyección:

Años	Ventas Diesel	Parque Automotriz	PIB Transporte	Precio (barril)
2000 I	3.744.072	86	355.729	11,34
2000 II	3.673.333	107	352.520	21,84
2000 III	3.828.341	178	351.343	21,84
2000 IV	4.336.023	743	353.402	23,94
2001 I	3.949.840	1.225	347.332	27,72
2001 II	3.913.542	1.766	358.137	27,72
2001 III	4.212.264	3.830	353.218	27,72
2001 IV	5.185.998	4.055	361.140	27,72
2002 I	4.420.881	2.684	348.291	31,92
2002 II	4.227.800	2.976	355.041	31,92
2002 III	4.361.033	3.168	356.522	31,92
2002 IV	4.450.017	3.067	361.174	31,92
2003 I	4.218.050	1.631	362.394	36,96
2003 II	4.228.065	2.005	358.325	36,96
2003 III	4.428.282	2.122	365.758	37,38
2003 IV	4.640.824	2.272	360.555	37,8
2004 I	4.588.100	2.216	362.454	37,8
2004 II	4.386.274	1.437	366.809	37,8
2004 III	4.750.727	1.790	368.580	37,8
2004 IV	5.149.977	2.286	372.196	37,8
2005 I	4.906.350	2.266	376.277	37,8
2005 II	4.924.528	2.581	380.298	37,8
2005 III	5.373.225	2.368	379.864	37,8
2005 IV	6.030.054	2.786	386.682	37,8

Fuente: Petroecuador, AEADE, Banco Central del Ecuador

### Resultados Obtenidos a través del Eviews:

Estimation Command:

=====

LS

DEMANDADIESEL=C(1)+C(2)\*PARQUEAUTOMOTOR+C(3)\*PIBTRANSPORTE+C(4)\*PRECIO

Estimation Equation:

=====

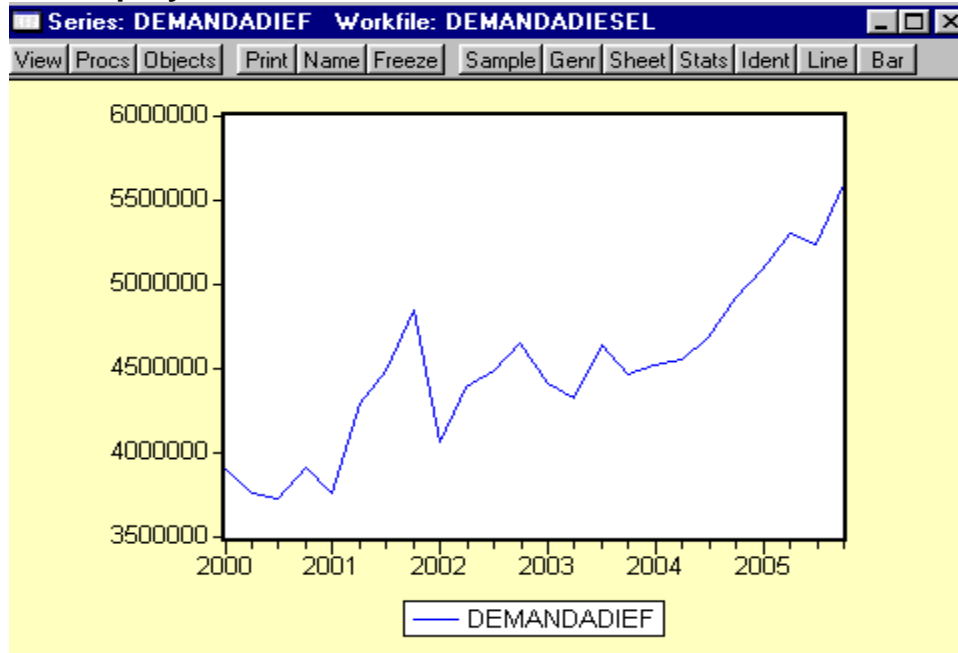
$$\text{DEMANDADIESEL} = C(1) + C(2) * \text{PARQUEAUTOMOTOR} + C(3) * \text{PIBTRANSPORTE} + C(4) * \text{PRECIO}$$

Substituted Coefficients:

=====

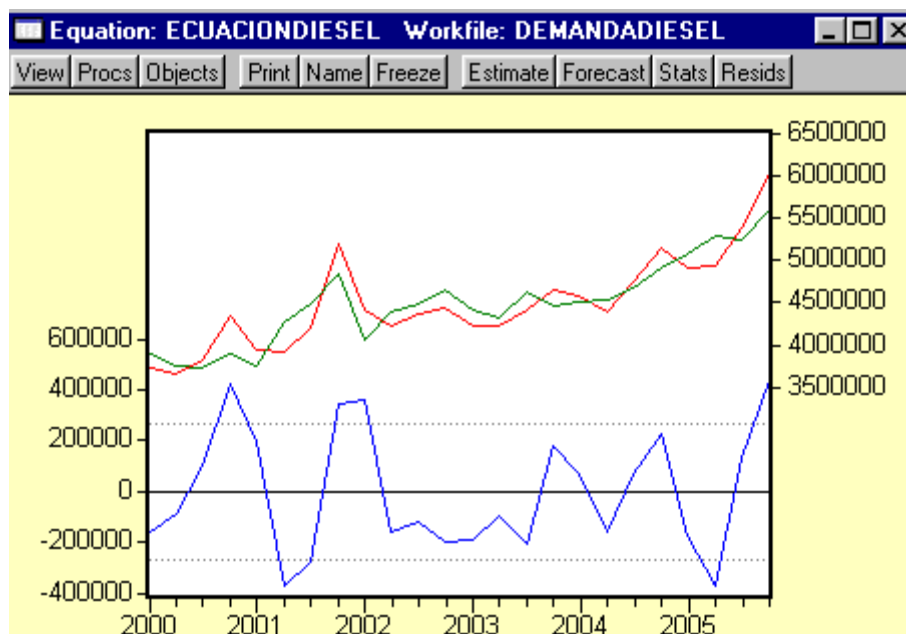
$$\text{DEMANDADIESEL} = 10158291.89 + 191.5060221 * \text{PARQUEAUTOMOTOR} + 39.54152084 * \text{PIBTRANSPORTE} - 2023.76334 * \text{PRECIO}$$

### Gráfico de la proyección de la Demanda del Diesel



Fuente: Petroecuador, Eviews

### Gráfico de los Residuos



Fuente: Petroecuador, Eviews

## ANEXO 15

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE GLP A TRAVÉS DEL EIEWS

#### Datos Utilizados para realizar la proyección:

Años	Ventas GLP/galón	Precio/galón	Pib Percápita	Población
2000 I	75.387.480	0,123	316,85	12.165
2000 II	80.017.728	0,123	325,31	12.210
2000 III	82.601.442	0,123	328,48	12.254
2000 IV	82.601.442	0,123	331,89	12.299
2001 I	77.072.184	0,225	334,90	12.344
2001 II	84.577.038	0,225	336,57	12.389
2001 III	86.260.776	0,225	339,34	12.435
2001 IV	87.785.208	0,225	341,40	12.480
2002 I	80.750.628	0,204	344,14	12.525
2002 II	87.694.236	0,204	348,45	12.570
2002 III	90.759.522	0,204	348,21	12.616
2002 IV	90.858.558	0,204	348,58	12.661
2003 I	86.288.286	0,225	351,58	12.706
2003 II	92.471.946	0,225	341,24	12.752
2003 III	94.440.864	0,225	355,85	12.797
2003 IV	93.619.470	0,225	369,85	12.843
2004 I	92.928.192	0,225	372,74	12.889
2004 II	96.113.094	0,225	376,82	12.935
2004 III	103.694.892	0,225	377,34	12.981
2004 IV	103.627.818	0,225	382,43	13.027

2005 I	98.395.206	0,225	384,25	13.074
2005 II	107.094.372	0,225	388,86	13.121
2005 III	111.056.064	0,225	388,21	13.168
2005 IV	112.187.208	0,225	397,15	13.215

Fuente: Petroecuador, Banco Central del Ecuador

## Resultados Obtenidos a través del Eviews:

Estimation Command:

```
=====
LS DEMANDAGLP=C(1)+C(2)*PRECIO+C(3)*PIBPERCAPITA+C(4)*POBLACION
```

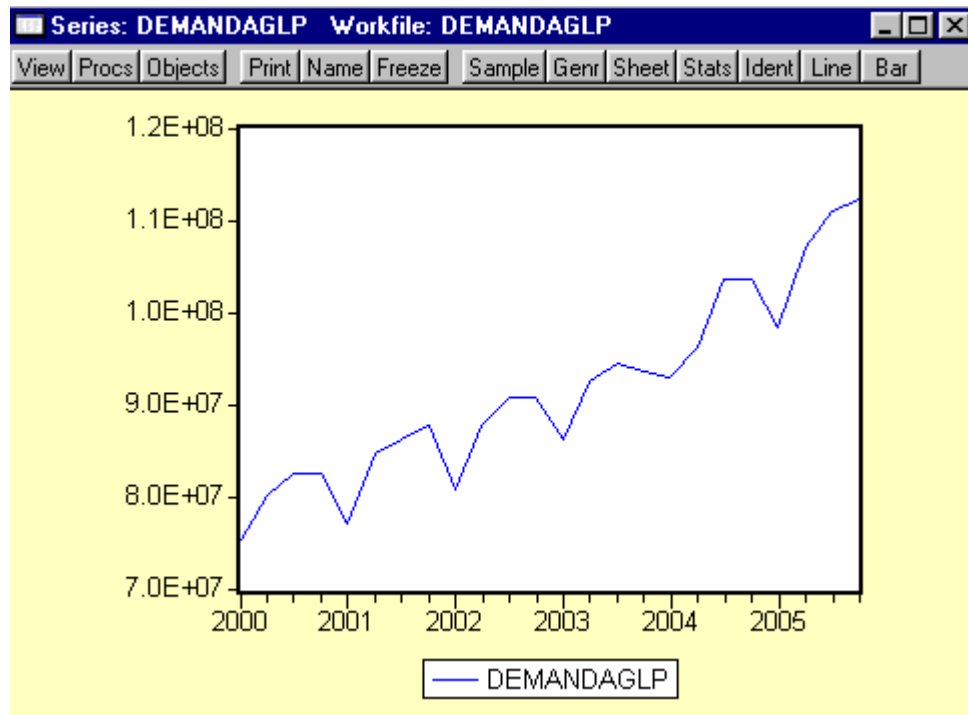
Estimation Equation:

```
=====
DEMANDAGLP=C(1)+C(2)*PRECIO+C(3)*PIBPERCAPITA+C(4)*POBLACION
```

Substituted Coefficients:

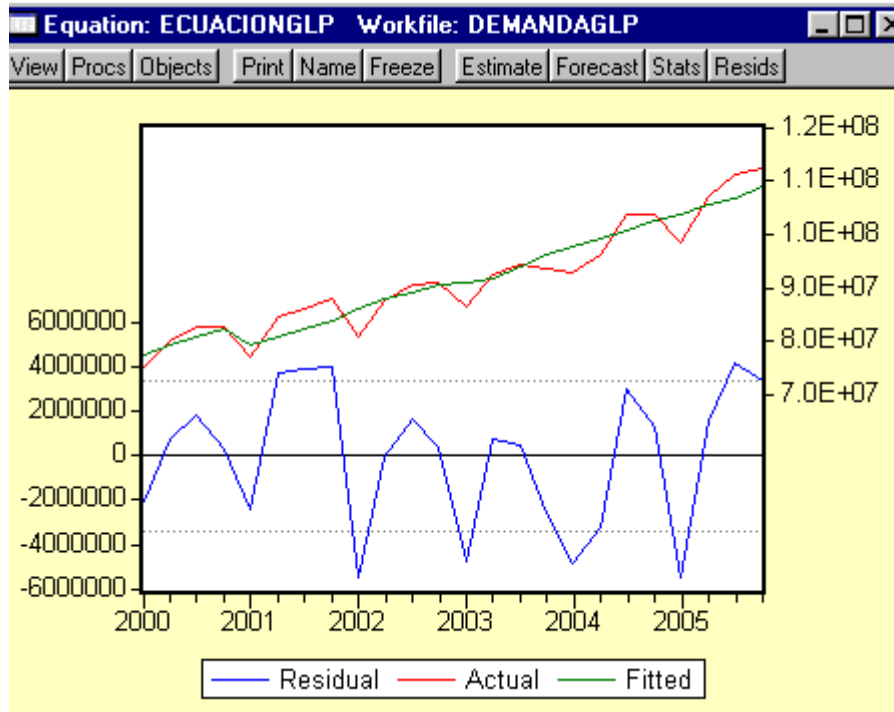
```
=====
DEMANDAGLP=-292013624.7-
42982853.32*PRECIO+64134.10246*PIBPERCAPITA+29135.07574*POBLACION
```

## Gráfico de la proyección de la Demanda del GLP



Fuente: Petroecuador, Eviews

## Gráfico de los Residuos



Fuente: Petroecuador, Eviews

## ANEXO 16

### EJEMPLO DE UNA SIMULACIÓN MONTE CARLO A TRAVES DEL CRYSTAL BALL

#### Departamentos Futura Autor Decisioneering, Inc.

Usted es un comprador potencial del complejo de Departamentos Futura. Usted ha investigado la situación y ha creado un modelo de hoja de trabajo para que lo ayude a tomar una buena decisión. Debido a que hay cierta incertidumbre en relación con los gastos mensuales y con la cantidad de unidades que se puedan alquilar cada mes, usted necesita Crystal Ball para que simule, en forma mensual, las pérdidas o ganancias potenciales y así determinar si vale la pena comprar este complejo o no.

#### Discusión

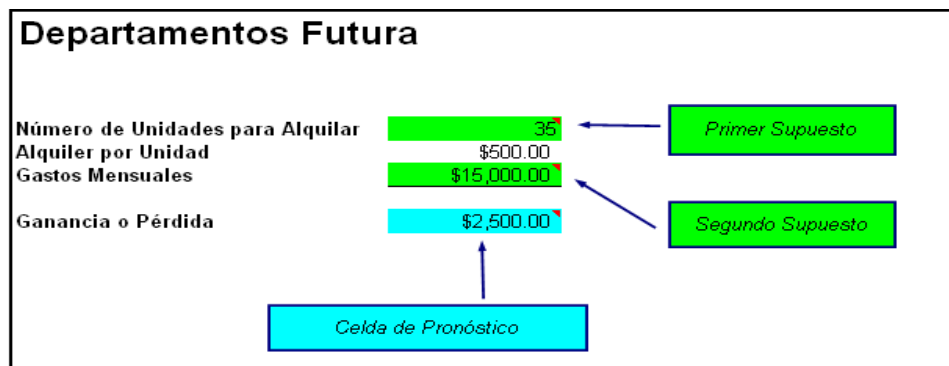
Su investigación lo ha llevado a realizar los siguientes supuestos:

- \$500 por mes es lo que cuesta, actualmente, el alquiler en esa área.

- El número de unidades alquiladas durante cualquier mes en particular estaría entre las 30 y 40 unidades.
- Los costos operativos promediarían los \$15.000 por mes aproximadamente para todo el complejo pero podrían variar ligeramente de un mes a otro.

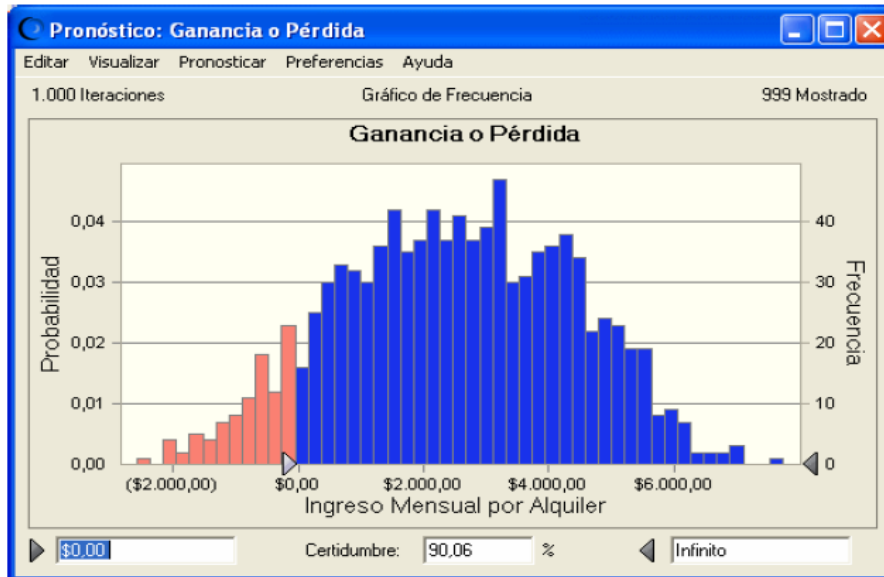
### Uso de Crystal Ball

Crystal Ball mejora su modelo de Excel al permitirle crear distribuciones de probabilidad que describen la incertidumbre que rodea ciertas variables de entrada específicas. Este modelo incluye dos distribuciones de probabilidad, el Número de Unidades para Alquilar y los Gastos Mensuales, a todo lo cual, en Crystal Ball, se hace referencia como "supuestos". Cada celda de supuestos es de color verde y está marcada mediante una nota de Excel (posicione el ratón sobre la celda para visualizar la nota). Para visualizar los detalles de un supuesto, resalte la celda y seleccione Definir Supuestos en el menú Definir o haga clic en el botón Definir Supuestos, en la barra de herramientas de Crystal Ball.



### Determinar las Ganancias

La Figura a continuación muestra que las posibilidades que usted tiene de generar ganancias son de un 90.06%.



Una vez que ya se hubiesen definido las celdas, Crystal Ball utilizará la *simulación Monte Carlo* para modelar la complejidad de un escenario real. Para cada ensayo de una simulación, Crystal Ball repite los siguientes 3 pasos:

1. Para cada celda de supuestos Crystal Ball genera un número aleatorio de acuerdo al rango definido por usted y luego lo coloca en la hoja de cálculo.
2. Se procede a recalcular la hoja de cálculo.
3. Cada una de las celdas de pronóstico genera un valor. A dicho valor se lo agrega al gráfico en las ventanas de pronóstico. Este es un proceso reiterativo que continúa hasta que:
  - La simulación alcanza un criterio de detención
  - O hasta que usted detiene la simulación manualmente. El gráfico de pronósticos refleja la incertidumbre combinada de las celdas de supuestos en los resultados de salida del modelo.





## ANEXO 17

### DATOS UTILIZADOS PARA LA ELABORACIÓN DEL FLUJO DE CAJA

#### PRIMER ESCENARIO: Nueva Refinería con Tecnología Similar a la Refinería Esmeraldas

##### 1. Estimación de la Producción de Derivados de Petróleo:

Producción Promedio Anual en las Refinerías del País 2000-2005			Producción promedio Nueva Refinería	
	Barriles por día	Barriles Anuales	Barriles por día	Barriles Anuales
Capacidad Instalada	177,000	64,605,000	300,000	109,500,000
Carga a Refinerías en barriles <b>(a)</b>	154,798	57,083,456	264,000	96,360,000
% de Utilización de las Refinerías		88%		88%
Producción Promedio Anual de Derivados en barriles <b>(b)</b>		<b>57,308,133</b>		
% de Diferencia Producto del Proceso de Refinación <b>(c)</b>		0.4%		0.4%
Obtención de la Producción Promedio Anual de Derivados <b>(d)</b>		<b>57,308,133</b>		<b>96,739,267</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(e)</b>		<b>2,406,941,579</b>		<b>4,063,049,206</b>

**(a) (b)** La Producción Promedio Anual de Derivados es mayor que la carga de barriles que se destinan para procesar a las refinerías ya que al refinar se obtiene cierta cantidad de residuo que también se destina a la venta en el mercado interno.

**(c) = (b)/(a) – 1** Constituye el porcentaje de diferencia existente entre la carga a refinerías y la producción promedio anual de derivados.

**(d) = (a) + [(a)\*( c)]**

**(e) = (d)\*42**

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE DERIVADOS Años 2006- 2025 (Galones)							
	Extra	Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo según la REE <b>(a)</b>	12.84%	9.22%	0.68%	22.83%	8.63%	4.10%	41.70%
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo para la nueva refinería <b>(b)</b>	17.33%	12.45%	0.92%	30.82%	11.65%	5.54%	21.30%
Producción Promedio Anual de derivados en galones <b>(c)</b>	704,288,949	505,727,735	37,298,792	1,252,252,080	473,365,548	224,889,774	865,226,328

**(a)** Tomado del Cuadro 3.3

**(b) = ( (a)\*0,35 ) + (a)**

**(c) = 4063049,206\* (b)**

Fuente: Informe Estadístico Petroecuador

## CONTINUACIÓN ANEXO 17:

### 2. Determinación de las ventas en el mercado local y las ventas destinadas a la exportación:

VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO														
Años 2006- 2025 (Galones)														
AÑO	Gasolina Extra		Gasolina Super		Diesel 1		Diesel 2		Fuel Oil		GLP		Otros Derivados	
	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones
2006	477,394,776	226,894,173	134,444,438	371,283,297	11,923,991	25,374,801	909,783,809	342,468,271	438,182,227	35,183,321	454,237,177	-229,347,403	218,336,977.64	646,889,350.69
2007	494,787,193	209,501,756	144,156,526	361,571,209	11,935,632	25,363,159	939,721,272	312,530,808	443,730,558	29,634,989	482,183,176	-257,293,402	226,486,292.18	638,740,036.15
2008	512,179,609	192,109,340	153,868,614	351,859,121	11,947,274	25,351,518	969,658,736	282,593,345	449,278,890	24,086,658	510,129,175	-285,239,401	234,635,606.72	630,590,721.60
2009	529,572,026	174,716,923	163,580,702	342,147,033	11,958,915	25,339,877	999,596,199	252,655,882	454,827,221	18,538,327	538,075,173	-313,185,400	242,784,921.27	622,441,407.06
2010	546,964,443	157,324,506	173,292,790	332,434,945	11,970,557	25,328,235	1,029,533,662	222,718,418	460,375,552	12,989,995	566,021,172	-341,131,399	250,934,235.81	614,292,092.52
2011	564,356,860	139,932,090	183,004,877	322,722,857	11,982,198	25,316,594	1,059,471,125	192,780,955	465,923,884	7,441,664	593,967,171	-369,077,398	259,083,550.36	606,142,777.97
2012	581,749,276	122,539,673	192,716,965	313,010,769	11,993,839	25,304,952	1,089,408,589	162,843,492	471,472,215	1,893,333	621,913,170	-397,023,397	267,232,864.90	597,993,463.43
2013	599,141,693	105,147,256	202,429,053	303,298,681	12,005,481	25,293,311	1,119,346,052	132,906,029	477,020,546	-3,654,998	649,859,169	-424,969,395	275,382,179.44	589,844,148.88
2014	616,534,110	87,754,840	212,141,141	293,586,593	12,017,122	25,281,670	1,149,283,515	102,968,565	482,568,877	-9,203,330	677,805,168	-452,915,394	283,531,493.99	581,694,834.34
2015	633,926,526	70,362,423	221,853,229	283,874,505	12,028,763	25,270,028	1,179,220,978	73,031,102	488,117,209	-14,751,661	705,751,167	-480,861,393	291,680,808.53	573,545,519.80
2016	651,318,943	52,970,006	231,565,317	274,162,417	12,040,405	25,258,387	1,209,158,442	43,093,639	493,665,540	-20,299,992	733,697,165	-508,807,392	299,830,123.08	565,396,205.25
2017	668,711,360	35,577,590	241,277,405	264,450,330	12,052,046	25,246,745	1,239,095,905	13,156,176	499,213,871	-25,848,324	761,643,164	-536,753,391	307,979,437.62	557,246,890.71
2018	686,103,776	18,185,173	250,989,493	254,738,242	12,063,688	25,235,104	1,269,033,368	-16,781,288	504,762,203	-31,396,655	789,589,163	-564,699,390	316,128,752.16	549,097,576.16
2019	703,496,193	792,756	260,701,581	245,026,154	12,075,329	25,223,463	1,298,970,831	-46,718,751	510,310,534	-36,944,986	817,535,162	-592,645,388	324,278,066.71	540,948,261.62
2020	720,888,610	-16,599,660	270,413,669	235,314,066	12,086,970	25,211,821	1,328,908,295	-76,656,214	515,858,865	-42,493,317	845,481,161	-620,591,387	332,427,381.25	532,798,947.07
2021	738,281,026	-33,992,077	280,125,757	225,601,978	12,098,612	25,200,180	1,358,845,758	-106,593,677	521,407,196	-48,041,649	873,427,160	-648,537,386	340,576,695.80	524,649,632.53
2022	756,673,443	-51,384,494	289,837,845	215,889,890	12,110,253	25,188,539	1,388,783,221	-136,531,141	526,955,528	-53,589,980	901,373,159	-676,483,385	348,726,010.34	516,500,317.99
2023	773,065,860	-68,776,910	299,549,933	206,177,802	12,121,895	25,176,897	1,418,720,684	-166,468,604	532,503,859	-59,138,311	929,319,157	-704,429,384	356,875,324.88	508,351,003.44
2024	790,458,276	-86,169,327	309,262,021	196,465,714	12,133,536	25,165,256	1,448,658,148	-196,406,067	538,052,190	-64,686,643	957,265,156	-732,375,383	365,024,639.43	500,201,688.90
2025	807,850,693	-103,561,744	318,974,109	186,753,626	12,145,177	25,153,614	1,478,595,611	-226,343,530	543,600,522	-70,234,974	985,211,155	-760,321,382	373,173,953.97	492,052,374.35

Los valores negativos significan que en este año la demanda es mayor a la oferta, por lo tanto el déficit debe ser cubierto por las otras refinerías existentes en el país, o en su defecto con importación.

Fuente: Datos Obtenidos de la Proyección de Ventas realizada por el Cristal Ball

## CONTINUACIÓN ANEXO 17:

### 3. Determinación de los ingresos que se obtendrían por la venta de derivados de la nueva refinería:

INGRESOS OBTENIDOS POR LA VENTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO														
Años 2006- 2025 (Dólares)														
AÑO	Gasolina Extra		Gasolina Super		Diesel 1		Diesel 2		Fuel Oil		GLP		Otros Derivados	
	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones
Precio (año 2005)	1,31	1,60	1,68	1,74	0,90	1,62	0,90	1,62	0,69	0,84	0,22	0	1,14	1,29
2006	625.387.157	363.246.767	225.866.656	644.883.726	10.731.592	41.215.926	818.805.428	556.266.321	302.345.737	29.512.104	49.475.750	-	248.904.155	831.714.879
2007	648.171.223	335.402.336	242.182.963	628.014.754	10.742.069	41.197.017	845.749.145	507.639.327	306.174.085	24.858.111	49.475.750	-	258.194.373	821.237.189
2008	670.955.288	307.557.905	258.499.271	611.145.783	10.752.546	41.178.108	872.692.862	459.012.333	310.002.434	20.204.118	49.475.750	-	267.484.592	810.759.499
2009	693.739.354	279.713.474	274.815.579	594.276.811	10.763.024	41.159.199	899.636.579	410.385.339	313.830.782	15.560.125	49.475.750	-	276.774.810	800.281.809
2010	716.523.420	251.869.043	291.131.886	577.407.839	10.773.501	41.140.290	926.580.296	361.758.345	317.659.131	10.896.132	49.475.750	-	286.065.029	789.804.119
2011	739.307.486	224.024.612	307.448.194	560.538.867	10.783.978	41.121.382	953.524.013	313.131.351	321.487.480	6.242.139	49.475.750	-	295.355.247	779.326.429
2012	762.091.552	196.180.181	323.764.502	543.669.896	10.794.455	41.102.473	980.467.730	264.504.357	325.315.828	1.588.146	49.475.750	-	304.645.466	768.848.739
2013	784.875.618	168.335.750	340.080.810	526.800.924	10.804.933	41.083.564	1.007.411.447	215.877.364	326.622.228	-	49.475.750	-	313.935.685	758.371.049
2014	807.659.684	140.491.320	356.397.117	509.931.952	10.815.410	41.064.655	1.034.355.164	167.250.370	326.622.228	-	49.475.750	-	323.225.903	747.893.358
2015	830.443.749	112.646.889	372.713.425	493.062.980	10.825.887	41.045.746	1.061.298.881	118.623.376	326.622.228	-	49.475.750	-	332.516.122	737.415.668
2016	853.227.815	84.802.458	389.029.733	476.194.008	10.836.364	41.026.837	1.088.242.597	69.996.382	326.622.228	-	49.475.750	-	341.806.340	726.937.978
2017	876.011.881	56.958.027	405.346.041	459.325.037	10.846.842	41.007.928	1.115.186.314	21.369.388	326.622.228	-	49.475.750	-	351.096.559	716.460.288
2018	898.795.947	29.113.596	421.662.348	442.456.065	10.857.319	40.989.019	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	360.386.777	705.982.598
2019	921.580.013	1.269.165	437.978.656	425.587.093	10.867.796	40.970.110	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	369.676.996	695.504.908
2020	922.618.524	-	454.294.964	408.718.121	10.878.273	40.951.201	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	378.967.215	685.027.218
2021	922.618.524	-	470.611.271	391.849.150	10.888.751	40.932.292	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	388.257.433	674.549.528
2022	922.618.524	-	486.927.579	374.980.178	10.899.228	40.913.383	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	397.547.652	664.071.837
2023	922.618.524	-	503.243.887	358.111.206	10.909.705	40.894.474	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	406.837.870	653.594.147
2024	922.618.524	-	519.560.195	341.242.234	10.920.182	40.875.566	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	416.128.089	643.116.457
2025	922.618.524	-	535.876.502	324.373.263	10.930.660	40.856.657	1.127.026.872	-	326.622.228	-	49.475.750	-	425.418.308	632.638.767

Los ingresos se vuelven constantes en el momento en que la proyección de la demanda interna de derivados supera la producción esperada de la nueva refinería.

Fuente: Petroecuador

## CONTINUACIÓN ANEXO 17:

### 4. Determinación de los Costos de Producción de los Derivados de Petróleo:

COSTOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO							
Años 2006- 2025 (Dólares)							
AÑO	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
<b>Costo Promedio (1997-2005)</b>	0.73	0.77	0.68	0.67	0.62	0.95	1.14
<b>2006 - 2025</b>	514,130,933	389,410,356	25,363,178	839,008,894	293,486,640	213,645,285	986,358,014
Se usa el costo promedio de los derivados ya que en principio la refinería funcionaría con costos bajos, los mismos que irían aumentando con el transcurso de los años.							
Costos promedio y producción promedio nos dan como resultado que los costos totales anuales de los derivados sean constantes.							

Fuente: Unidad de Contabilidad Petroecuador

**CONTINUACIÓN ANEXO 17:****5. Determinación de la Utilidad Bruta en Ventas de la Nueva Refinería:**

<b>UTILIDAD BRUTA EN VENTAS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO (Ingresos-Costos)</b>								
<b>Años 2006- 2025 (Dólares)</b>								
<b>AÑO</b>	<b>Gasolina Extra</b>	<b>Gasolina Super</b>	<b>Diesel 1</b>	<b>Diesel 2</b>	<b>Fuel Oil</b>	<b>GLP</b>	<b>Otros Derivados</b>	<b>Utilidad Total</b>
2006	474.502.990	481.340.026	26.584.340	536.062.855	38.371.202	-164.169.535	94.261.020	1.486.952.898
2007	469.442.625	480.787.362	26.575.908	514.379.578	37.545.557	-164.169.535	93.073.548	1.457.635.044
2008	464.382.260	480.234.698	26.567.476	492.696.301	36.719.912	-164.169.535	91.886.077	1.428.317.190
2009	459.321.895	479.682.034	26.559.045	471.013.024	35.894.268	-164.169.535	90.698.605	1.398.999.336
2010	454.261.530	479.129.370	26.550.613	449.329.747	35.068.623	-164.169.535	89.511.133	1.369.681.483
2011	449.201.165	478.576.706	26.542.181	427.646.470	34.242.979	-164.169.535	88.323.662	1.340.363.629
2012	444.140.800	478.024.042	26.533.750	405.963.193	33.417.334	-164.169.535	87.136.190	1.311.045.775
2013	439.080.435	477.471.378	26.525.318	384.279.916	33.135.588	-164.169.535	85.948.719	1.282.271.820
2014	434.020.070	476.918.714	26.516.886	362.596.639	33.135.588	-164.169.535	84.761.247	1.253.779.610
2015	428.959.705	476.366.050	26.508.455	340.913.362	33.135.588	-164.169.535	83.573.776	1.225.287.401
2016	423.899.340	475.813.386	26.500.023	319.230.085	33.135.588	-164.169.535	82.386.304	1.196.795.192
2017	418.838.975	475.260.722	26.491.591	297.546.809	33.135.588	-164.169.535	81.198.833	1.168.302.983
2018	413.778.610	474.708.057	26.483.160	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	80.011.361	1.151.965.220
2019	408.718.245	474.155.393	26.474.728	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	78.823.890	1.145.156.288
2020	408.487.591	473.602.729	26.466.296	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	77.636.418	1.143.177.066
2021	408.487.591	473.050.065	26.457.865	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	76.448.946	1.141.428.499
2022	408.487.591	472.497.401	26.449.433	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	75.261.475	1.139.679.932
2023	408.487.591	471.944.737	26.441.001	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	74.074.003	1.137.931.364
2024	408.487.591	471.392.073	26.432.569	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	72.886.532	1.136.182.797
2025	408.487.591	470.839.409	26.424.138	288.017.978	33.135.588	-164.169.535	71.699.060	1.134.434.230

Elaboración: Las Autoras

**CONTINUACIÓN ANEXO 17:**

6. Finalmente se elabora el Flujo de Caja:

<b>FLUJO DE CAJA</b>								
<b>Años 2006- 2025 (Dólares)</b>								
<b>AÑO</b>	<b>Utilidad Bruta en Ventas</b>	<b>(-) Amortización</b>	<b>(=) Utilidad del Ejercicio</b>	<b>(-) 15% Participación Laboral</b>	<b>(=) Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>(-) 25% Impuestos *</b>	<b>(=) Utilidad Neta</b>	<b>Flujo de Caja</b>
<b>Inversión Inicial</b>								-3.600.000.000
<b>2006</b>	1.486.952.898	180.000.000	1.306.952.898	196.042.935	1.110.909.963	-	1.110.909.963	1.290.909.963
<b>2007</b>	1.457.635.044	180.000.000	1.277.635.044	191.645.257	1.085.989.787	-	1.085.989.787	1.265.989.787
<b>2008</b>	1.428.317.190	180.000.000	1.248.317.190	187.247.579	1.061.069.612	-	1.061.069.612	1.241.069.612
<b>2009</b>	1.398.999.336	180.000.000	1.218.999.336	182.849.900	1.036.149.436	-	1.036.149.436	1.216.149.436
<b>2010</b>	1.369.681.483	180.000.000	1.189.681.483	178.452.222	1.011.229.260	-	1.011.229.260	1.191.229.260
<b>2011</b>	1.340.363.629	180.000.000	1.160.363.629	174.054.544	986.309.084	-	986.309.084	1.166.309.084
<b>2012</b>	1.311.045.775	180.000.000	1.131.045.775	169.656.866	961.388.909	-	961.388.909	1.141.388.909
<b>2013</b>	1.282.271.820	180.000.000	1.102.271.820	165.340.773	936.931.047	-	936.931.047	1.116.931.047
<b>2014</b>	1.253.779.610	180.000.000	1.073.779.610	161.066.942	912.712.669	-	912.712.669	1.092.712.669
<b>2015</b>	1.225.287.401	180.000.000	1.045.287.401	156.793.110	888.494.291	-	888.494.291	1.068.494.291
<b>2016</b>	1.196.795.192	180.000.000	1.016.795.192	152.519.279	864.275.913	216.068.978	648.206.935	828.206.935
<b>2017</b>	1.168.302.983	180.000.000	988.302.983	148.245.447	840.057.535	210.014.384	630.043.151	810.043.151
<b>2018</b>	1.151.965.220	180.000.000	971.965.220	145.794.783	826.170.437	206.542.609	619.627.828	799.627.828
<b>2019</b>	1.145.156.288	180.000.000	965.156.288	144.773.443	820.382.845	205.095.711	615.287.134	795.287.134
<b>2020</b>	1.143.177.066	180.000.000	963.177.066	144.476.560	818.700.506	204.675.127	614.025.380	794.025.380
<b>2021</b>	1.141.428.499	180.000.000	961.428.499	144.214.275	817.214.224	204.303.556	612.910.668	792.910.668
<b>2022</b>	1.139.679.932	180.000.000	959.679.932	143.951.990	815.727.942	203.931.986	611.795.957	791.795.957
<b>2023</b>	1.137.931.364	180.000.000	957.931.364	143.689.705	814.241.660	203.560.415	610.681.245	790.681.245
<b>2024</b>	1.136.182.797	180.000.000	956.182.797	143.427.420	812.755.378	203.188.844	609.566.533	789.566.533
<b>2025</b>	1.134.434.230	180.000.000	954.434.230	143.165.134	811.269.095	202.817.274	608.451.822	788.451.822

\* La nueva refinería a partir del año 2016 comenzaría a realizar el pago de impuestos de acuerdo con la Ley de Beneficios Tributarios para Nuevas Inversiones Productivas, Generación de Empleo y Prestación de Servicios

Fuente y Elaboración: Las Autoras

## ANEXO 18

### DATOS UTILIZADOS PARA LA ELABORACIÓN DEL FLUJO DE CAJA SEGUNDO ESCENARIO: Nueva Refinería con Tecnología Moderna “Ultrasonido”

#### 1. Estimación de la Producción de Derivados de Petróleo:

Producción Promedio en las Refinerías del País 2000-2005		Producción promedio Nueva Refinería		
	Barriles por día	Barriles Anuales	Barriles por día	Barriles Anuales
Capacidad Instalada	177,000	64,605,000	300,000	109,500,000
Carga a Refinerías en barriles <b>(a)</b>	154,798	57,083,456	264,000	96,360,000
% de Utilización de las Refinerías		88%		88%
Producción Promedio Anual de Derivados en barriles <b>(b)</b>		<b>57,308,133</b>		
% de Diferencia Producto del Proceso de Refinación <b>(c)</b>		0.4%		0.4%
Obtención de la Producción Promedio Anual de Derivados		<b>57,308,133</b>		<b>96,739,267</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(e)</b>		<b>2,406,941,579</b>		<b>4,063,049,206</b>
Porcentaje de Producción Adicional producto de la refinación de Ultrasonido <b>(f)</b>				<b>0.167</b>
Producción Adicional obtenida por la refinación de Ultrasonido <b>(g)</b>				<b>677,174,868</b>
Producción Promedio Anual de Derivados en galones <b>(h)</b>				<b>4,740,224,073</b>
<p><b>(a) (b)</b> La Producción Promedio Anual de Derivados es mayor que la carga de barriles que se destinan para procesar a las refinerías ya que al refinar se obtiene cierta cantidad de residuo que también se destina a la venta en el mercado interno.</p> <p><b>(c)</b> = (b)/(a) – 1 Constituye el porcentaje de diferencia existente entre la carga a refinerías y la producción promedio anual de derivados.</p> <p><b>(d)</b> = (a) + [(a)*(c)]</p> <p><b>(e)</b> = (d)*42</p> <p><b>(f)</b> = 7/42</p> <p><b>(g)</b> = (e)*(f)</p> <p><b>(h)</b> = (g) + (e)</p>				

PRODUCCIÓN PROMEDIO DE DERIVADOS Años 2006- 2025 (Galones)							
	Extra	Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo según la REE <b>(a)</b>	12.84%	9.22%	0.68%	22.83%	8.63%	4.10%	41.70%
Rendimiento de los derivados obtenidos de un barril de petróleo para la nueva	17.33%	12.45%	0.92%	30.82%	11.65%	5.54%	21.30%
Producción Promedio Anual de derivados en galones <b>(c)</b>	821,670,441	590,015,690	43,515,257	1,460,960,760	552,259,806	262,371,402	1,009,430,716
<p><b>(a)</b> Tomado del Cuadro 3.3</p> <p><b>(b)</b> = ( (a)*0,35 ) + (a)</p> <p><b>(c)</b> = 4740,224,073 * (b)</p>							

Fuente: Informe Estadístico Petroecuador

## CONTINUACIÓN ANEXO 18

### 2. Determinación de las ventas en el mercado local y las ventas destinadas a la exportación:

VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO														
Años 2006- 2025 (Galones)														
AÑO	Gasolina Extra		Gasolina Super		Diesel 1		Diesel 2		Fuel Oil		GLP		Otros Derivados	
	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones
2006	477,394,776	344,275,665	134,444,438	455,571,253	11,923,991	31,591,266	909,783,809	551,176,951	438,182,227	114,077,579	454,237,177	-191,865,774	218,336,977.64	791,093,738.75
2007	494,787,193	326,883,248	144,156,526	445,859,165	11,935,632	31,579,625	939,721,272	521,239,488	443,730,558	108,529,247	482,183,176	-219,811,773	226,486,292.18	782,944,424.20
2008	512,179,609	309,490,831	153,868,614	436,147,077	11,947,274	31,567,983	969,658,736	491,302,025	449,278,890	102,980,916	510,129,175	-247,757,772	234,635,606.72	774,795,109.66
2009	529,572,026	292,098,415	163,580,702	426,434,989	11,958,915	31,556,342	999,596,199	461,364,562	454,827,221	97,432,585	538,075,173	-275,703,771	242,784,921.27	766,645,795.11
2010	546,964,443	274,705,998	173,292,790	416,722,901	11,970,557	31,544,700	1,029,533,662	431,427,098	460,375,552	91,884,253	566,021,172	-303,649,770	250,934,235.81	758,496,480.57
2011	564,356,860	257,313,581	183,004,877	407,010,813	11,982,198	31,533,059	1,059,471,125	401,489,635	465,923,884	86,335,922	593,967,171	-331,595,769	259,083,550.36	750,347,166.03
2012	581,749,276	239,921,165	192,716,965	397,298,725	11,993,839	31,521,418	1,089,408,589	371,552,172	471,472,215	80,787,591	621,913,170	-359,541,768	267,232,864.90	742,197,851.48
2013	599,141,693	222,528,748	202,429,053	387,586,637	12,005,481	31,509,776	1,119,346,052	341,614,709	477,020,546	75,239,260	649,859,169	-387,487,766	275,382,179.44	734,048,536.94
2014	616,534,110	205,136,331	212,141,141	377,874,549	12,017,122	31,498,135	1,149,283,515	311,677,245	482,568,877	69,690,928	677,805,168	-415,433,765	283,531,493.99	725,899,222.39
2015	633,926,526	187,743,915	221,853,229	368,162,461	12,028,763	31,486,494	1,179,220,978	281,739,782	488,117,209	64,142,597	705,751,167	-443,379,764	291,680,808.53	717,749,907.85
2016	651,318,943	170,351,498	231,565,317	358,450,373	12,040,405	31,474,852	1,209,158,442	251,802,319	493,665,540	58,594,266	733,697,165	-471,325,763	299,830,123.08	709,600,593.31
2017	668,711,360	152,959,081	241,277,405	348,738,285	12,052,046	31,463,211	1,239,095,905	221,864,856	499,213,871	53,045,934	761,643,164	-499,271,762	307,979,437.62	701,451,278.76
2018	686,103,776	135,566,665	250,989,493	339,026,197	12,063,688	31,451,569	1,269,033,368	191,927,392	504,762,203	47,497,603	789,589,163	-527,217,761	316,128,752.16	693,301,964.22
2019	703,496,193	118,174,248	260,701,581	329,314,109	12,075,329	31,439,928	1,298,970,831	161,989,929	510,310,534	41,949,272	817,535,162	-555,163,760	324,278,066.71	685,152,649.67
2020	720,888,610	100,781,831	270,413,669	319,602,022	12,086,970	31,428,287	1,328,908,295	132,052,466	515,858,865	36,400,941	845,481,161	-583,109,758	332,427,381.25	677,003,335.13
2021	738,281,026	83,389,414	280,125,757	309,889,934	12,098,612	31,416,645	1,358,845,758	102,115,003	521,407,196	30,852,609	873,427,160	-611,055,757	340,576,695.80	668,854,020.59
2022	755,673,443	65,996,998	289,837,845	300,177,846	12,110,253	31,405,004	1,388,783,221	72,177,539	526,955,528	25,304,278	901,373,159	-639,001,756	348,726,010.34	660,704,706.04
2023	773,065,860	48,604,581	299,549,933	290,465,758	12,121,895	31,393,362	1,418,720,684	42,240,076	532,503,859	19,755,947	929,319,157	-666,947,755	356,875,324.88	652,555,391.50
2024	790,458,276	31,212,164	309,262,021	280,753,670	12,133,536	31,381,721	1,448,658,148	12,302,613	538,052,190	14,207,615	957,265,156	-694,893,754	365,024,639.43	644,406,076.95
2025	807,850,693	13,819,748	318,974,109	271,041,582	12,145,177	31,370,080	1,478,595,611	-17,634,850	543,600,522	8,659,284	985,211,155	-722,839,753	373,173,953.97	636,256,762.41

Los valores negativos significan que en este año la demanda es mayor a la oferta, por lo tanto el déficit debe ser cubierto por las otras refinerías existentes en el país, o en su defecto con importación.

Fuente: Datos Obtenidos de la Proyección de Ventas realizada por el Cristal Ball



## CONTINUACIÓN ANEXO 18

### 3. Determinación de los ingresos que se obtendrían por la venta de derivados de la nueva refinería:

INGRESOS OBTENIDOS POR LA VENTA DE DERIVADOS														
Años 2006- 2025 (Dólares)														
AÑO	Gasolina Extra		Gasolina Super		Diesel 1		Diesel 2		Fuel Oil		GLP		Otros Derivados	
	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones	Vta. Local	Exportaciones
Precio (año 2005)	1.31	1.60	1.68	1.74	0.9	1.62	0.9	1.62	0.69	0.84	0.22	0	1.14	1.29
2006	625,387,157	551,168,945	225,866,656	791,283,878	10,731,592	51,313,242	818,805,428	895,268,848	302,345,737	95,689,359	57,721,709	-	248,904,155	1,017,120,521
2007	648,171,223	523,324,514	242,182,963	774,414,906	10,742,069	51,294,333	845,749,145	846,641,854	306,174,085	91,035,366	57,721,709	-	258,194,373	1,006,642,831
2008	670,955,288	495,480,083	258,499,271	757,545,934	10,752,546	51,275,424	872,692,862	798,014,860	310,002,434	86,381,373	57,721,709	-	267,484,592	996,165,141
2009	693,739,354	467,635,652	274,815,579	740,676,963	10,763,024	51,256,515	899,636,579	749,387,867	313,830,782	81,727,380	57,721,709	-	276,774,810	985,687,451
2010	716,523,420	439,791,222	291,131,886	723,807,991	10,773,501	51,237,606	926,580,296	700,760,873	317,659,131	77,073,387	57,721,709	-	286,065,029	975,209,761
2011	739,307,486	411,946,791	307,448,194	706,939,019	10,783,978	51,218,697	953,524,013	652,133,879	321,487,480	72,419,394	57,721,709	-	295,355,247	964,732,071
2012	762,091,552	384,102,360	323,764,502	690,070,047	10,794,455	51,199,788	980,467,730	603,506,885	325,315,828	67,765,401	57,721,709	-	304,645,466	954,254,380
2013	784,875,618	356,257,929	340,080,810	673,201,076	10,804,933	51,180,879	1,007,411,447	554,879,891	329,144,177	63,111,407	57,721,709	-	313,935,685	943,776,690
2014	807,659,684	328,413,498	356,397,117	656,332,104	10,815,410	51,161,971	1,034,355,164	506,252,897	332,972,525	58,457,414	57,721,709	-	323,225,903	933,299,000
2015	830,443,749	300,569,067	372,713,425	639,463,132	10,825,887	51,143,062	1,061,298,881	457,625,903	336,800,874	53,803,421	57,721,709	-	332,516,122	922,821,310
2016	853,227,815	272,724,636	389,029,733	622,594,160	10,836,364	51,124,153	1,088,242,597	408,998,909	340,629,223	49,149,428	57,721,709	-	341,806,340	912,343,620
2017	876,011,881	244,880,205	405,346,041	605,725,188	10,846,842	51,105,244	1,115,186,314	360,371,915	344,457,571	44,495,435	57,721,709	-	351,096,559	901,865,930
2018	898,795,947	217,035,774	421,662,348	588,856,217	10,857,319	51,086,335	1,142,130,031	311,744,922	348,285,920	39,841,442	57,721,709	-	360,386,777	891,388,240
2019	921,580,013	189,191,343	437,978,656	571,987,245	10,867,796	51,067,426	1,169,073,748	263,117,928	352,114,268	35,187,449	57,721,709	-	369,676,996	880,910,550
2020	944,364,079	161,346,913	454,294,964	555,118,273	10,878,273	51,048,517	1,196,017,465	214,490,934	355,942,617	30,533,456	57,721,709	-	378,967,215	870,432,859
2021	967,148,145	133,502,482	470,611,271	538,249,301	10,888,751	51,029,608	1,222,961,182	165,863,940	359,770,966	25,879,462	57,721,709	-	388,257,433	859,955,169
2022	989,932,210	105,658,051	486,927,579	521,380,330	10,899,228	51,010,699	1,249,904,899	117,236,946	363,599,314	21,225,469	57,721,709	-	397,547,652	849,477,479
2023	1,012,716,276	77,813,620	503,243,887	504,511,358	10,909,705	50,991,790	1,276,848,616	68,609,952	367,427,663	16,571,476	57,721,709	-	406,837,870	838,999,789
2024	1,035,500,342	49,969,189	519,560,195	487,642,386	10,920,182	50,972,881	1,303,792,333	19,982,958	371,256,011	11,917,483	57,721,709	-	416,128,089	828,522,099
2025	1,058,284,408	22,124,758	535,876,502	470,773,414	10,930,660	50,953,972	1,314,864,684	-	375,084,360	7,263,490	57,721,709	-	425,418,308	818,044,409

Los ingresos se vuelven constantes en el momento en que la proyección de la demanda interna de derivados supera la producción esperada de la nueva refinería.

Fuente y Elaboración: Las Autoras

## CONTINUACIÓN ANEXO 18

### 4. Determinación de los Costos de Producción de los Derivados de Petróleo:

COSTOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO							
Años 2006- 2025 (Dólares)							
AÑO	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Diesel 2	Fuel Oil	GLP	Otros Derivados
<b>Costo Promedio (1997-2005)</b>	0.58	0.62	0.54	0.54	0.50	0.76	0.91
	0.73	0.77	0.68	0.67	0.62	0.95	1.14
<b>2006-2025</b>	479,855,537	363,449,665	23,672,300	783,074,968	273,920,864	199,402,266	920,600,813
<p>Se usa el costo promedio de los derivados ya que en principio la refinería funcionaría con costos bajos, los mismos que irían aumentando con el transcurso de los años.</p> <p>Costos promedio y producción promedio nos dan como resultado que los costos totales anuales de los derivados sean constantes.</p>							

Fuente: Unidad de Contabilidad Petroecuador

Elaboración: Las Autoras

**CONTINUACIÓN ANEXO 18****5. Determinación de la Utilidad Bruta en Ventas de la Nueva Refinería:**

<b>UTILIDAD BRUTA EN VENTAS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO (Ingresos-Costos)</b>								
<b>Años 2006- 2025 (Dólares)</b>								
<b>AÑO</b>	<b>Gasolina Extra</b>	<b>Gasolina Super</b>	<b>Diesel 1</b>	<b>Diesel 2</b>	<b>Fuel Oil</b>	<b>GLP</b>	<b>Otros Derivados</b>	<b>Utilidad Total</b>
<b>2006</b>	696,700,564	653,700,868	38,372,534	930,999,309	124,114,232	-141,680,557	345,423,862	2,647,630,813
<b>2007</b>	691,640,199	653,148,204	38,364,102	909,316,032	123,288,588	-141,680,557	344,236,391	2,618,312,959
<b>2008</b>	686,579,834	652,595,540	38,355,671	887,632,755	122,462,943	-141,680,557	343,048,919	2,588,995,105
<b>2009</b>	681,519,469	652,042,876	38,347,239	865,949,478	121,637,299	-141,680,557	341,861,448	2,559,677,252
<b>2010</b>	676,459,104	651,490,212	38,338,807	844,266,201	120,811,654	-141,680,557	340,673,976	2,530,359,398
<b>2011</b>	671,398,739	650,937,548	38,330,376	822,582,924	119,986,010	-141,680,557	339,486,505	2,501,041,544
<b>2012</b>	666,338,374	650,384,884	38,321,944	800,899,647	119,160,365	-141,680,557	338,299,033	2,471,723,690
<b>2013</b>	661,278,009	649,832,220	38,313,512	779,216,370	118,334,721	-141,680,557	337,111,562	2,442,405,836
<b>2014</b>	656,217,644	649,279,556	38,305,081	757,533,093	117,509,076	-141,680,557	335,924,090	2,413,087,982
<b>2015</b>	651,157,279	648,726,892	38,296,649	735,849,816	116,683,432	-141,680,557	334,736,618	2,383,770,129
<b>2016</b>	646,096,914	648,174,228	38,288,217	714,166,539	115,857,787	-141,680,557	333,549,147	2,354,452,275
<b>2017</b>	641,036,549	647,621,564	38,279,786	692,483,262	115,032,143	-141,680,557	332,361,675	2,325,134,421
<b>2018</b>	635,976,184	647,068,900	38,271,354	670,799,985	114,206,498	-141,680,557	331,174,204	2,295,816,567
<b>2019</b>	630,915,819	646,516,236	38,262,922	649,116,708	113,380,853	-141,680,557	329,986,732	2,266,498,713
<b>2020</b>	625,855,454	645,963,572	38,254,491	627,433,431	112,555,209	-141,680,557	328,799,261	2,237,180,860
<b>2021</b>	620,795,089	645,410,907	38,246,059	605,750,154	111,729,564	-141,680,557	327,611,789	2,207,863,006
<b>2022</b>	615,734,724	644,858,243	38,237,627	584,066,877	110,903,920	-141,680,557	326,424,318	2,178,545,152
<b>2023</b>	610,674,359	644,305,579	38,229,195	562,383,601	110,078,275	-141,680,557	325,236,846	2,149,227,298
<b>2024</b>	605,613,994	643,752,915	38,220,764	540,700,324	109,252,631	-141,680,557	324,049,375	2,119,909,444
<b>2025</b>	600,553,629	643,200,251	38,212,332	519,018,047	108,426,986	-141,680,557	322,861,903	2,103,364,261

Elaboración: Las Autoras

## CONTINUACIÓN ANEXO 18

6. Finalmente se elabora el Flujo de Caja:

FLUJO DE CAJA								
Años 2006- 2025 (Dólares)								
AÑO	Utilidad Bruta en Ventas	(-) Amortización	(=) Utilidad del Ejercicio	(-) 15% Participación Laboral	(=) Utilidad Antes de Impuestos	(-) 25% Impuestos *	(=) Utilidad Neta	Flujo de Caja
<b>Inversión Inicial</b>								-7.200.000.000
<b>2006</b>	2.647.630.813	360.000.000	2.287.630.813	343.144.622	1.944.486.191	-	1.944.486.191	2.304.486.191
<b>2007</b>	2.618.312.959	360.000.000	2.258.312.959	338.746.944	1.919.566.015	-	1.919.566.015	2.279.566.015
<b>2008</b>	2.588.995.105	360.000.000	2.228.995.105	334.349.266	1.894.645.840	-	1.894.645.840	2.254.645.840
<b>2009</b>	2.559.677.252	360.000.000	2.199.677.252	329.951.588	1.869.725.664	-	1.869.725.664	2.229.725.664
<b>2010</b>	2.530.359.398	360.000.000	2.170.359.398	325.553.910	1.844.805.488	-	1.844.805.488	2.204.805.488
<b>2011</b>	2.501.041.544	360.000.000	2.141.041.544	321.156.232	1.819.885.312	-	1.819.885.312	2.179.885.312
<b>2012</b>	2.471.723.690	360.000.000	2.111.723.690	316.758.554	1.794.965.137	-	1.794.965.137	2.154.965.137
<b>2013</b>	2.442.405.836	360.000.000	2.082.405.836	312.360.875	1.770.044.961	-	1.770.044.961	2.130.044.961
<b>2014</b>	2.413.087.982	360.000.000	2.053.087.982	307.963.197	1.745.124.785	-	1.745.124.785	2.105.124.785
<b>2015</b>	2.383.770.129	360.000.000	2.023.770.129	303.565.519	1.720.204.609	-	1.720.204.609	2.080.204.609
<b>2016</b>	2.354.452.275	360.000.000	1.994.452.275	299.167.841	1.695.284.434	423.821.108	1.271.463.325	1.631.463.325
<b>2017</b>	2.325.134.421	360.000.000	1.965.134.421	294.770.163	1.670.364.258	417.591.064	1.252.773.193	1.612.773.193
<b>2018</b>	2.295.816.567	360.000.000	1.935.816.567	290.372.485	1.645.444.082	411.361.021	1.234.083.062	1.594.083.062
<b>2019</b>	2.266.498.713	360.000.000	1.906.498.713	285.974.807	1.620.523.906	405.130.977	1.215.392.930	1.575.392.930
<b>2020</b>	2.237.180.860	360.000.000	1.877.180.860	281.577.129	1.595.603.731	398.900.933	1.196.702.798	1.556.702.798
<b>2021</b>	2.207.863.006	360.000.000	1.847.863.006	277.179.451	1.570.683.555	392.670.889	1.178.012.666	1.538.012.666
<b>2022</b>	2.178.545.152	360.000.000	1.818.545.152	272.781.773	1.545.763.379	386.440.845	1.159.322.534	1.519.322.534
<b>2023</b>	2.149.227.298	360.000.000	1.789.227.298	268.384.095	1.520.843.203	380.210.801	1.140.632.403	1.500.632.403
<b>2024</b>	2.119.909.444	360.000.000	1.759.909.444	263.986.417	1.495.923.028	373.980.757	1.121.942.271	1.481.942.271
<b>2025</b>	2.103.364.261	360.000.000	1.743.364.261	261.504.639	1.481.859.622	370.464.905	1.111.394.716	1.471.394.716

\* La nueva refinería a partir del año 2016 comenzaría a realizar el pago de impuestos de acuerdo con la Ley de Beneficios Tributarios para Nuevas Inversiones Productivas, Generación de Empleo y Prestación de Servicios

Fuente y Elaboración: Las Autoras

## ANEXO 19

### PETROLEUM REFINING PROCESS CORRELATIONS - UNIT CORRELATION PARAMETERS

<u>Process</u>	<u>Feedstock Quality</u>	<u>Operating Condition</u>
Catalytic Reforming	Aromatic Content Naphthene Content	Reformate Octane Number Operating Pressure
Fluid Catalytic Cracking	Gravity Boiling Point Aniline Point Sulfur Content	Conversion Level
Gas Oil Hydrocracking	Gravity Characterization Factor	Light Gasoline Yield Final Product End Point
Naphtha Hydrotreating	Sulfur Content PONA Gravity	
Middle Distillate Hydrotreating	Sulfur Content Nitrogen Content Bromine Number Gravity	
Heavy Gas Oil Hydrodesulfurization	Sulfur Content Nitrogen Content Bromine Number Gravity	
Residuum Hydrodesulfurization	Sulfur Content Nitrogen Content Metals Content Gravity	Degree of Desulfurization
Visbreaking	Normal Pentane Insolubles Sediment Content	Maximum Conversion with Stable Fuel Oil Production
Delayed Coking	Conradson Carbon Residue	Conventional Coking

Fuente: HPI Consultants, Inc.

## ANEXO 20

**Resumen de los procesos modernos de refinación**

CAMBIO MOLECULAR	TIPO DE CAMBIO FÍSICO O QUÍMICO	ENERGÉTICO CATALÍTICO O TÉRMICO	NOMBRE COMERCIAL DEL PROCESO	MATERIAL COMÚN DE CARGA	PROPÓSITO GENERAL	PRODUCTO PRINCIPAL	REACCIÓN ILUSTRATIVA	CONDICIONES DE OPERACIÓN		CATALIZADOR
								Lb/pulg <sup>2</sup>	TEMP., °F	
DESINTEGRACIÓN	DESULFURIZACIÓN	CATALIZADOR	DESULFURIZACIÓN CATALÍTICA	GASOLINA	ELIMINAR EL AZUFRE	GASOLINA	$R(SH) - R + H_2 S$	40-70	700-800	BAUXITA O ARCILLA
ROMPER EN PEDAZOS	DESHIDROGENACIÓN	CATALIZADOR	NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	BUTANO	HACER OLEFINAS	BUTENO O BUTADIENO	$C_4H_{10} - C_4H_8 + H_2$	BAJA	850-1150	ÓXIDO DE CROMO EN BAUXITA
	DESCOMPOSICIÓN	TÉRMICO	VIS-BREAKING	ACEITE CRUDO REDUCIDO	REDUCIR LA VISCOSIDAD PRODUCIR GASÓLEO	ACEITE COMBUSTIBLE	$C_n H_{2n+2} - C_n H_{2n} + H_2$ $C_n H_{2n+2} - C_n H_{2n} + 2H_2$ $C_n H_{2n+2} - 2 - C_n H_{2n} + 2$ $+ C_n H_{2n}$	230-250	830-890	
VARIOS (TANTO DE DESINTEGRACIÓN COMO DE SÍNTESIS)	DESCOMPOSICIÓN Y ABSORCIÓN (DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA O REFORMACIÓN)		DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA "HOUDRY"	GASÓLEO LIGERO	ÍNDICE DE OCTANO ELEVADO	GASOLINA CATALÍTICA		20-50	800-860	ARCILLAS NATURALES, HIDROSILICATOS DE ALUMINIO, BAUXITA, ETC.
			DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA EN LECHO FLUIDIZADO	GASÓLEO LIGERO	ÍNDICE DE OCTANO ELEVADO	GASOLINA CATALÍTICA		2-15	860-950	
			DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA "THERMOFOR",	GASÓLEO LIGERO	ÍNDICE DE OCTANO ELEVADO	GASOLINA CATALÍTICA		10-15	750-900	
			CICLOVERSIÓN.	GASÓLEO LIGERO	ÍNDICE DE OCTANO ELEVADO	GASOLINA CATALÍTICA		900-1100		
	DESCOMPOSICIÓN Y POLIMERIZACIÓN (DESINTEGRACIÓN)	TÉRMICO	DESINTEGRACIÓN TÉRMICA	GASÓLEO	HACER GASOLINA	GASOLINA DE DESINTEGRACIÓN		300-700	880-950	
			REFORMING	GASOLINA PESADA	HACER GASOLINA	GASOLINA DE DESINTEGRACIÓN		400-800	960-1020	
			COQUIFICACIÓN	COMBUSTÓLEO	ELIMINAR EL ACEITE COMBUSTIBLE	GASOLINA DE DESINTEGRACIÓN		300-500	890-960	
DESCOMPOSICIÓN Y POLIMERIZACIÓN Y ALQUICIÓN	TÉRMICO	POLYFORMING	NAFTA Y GAS DE REFINERÍA	AUMENTAR EL RENDIMIENTO DE LA GASOLINA	GASOLINA		1,000-2,000	1020-1120		
DESCOMPOSICIÓN E HIDROGENACIÓN	CATALIZADOR	HIDROFORMING	NAFTA O DESTILADOS	GASOLINA AROMÁTICA	SOLVENTES VARIOS	$C_n H_{2n+2} + H_2$ $- 2C_n H_{2n} + H_2 + 2$ , etc.	250 3,000	950-1050 800-950	TRIOXÍDO DE MOLIBDENO, ETC.	
DESHIDROGENACIÓN Y REARREGLO	CATALIZADOR	NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	HEPTANO Y METIL-CICLOHEXANO	HIDROCARBUROS AROMÁTICOS	TOLUENO	$C_7 H_{16} - C_7 H_8 + 4 H_2$	BAJA	1020	CROMO, MOLIBDENO, ETC. ÓXIDO	
POLIMERIZACIÓN Y DESCOMPOSICIÓN	TÉRMICO	POLIMERIZACIÓN TÉRMICA	GASES DE DESINTEGRACIÓN	RECUPERAR GASES	GASOLINA EN POLIMERIZACIÓN	$C_2 H_6 + 1 C_4 H_{10} - C_2 H_4$	1,500-2,000	900-1025		
SÍNTESIS ( UNIR )	ALQUILACIÓN	CATALIZADOR	ALQUILACIÓN CON HF	BUTANO ISO Y NORMAL	ACEITE PARA MEZCLAS ALTO ÍNDICE DE OCTANO	HIDROCARBUROS ALQUÍLICOS	$C_4 H_{10} + C_4 H_8 - C_8 H_{18}$	100-150	70-115	ÁCIDO FLUORHÍDRICO
		CATALIZADOR	ALQUILACIÓN CON ÁCIDO SULFÚRICO	BUTANO ISO Y NORMAL	ACEITE PARA MEZCLAS ALTO ÍNDICE DE OCTANO	HIDROCARBUROS ALQUÍLICOS	$C_4 H_{10} + C_4 H_8 - C_8 H_{18}$		30-90	ÁCIDO SULFÚRICO
		CATALIZADOR	NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	PROPENO Y BENCENO	ACEITE PARA MEZCLAS ALTO ÍNDICE DE OCTANO	CUMENO	$C_6 H_6 + C_4 H_8 - C_8 H_{12}$	100-600	350-550	ÁCIDO FOSFÓRICO
		CATALIZADOR	NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	ETENO Y BENCENO	NECESARIO PARA EL ESTIRENO Y EL HULE SINTÉTICO	ETIL BENCENO	$C_6 H_6 + C_2 H_4 - C_8 H_{10}$	15	150-210	CLORURO DE ALUMINIO
		TÉRMICO	ALQUILACIÓN TÉRMICA	ETENO O PROMENO E ISOBUTANO	RECUPERAR GASES	NEOHEXANO	$C_2 H_6 + C_4 H_{10} - C_6 H_{14}$	3,000-8,000	900-1000	
	HIDROGENACIÓN	CATALIZADOR	NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	TRIMETILPENTENO	ACEITE PARA MEZCLAS ALTO ÍNDICE DE OCTANO	ISOOCTANO	$C_8 H_{18} + H_2 - C_8 H_{16}$	15-60	320-400	NIQUEL
	POLIMERIZACIÓN	CATALIZADOR	POLIMERIZACIÓN CON ÁCIDO FOSFÓRICO	GASES DE DESINTEGRACIÓN	RECUPERAR GASES	GASOLINA DE POLIMERIZACIÓN	$2.3(C_n H_{2n}) - C_{2.3n} H_{4.6n}$	300-600	300-450	ÁCIDO FOSFÓRICO
CATALIZADOR		POLIMERIZACIÓN CON ÁCIDO SULFÚRICO	GASES DE DESINTEGRACIÓN	RECUPERAR GASES	GASOLINA DE POLIMERIZACIÓN	$x(C_n H_{2n}) - C_{xn} H_{2xn}$		70-190	ÁCIDO SULFÚRICO	
CATALIZADOR		NINGÚN NOMBRE EN COMÚN	ISOBUTENO	PRODUCTO INTERMEDIA- RIO PARA EL ISOOCTANO	CODÍMERO (TRIMETILPENTENO)	$2C_4 H_8 - C_8 H_{16}$	350-650	350-500	ÁCIDO FOSFÓRICO	
REARREGLO (DE ESTRUCTURAS MOLECULARES)	ISOMERIZACIÓN	CATALIZADOR	ISOMATE	NAFTA, PENTANO O HEXANO BUTANO	GASOLINA DE ÍNDICE DE OCTANO ELEVADO	GASOLINA ISOMERILIZADA	$C_6 H_{14} - C_6 H_{14}$	120-200	150-220	CLORURO DE ALUMINIO
		CATALIZADOR	ISOMERIZACIÓN DE BUTANO		HIDROCARBUROS DE CADENA RAMIFICADA	ISOBUTANO	$nC_4 H_{10} - iC_4 H_{10}$	200-350	100-210	CLORURO DE ALUMINIO

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Banco Central del Ecuador Información Estadística Mensual
- Petroecuador Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País 1972-2001
- Petroecuador Informe Estadístico 2002
- Petroecuador Informe Estadístico 2003
- Petroecuador Informe Estadístico 2004
- Petroecuador Informe Estadístico
- Registro Oficial No. 148 el 18 de noviembre del 2005.
- Análisis de Coyuntura Económica año 2002 ILDIS.
- Análisis de Coyuntura Económica año 2003 ILDIS.
- Análisis de Coyuntura Económica año 2004 ILDIS.
- Petroecuador: Atlas Petrolero Ecuatoriano 2002.
- APPE Asociación de Profesionales de Petroecuador, Contacto Informativa No. 14 Octubre del 2005.
- PLANIFICACIÓN CORPORATIVA, Petroecuador

## **LIBROS**

- ECUADOR: Su Realidad. Fundación “José Peralta”
- ECUADOR: Una Agenda Económica y Social del Nuevo Milenio BANCO MUNDIAL
- POBREZA, DOLARIZACIÓN Y CRISIS EN EL ECUADOR “Carlos Larrea Maldonado” Enero 2004 Primera Edición.
- EL PETRÓLEO EN ECUADOR SU HISTORIA Y POTENCIAL, Petroecuador, Octubre 2002
- Segundo Encuentro de Anual de Energía y el Petróleo ENAEP, Junio 2005, Seminarium

- PETROLEUM REFINERY PROCESS ECONOMICS, Robert E. Maples, 2nd Edition.
- FUNDAMENTOS DE REFINACIÓN, Ing. Franklin Charpentier F. 1993 Primera Edición.
- LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y LA REFINACIÓN, Fausto Ortega A., Febrero 2006
- MANUAL DE REFINACIÓN / Petroecuador / Primera Parte /Volumen 2
- DIAGNÓSTICO Y PLAN DE ACCIÓN 2005, Petroecuador, Carlos Pareja Yannuzzelli, Junio 2005.
- ESTADÍSTICA PARA LA ADMINISTRACIÓN Y LA INGENIERÍA Edwin Galindo, Primera Edición, 1999.
- ESTADÍSTICA PARA ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA: Conceptos y Aplicaciones, William J. Stevenson, 1981.
- ECONOMETRÍA, Damodar N. Gujarati
- EVALUACIÓN DE PROYECTOS, José Manuel Sapag Puelma, Primera Edición
- EL SECTOR ENERGÉTICO PRESENTE Y PERSPECTIVAS, Corporación para la Investigación Energética, 2002
- PROYECTOS PARA EL DESARROLLO PETROLERO, Unidad de Relaciones Institucionales de Petroecuador, Julio 1998
- INTRODUCCIÓN A LA ECONOMETRÍA PRINCIPIOS Y APLICACIONES, Harry J. Kelejian, Tercera Edición, 1995
- ESTRATEGIA Y DECISIONES DE INVERSIÓN, Jordie Canals, Tercera Edición, Ediciones Folio S.A., Barcelona, 1997

### **REVISTAS Y PERIÓDICOS**

- Revista Gestión No. 73 Julio 2000
- Revista Gestión No. 105 Marzo 2003
- Revista Gestión No. 106 Abril 2003
- Revista Gestión No. 110 Agosto 2003
- Revista Gestión No. 113 Noviembre 2003



- Revista Gestión No. 114 Diciembre 2003
- Revista Gestión No. 116 Febrero 2004
- Revista Gestión No. 125 Noviembre 2004
- Revista Gestión No. 127 Enero 2005.
- Reporte Anual OPEP
- Ekos Economía y Negocios N0. 138 Octubre 2005
- REPORTE SECTORIAL, MULTIPLICA Estudios y Consultoría en Macroeconomía Finanzas y Desarrollo No: 40 (X-2001) y 46(II-2002)
- Oil Energy Trends, Estadísticas de International Energy Agency 2000 Reuters
- Revista Blanco y Negro 19-junio-2004
- The Journal of Oil, Gas, Power, Mining, Technology and Environment Marzo 2006 Número 12
- The Journal of Oil, Gas, Power, Mining, Technology and Environment Enero 2006 Número 10
- El petrolero Informativo del Comité de Trabajadores de Petroproducción CENAPRO, Número 24 Enero 2006.
- El petrolero Informativo del Comité de Trabajadores de Petroproducción CENAPRO, Número 27 Abril 2006.
- El petrolero Informativo del Comité de Trabajadores de Petroproducción CENAPRO, Número 21 Octubre 2005.
- Cristal Ball Getting Starded Guide
- Refining Process 2004

#### **Direcciones de Internet**

- [www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)
- [www.bce.fin.ec](http://www.bce.fin.ec)
- [www.crystalball.com](http://www.crystalball.com).
- [www.elcomercio.com](http://www.elcomercio.com)
- [www.lahora.com](http://www.lahora.com)
- [www.eluniverso.com](http://www.eluniverso.com)
- [www.redvoltaire.com](http://www.redvoltaire.com)

- [www.elmercurio.com.ec](http://www.elmercurio.com.ec)
- [www.hoy.com.ec](http://www.hoy.com.ec)
- [www.hpiconsultants.com](http://www.hpiconsultants.com)
- [www.el-mundo.es/economia/crisispetroleo/crisis.html](http://www.el-mundo.es/economia/crisispetroleo/crisis.html)
- [www.presidencia.gov.ec](http://www.presidencia.gov.ec)
- [www.monografias.com](http://www.monografias.com)
- [www.repsolypf.com](http://www.repsolypf.com)
- [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)
- <http://www.librys.com/problemasdequimica/refinerias.html>
- [www.sri.gov.ec](http://www.sri.gov.ec)
- [www.infomercados.ec](http://www.infomercados.ec)
- [www.cnc.gov.ec](http://www.cnc.gov.ec)
- [www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)
- <http://www.ecopetrol.com.co>
- <http://www.elecgas.cl/presentaciones/CEPAL>
- [http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/estad\\_inicio.asp](http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/estad_inicio.asp)
- [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)
- [www.sulphco.com](http://www.sulphco.com)
- [www.gestion.dinediciones.com](http://www.gestion.dinediciones.com)
- [www.yahoofinance.com](http://www.yahoofinance.com)
- [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)