

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR  
FACULTAD DE ECONOMÍA**

**Disertación previa a la obtención del título de  
Economista**

*Aprendizajes de la gestión petrolera y recomendaciones para la  
gestión minera a gran escala*

**Rodrigo Javier Humbol Andrade  
rjhumbol@gmail.com**

**Directora: María de los Ángeles Barrionuevo  
mabarrionuevom@puce.edu.ec**

**Quito, Enero de 2014**

## ***Resumen***

La presente disertación trata acerca de la gestión petrolera en el Ecuador, para lo cual se realiza un recuento de la historia petrolera del Ecuador, centrando su análisis a partir de los años 70's, enfocándose en los principales acontecimientos de la gestión petrolera hasta el 2011, así como también realizando un análisis de los principales indicadores, cifras y estadísticas disponibles en torno a este sector. En primer lugar se realiza una revisión de la literatura referente al manejo de los recursos naturales, desde los principales filósofos de la historia, hasta las teorías más modernas de carácter ambiental. Posteriormente se realiza una estadística descriptiva de los principales indicadores y cifras del sector petrolero, desde el año 1971 hasta el 2011. Más adelante se analizan las principales gestiones en torno al sector petrolero, ejercidas por el gobierno central en cuatro diferentes periodos: i) de 1971 a 1980, ii) de 1981 a 1990, iii) de 1991 a 2000 y iv) de 2001 a 2011; mencionado análisis se lo realiza en su marco legal, contratos, infraestructura e indicadores económicos. Una vez realizada toda esta recopilación de información y análisis, en el último capítulo se establecen las principales lecciones aprendidas de la gestión petrolera, con lo cual se formulan recomendaciones para la gestión del sector minero en el marco de la explotación a gran escala.

***Palabras clave:*** Gestión pública, Petróleo, Minería, Recursos Naturales.

*A mis padres,  
Pilares fundamentales de mi formación,  
A mi hermana,  
Motivo de todos mis esfuerzos.*

*Agradezco de manera especial a mi Directora de Tesis María de los Ángeles Barrionuevo,  
por su paciencia, apoyo y guía en la presente disertación,  
A toda la Facultad de Economía y su cuerpo docente,  
por compartir el conocimiento que me ha formado en la vida académica.*

# *Aprendizajes de la gestión petrolera y recomendaciones para la gestión minera a gran escala*

<b>Resumen</b>	<b>2</b>
<b>Introducción</b>	<b>10</b>
<b>Metodología Del Trabajo</b>	<b>12</b>
<b>Planteamiento del Problema</b>	<b>12</b>
Definición del problema	12
Preguntas de investigación	13
<b>Objetivos</b>	<b>13</b>
Objetivo General	13
Objetivos Específicos	13
Delimitación del problema	13
<b>Tipo de Investigación</b>	<b>14</b>
<b>Métodos de Investigación</b>	<b>14</b>
<b>Fuentes de Información</b>	<b>14</b>
Variables Cuantitativas	14
<b>Procedimiento Metodológico</b>	<b>15</b>
<b>Fundamentación Teórica</b>	<b>16</b>
<b>Los recursos naturales y las líneas de pensamiento</b>	<b>16</b>
Platón y Aristóteles	16
Escuelas del pensamiento económico	17
La Economía Clásica y Neoclásica	18
Economía Ambiental, Ecológica y de los Recursos Naturales	20
<b>Capítulo I</b>	<b>23</b>
<b>Los sectores petrolero y minero en la economía ecuatoriana</b>	<b>23</b>
<b>El sector petrolero</b>	<b>23</b>
El petróleo y la economía interna ecuatoriana	23
El petróleo y el crecimiento económico	32
El petróleo y demás sectores de la economía interna	36
El petróleo y la economía externa ecuatoriana	41
<b>El sector minero</b>	<b>50</b>
<b>Capítulo II</b>	<b>55</b>
<b>La gestión petrolera en el Ecuador</b>	<b>55</b>
<b>Gestión petrolera en el Ecuador (1971 – 2011)</b>	<b>57</b>
<b>Gestión petrolera para el Periodo I: 1971 – 1980</b>	<b>60</b>
i. Periodos presidenciales entre 1971 - 1980	60
ii. Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo I: 1971 - 1980	61

iii.	Principales cifras, datos e indicadores del Periodo I: 1971 - 1980	67
<b>Gestión petrolera del periodo 1981 – 1990</b>		<b>72</b>
i.	Periodos presidenciales entre 1981 - 1990	72
ii.	Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo II: 1981 - 1990	72
iii.	Principales cifras, datos e indicadores para el Periodo II: 1981 – 1990	75
<b>Gestión petrolera del periodo 1991 – 2000</b>		<b>81</b>
i.	Periodos presidenciales entre 1991 – 2000	81
ii.	Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo III: 1991 – 2000	82
iii.	Principales cifras, datos e indicadores para el Periodo III: 1991 - 2000	85
<b>Gestión petrolera del periodo 2001 - 2011</b>		<b>91</b>
i.	Periodos presidenciales entre 2001 – 2011	91
ii.	Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo IV: 2001 – 2011	91
iii.	Principales cifras e indicadores para el Periodo IV: 2001 – 2011	99
<b>Capítulo III</b>		<b>105</b>
<b>Aprendizajes de la Gestión Petrolera y Recomendaciones para el Sector Minero.</b>		<b>105</b>
<b>Aprendizajes de la gestión petrolera (1971 – 2011)</b>		<b>107</b>
<b>Recomendaciones de gestión para el sector minero</b>		<b>122</b>
<b>Conclusiones</b>		<b>127</b>
<b>Recomendaciones</b>		<b>130</b>
<b>Referencias Bibliográficas</b>		<b>132</b>

## *Índice de Gráficos*

Gráfico 1: Ecuador: Evolución de la participación de los ingresos petroleros y tributarios sobre el total de ingresos del Gobierno Central (Porcentaje del total).....	24
Gráfico 2: Ecuador: Evolución de los ingresos petroleros, tributarios y total del Gobierno Central (Millones de Dólares; 1971 - 2011).....	25
Gráfico 3: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo I: 1971-1980).....	26
Gráfico 4: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo II: 1981-1990) .....	27
Gráfico 5: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo III: 1991-2000) .....	28
Gráfico 6: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo IV: 2001-2011) .....	29
Gráfico 7: Evolución del indicador Gasto Público / PIB (1971-2011) .....	31
Gráfico 8: Producto Interno Bruto (Millones de dólares de 2007; Variación anual %; 1971 - 2011) ...	32
Gráfico 9: Participación del sector petrolero en el Producto Interno Bruto (% participación en el PIB; 1990 - 2000) .....	33
Gráfico 10: Valor Agregado Petrolero vs Valor Agregado Bruto (1971 – 2011).....	33
Gráfico 11: Evolución de las principales industrias dentro del PIB(% participación; 2000 - 2011) .....	34
Gráfico 12: Precio del barril de petróleo vs Participación en el PIB del sector petrolero (USD - %PIB; 1990 – 2000).....	35
Gráfico 13: Precio del barril de petróleo vs Participación en el PIB del sector petrolero (USD - %PIB; 2001 – 2011).....	36
Gráfico 14: Ecuador: Evolución de la deuda (Millones de Dólares; 1960 – 2010).....	37
Gráfico 15: Evolución de la Deuda Pública y los Ingresos Petroleros (Millones USD; 1971 – 2011)..	37
Gráfico 16: Remuneración Básica Unificada e Ingresos Petroleros (Dólares – Millones de USD; 1971 – 2011) .....	39
Gráfico 17: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares – Millones de Dólares;1971 – 1980).....	39
Gráfico 18: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares; 1981 – 1990).....	40
Gráfico 19: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares; 1991 – 2000).....	40
Gráfico 20: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares;2001 – 2011).....	41
Gráfico 21: Ecuador: Evolución de la participación de los principales productos en el total de las exportaciones (% participación en el total de exportaciones) .....	42
Gráfico 22: Exportaciones ecuatorianas por producto (% de participación en 1927).....	43
Gráfico 23: Exportaciones ecuatorianas por producto (% de participación en 2011).....	44
Gráfico 24: Importaciones por grupo de producto (% participación en 1957).....	44
Gráfico 25: Importaciones por grupo de producto (% de participación en 2011) .....	45
Gráfico 26: Índice de Apertura Comercial 1965 - 2011.....	46
Gráfico 27: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1927 - 2011 .....	47
Gráfico 28: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1927 - 1971 .....	47

Gráfico 29: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1972 – 2011 .....	48
Gráfico 30: Balanza Comercial (eje izquierdo) y Exportaciones Petroleras (eje derecho) (Millones USD; 1927 – 1972).....	49
Gráfico 31: Balanza Comercial (eje izquierdo) y Exportaciones Petroleras (eje derecho) (Millones USD; 1971 – 2011).....	49
Gráfico32: PIB minero y participación de la minería como porcentaje del PIB (% PIB; 1999 - 2009)	53
Gráfico 33: Recursos económicos de los depósitos de minerales metálicos en el Ecuador .....	53
Gráfico 34: Evolución del Indicador Deuda Total / PIB (Periodo I: 1971 – 1980).....	70
Gráfico 35: Empresas Públicas, Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo I: 1971 - 1980).....	71
Gráfico 36: Empresas Privadas: Producción, Exportaciones y Precio de Exportación (Periodo I: 1971 – 1980).....	71
Gráfico 37: Evolución del Indicador Deuda Total / PIB (Periodo II: 1981 – 1990).....	79
Gráfico 38: Empresas Públicas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo II: 1981 – 1990).....	80
Gráfico 39: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo II: 1981 – 1990).....	80
Gráfico 40: Evolución del Indicador Deuda Total / PIB (Periodo III: 1991 – 2000) .....	89
Gráfico 41: Empresas Públicas: Producción, Exportaciones y Precio de Exportación (Periodo III: 1991 – 2000).....	90
Gráfico 42: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo III: 1991 – 2000).....	90
Gráfico 43: Evolución del indicador Deuda Total / PIB (Periodo IV: 2001 – 2011).....	102
Gráfico 44: Empresas Públicas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo IV: 2001 – 2011).....	103
Gráfico 45: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo IV: 2001 – 2011).....	103

## ***Índice de Regresiones***

Regresión 1: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo I: 1971 – 1980 .....	26
Regresión 2: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo II: 1981 - 1990 .....	28
Regresión 3: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo III: 1991 – 2000 .....	29
Regresión 4: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo IV: 2000 – 2011 .....	30
Regresión 5: Y= Deuda Total, X=Ingresos Petroleros (1971-2011) .....	38

## *Índice de Tablas*

Tabla 1: Resumen de regresiones lineales simples por periodos; Variable Independiente X= Ingresos Petroleros; Variable Dependiente Y= Ingresos Totales .....	30
Tabla 2: Reservas mineras en el territorio ecuatoriano .....	51
Tabla 3: Principales proyectos mineros, ubicación, mineral y empresa concesionada .....	52
Tabla 4: Proyectos estratégicos, producción anual esperada, precio actual aproximado y representación en millones de Dólares .....	52
Tabla 5: Principales proyectos mineros, según nombre, compañía y reservas .....	54
Tabla 6: Reservas Mineras del Ecuador (Oro, Plata y Cobre).....	56
Tabla 7: Presidentes Ecuador entre 1971 - 1980 .....	60
Tabla 8: Resumen del Marco Legal, Tipos de Contratos e Infraestructura para el Periodo I: 1971 – 1980 .....	67
Tabla 9: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación para el Periodo I: 1971 - 1980 .....	68
Tabla 10: Principales cifras e indicadores para el Periodo I: 1971 – 1980 .....	69
Tabla 11: Presidentes Ecuador entre 1981 - 1990 .....	72
Tabla 12: Resumen del Marco Legal de Contratos e Infraestructura para el Periodo II: 1981 - 1990.....	76
Tabla 13: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación en el Periodo II: 1981 - 1990 .....	76
Tabla 14: Principales cifras e indicadores para el Periodo II: 1981 - 1990.....	77
Tabla 15: Presidentes Ecuador entre 1991 - 2000 .....	81
Tabla 16: Resumen del Marco Legal, Contratos e Infraestructura para el Periodo III: 1991 - 2000.....	85
Tabla 17: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación, en el Periodo III: 1991 - 2000.....	86
Tabla 18: Principales Cifras e Indicadores para el Periodo III: 1991 - 2000 .....	87
Tabla 19: Presidentes Ecuador entre 2001 - 2011 .....	91
Tabla 20: Resumen del Marco Legal, Contratos e Infraestructura para el Periodo IV: 2001 - 2011.....	99
Tabla 21: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación, en el Periodo IV: 2001 – 2011.....	100
Tabla 22: Principales Cifras e Indicadores para el Periodo IV: 2001 - 2011 .....	101
Tabla 23: Producción diaria de la Refinería La Libertad .....	119
Tabla 24: Producción diaria de la refinería de Esmeraldas .....	120
Tabla 25: Principales centrales de almacenamiento de derivados .....	121
Tabla 26: Principales comercializadoras del país .....	121

## *Introducción*

El manejo de las ventajas comparativas, ha sido un tema de discusión a lo largo de la historia económica de las naciones, en donde este análisis se complejiza cuando se refiere a los recursos naturales no renovables como el petróleo, gas natural o laminería. Recursos que dada la experiencia internacional, han demostrado que su explotación condiciona la productividad del país que los posea, afectando inclusive, al desarrollo mismo de la nación.

Así se tiene por ejemplo, el caso de Holanda, cuyos descubrimientos de gas natural en los años 60's generaron un shock positivo dentro de la economía, incrementando la entrada de divisas y provocando una apreciación de su moneda local, lo cual trajo como consecuencia la pérdida de competitividad de sus productos y la contracción de su crecimiento en el largo plazo (principalmente por el agotamiento). Desde entonces, a este fenómeno económico se lo catalogó como la "*Enfermedad Holandesa*" y se lo atribuye a todo país rico en recursos naturales no renovables que ha basado su economía en la extracción de este recurso primario y sufre efectos macroeconómicos adversos.

Ante estos potenciales efectos negativos, dentro de la economía de los países que poseen recursos naturales no renovables se puede establecer que los mismos, en su mayoría, son manejados por un ente estatal, que es el encargado de la gestión y distribución de la riqueza que este recurso produce, así estas acciones deberían responder a manejos responsables, eficientes y sostenibles en el tiempo, que permitan al país y la sociedad en su conjunto aprovechar estos recursos extraordinarios en pro del desarrollo y no solo del crecimiento.

El Ecuador es otro ejemplo de país rico en recursos, pero que ha basado la mayor parte de su economía en la exportación de recursos primarios, pasando de productos agrícolas como el cacao y el banano, a recursos no renovables como el petróleo, cuyo auge se dio a comienzos de los años 70's y cuya gestión desde entonces ha respondido a parámetros de continua explotación, dejando como consecuencia una economía dependiente de este recurso agotable.

Así el manejo de los recursos naturales no renovables, es de relevancia para los tomadores de decisiones dentro de cada Nación; en este sentido es importante analizar la historia de la gestión petrolera en el Ecuador, con el fin de obtener experiencias que permitan tomar decisiones acertadas dentro del sector minero y la explotación a gran escala del Oro, la Plata y el Cobre, que se ha implementado recientemente en el país.

De esta manera se tiene que, en los últimos años, la minería ha ganado protagonismo dentro de la economía nacional, principalmente por darse a conocer el potencial minero que tiene el Ecuador, cuyos réditos podrían superar inclusive al auge petrolero de los 70's. Por este motivo, es importante analizar la gestión histórica del petróleo en el país, recopilando aprendizajes con el fin de implementarlos como recomendaciones para el manejo de la minería a gran escala.

Así la presente disertación, en primera instancia, realiza una revisión de las principales teorías económicas que tratan del manejo de los recursos naturales; posteriormente en el primer capítulo se realiza una revisión de las principales cifras, indicadores y estadísticas de la economía interna y externa del Ecuador que tengan relación con el sector petrolero, con lo que se estableció la incidencia de este recurso dentro de la economía ecuatoriana; adicionalmente, a modo de resumen se realizó un análisis descriptivo general del sector minero en el Ecuador, en donde se exponen sus principales indicadores, cifras y reservas.

En el segundo capítulo se realizó una recopilación histórica de los principales acontecimientos de la gestión petrolera, en donde se identifican los periodos presidenciales, el principal marco jurídico del periodo en torno al sector del petróleo, los contratos petroleros, la infraestructura instalada y las principales estadísticas e indicadores del periodo.

En el tercer capítulo se analizaron las principales experiencias de la gestión petrolera para el periodo de 1971 – 2011, en donde se establecieron aprendizajes en torno al manejo del sector petrolero por parte del Gobierno Nacional, con lo cual se plantearon recomendaciones para la gestión minera a gran escala en el Ecuador.

De esta manera se pudo establecer que la gestión del sector petrolero a lo largo de la historia se ha visto condicionada por las tendencias ideológicas de los diferentes gobiernos, su apertura a los mercados internacionales, las relaciones público-privadas y las condiciones contractuales convenidas entre el Estado y la empresa privada, como las principales conclusiones.

# *Metodología Del Trabajo*

## **Planteamiento del Problema**

### **Definición del problema**

La presente disertación centró su estudio en el sector petrolero ecuatoriano, el análisis de la gestión en cada periodo, principales acontecimientos en torno a este sector y su participación como tal dentro de la economía ecuatoriana. Desde el auge del petróleo en los años 70's, la gestión del recurso en el Ecuador se ha visto ejercida por el Estado desde el Gobierno Central y a pesar de que las características ideológicas cambiaban con cada mandato, el manejo del recurso petrolero no ha sido del todo eficiente. Aunque pasaron épocas de intenso nacionalismo y otras de aperturismo y privatización, los gobiernos de turno no han logrado frenar la dependencia del petróleo en la economía interna.

Por otro lado, el shock positivo que provocó el auge petrolero no ha logrado satisfacer las necesidades básicas de desarrollo del país, por lo que parte de la riqueza se acentuó sobre las mismas bases que los anteriores auges como el del cacao y del banano establecieron; como consecuencia de esto, las estructuras productivas se encuentran con bajo desarrollo de valor agregado, en donde los recursos petroleros no han permitido el fortalecimiento de las demás industrias productivas sostenibles. Además de todo esto, en la última década, los conceptos ambientales y de sostenibilidad han tomado fuerza, por lo que la gestión ya no solo se centra en la distribución y eficiencia productiva, sino también en la sostenibilidad ambiental del proceso extractivo, de tal manera que se generan alternativas a la no explotación de los recursos, pero que sin embargo siguen siendo menos rentables.

En los últimos años, la actividad minera ha ganado campo dentro de la economía nacional, ya no como la minería artesanal de décadas atrás, sino como una actividad minera a gran escala, debido principalmente a su gran potencial en términos de recursos para el Estado que pueden llegar, inclusive, a ser más altos que los obtenidos por la actividad petrolera, según se lo verá más adelante en la presente disertación. Antes, es importante establecer recomendaciones de gestión para la minería, basados en la experiencia empírica vivida durante más de cuarenta años de actividad petrolera.

Para lograr examinar la gestión petrolera se realizó un análisis a partir de estadística descriptiva de los principales sectores de la economía interna y externa desde los primeros registros de actividad petrolera en 1927, pero con énfasis para el periodo de 1971 a 2011, con lo cual para mejorar dicho análisis se establecieron periodos de 10 años y un último de 11 años. Posteriormente se recopiló información de la gestión petrolera con lo cual se establecieron los periodos de análisis que a su vez abarcan las distintas etapas presidenciales; también se compiló información del marco legal concerniente al sector petrolero, como los contratos y concesiones otorgadas por el estado, así como leyes, reglamentos y decretos ejecutivos, acompañados de indicadores y cifras relevantes en torno a la economía y al sector petrolero. Para finalizar se sintetizaron los principales acontecimientos históricos, con lo cual se establecieron recomendaciones para la gestión de la minería a gran escala, implementada recientemente en el país.

## **Preguntas de investigación**

### **Pregunta General**

¿Qué recomendaciones a la gestión minera a gran escala se pueden obtener a partir de un análisis del sector petrolero en la economía ecuatoriana?

### **Preguntas Específicas**

¿Cuál es la participación que ha tenido el sector petrolero en la economía interna y externa del Ecuador?

¿Qué hecho histórico han marcado la gestión petrolera dentro de la economía ecuatoriana?

¿Cuáles son los principales acontecimientos históricos de la gestión petrolera que se puedan tomar como recomendaciones para la gestión de la minería a gran escala?

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Realizar un análisis del sector petrolero dentro de la economía ecuatoriana, para el periodo de 1971 a 2011, con el fin de formular recomendaciones a la gestión de la minería a gran escala.

### **Objetivos Específicos**

- a. Realizar un análisis descriptivo de la participación del sector petrolero dentro de la economía interna y externa del Ecuador.
- b. Realizar un análisis histórico de la gestión petrolera dentro de la economía ecuatoriana.
- c. Analizar los principales acontecimientos históricos de la gestión petrolera, con el fin de establecer aprendizajes que puedan servir como referentes para formular recomendaciones a la gestión minera a gran escala.

## **Delimitación del problema**

La presente disertación se centra en el sector de los recursos no renovables del Ecuador, en donde se establecieron recomendaciones a la gestión minera a gran escala, a partir del análisis histórico de la gestión petrolera ecuatoriana y la participación de este sector dentro de la economía interna y externa, desde el inicio del auge petrolero en los años 70's hasta los últimos años del siglo XXI, periodo comprendido entre 1971 hasta el 2011<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Esto debido a que para el 2011 se cuentan, en la mayoría de los casos, con datos oficiales.

## **Tipo de Investigación**

La presente investigación utilizó la metodología de investigación del tipo descriptiva, lo que permite desarrollar de manera cuantitativa y cualitativa los principales acontecimientos de la gestión pública en el sector petrolero del Ecuador, desde la bonanza petrolera en los años 70's, hasta el año 2011.

Dentro de la investigación se consideró variables cuantitativas para desarrollar un análisis descriptivo de la participación del sector petrolero dentro de la economía interna y externa del Ecuador; también se utilizó variables cualitativas con el fin de establecer los principales acontecimientos de la gestión petrolera en el país.

Se realizó posteriormente una sistematización de la información cualitativa histórica referente a la gestión pública referente al sector petrolero ecuatoriano, con el fin de identificar los aprendizajes y establecer recomendaciones de gestión para la minería a gran escala.

## **Métodos de Investigación**

Para la investigación se utilizó el método inductivo para el procesamiento de la información recopilada, tanto la cuantitativa como cualitativa del sector petrolero, ya que este método nos permite establecer, converger y formular, las recomendaciones para la gestión minera.

## **Fuentes de Información**

Para la investigación se utilizó fuentes secundarias de información, obtenidas de libros, informes, noticias, documentos, bases de datos y cifras, de las principales instituciones que manejan esta temática, como la empresa pública Petroecuador, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR), Ministerio de Sectores Estratégicos (MSE), el Banco Central (BCE), entre los principales; también se utilizarán fuentes de las universidades locales que han tratado este tema como la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), la Universidad Andina Simón Bolívar (UASB) y la Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE), de igual manera se utilizaran a los organismos extranjeros, como la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Administración de la información de la Energía de Estados Unidos (EIA) y la Agencia Internacional de Energía (AIE).

## **Variables Cuantitativas**

A continuación se presentan las principales variables cuantitativas que se tomaron en cuenta para la realización de la presente disertación:

<b>Variable</b>	<b>Fuentes de Información Disponibles</b>
Producto Interno Bruto (PIB) real	Banco Central del Ecuador - Cuentas Nacionales
Valor Agregado Bruto por Industria, Petróleo y Minas	Banco Central del Ecuador - Producción, Precios y Población
Deuda Nacional Total, Privada y Pública	Banco Central del Ecuador - Finanzas Públicas
Exportaciones Totales y Petroleras, Importaciones Totales y de Derivados, Balanza Comercial Total	Banco Central del Ecuador - Sector Externo
Ingresos del Gobierno Central, Totales, Petroleros y Tributarios	Banco Central del Ecuador - Finanzas Públicas
Reservas Petroleras	Banco Central del Ecuador - Sector Petrolero
Reservas Mineras	Ministerio de Recursos Naturales No Renovables
Producción de Petróleo Crudo	Banco Central del Ecuador - Sector Petrolero
Precio barril de Petróleo, Oriente, Napo, WTI, OPEP y BRENT	Varios: EIA, OPEP, BCE
Remuneración Básica Unificada	Banco Central del Ecuador - Producción, Precios y Población

## **Procedimiento Metodológico**

Con el fin de poder establecer recomendaciones al manejo de la gestión minera en el Ecuador, la presente investigación realizó una recopilación de información cuantitativa estadística, de las principales variables a estudiar, posteriormente recopilar la información cualitativa, en base a documentos, libros, noticias y demás. Con toda la información recopilada, en primera instancia se realizó una síntesis de las principales variables obtenidas con el fin de elaborar una base de datos que nos permitirá arrojar estadística descriptiva y así obtener los resultados de la participación del sector petrolero dentro de la economía interna y externa del Ecuador, todo esto a través del programa de *Office Microsoft Excel* en el cual se podrán realizar las siguientes operaciones:

- Gráficos de línea de tiempo con cada una de las variables, de manera que podamos visualizar las tendencias y los ciclos de las mismas.
- Gráficos de dispersión que muestren relaciones entre las variables que puedan explicar de mejor manera su dependencia y comportamiento (Ejemplo: Precio del Barril del Petróleo e Ingresos del Gobierno Central).
- Estadística descriptiva con las bases obtenidas, como la participación dentro del Producto Interno Bruto.
- Visualizar comportamientos y ciclos económicos de las variables, con el fin de contextualizar el momento histórico de las mismas.

Posteriormente con la información cualitativa, se realizó un recuento de los principales acontecimientos en torno a la gestión petrolera desde los años 70's hasta el 2011, así se podrá sintetizar de manera coherente, los aprendizajes obtenidos de la información empírica obtenida con el fin de establecer recomendaciones para la gestión de la minería a gran escala en el país, respondiendo a los fines y objetivos de la presente disertación.

## *Fundamentación Teórica*

El manejo de los recursos naturales ha sido una de las principales problemáticas afrontadas por los tomadores de decisión de cada país, y a lo largo de la historia estos recursos han sido estudiados principalmente en términos de gestión y derechos de propiedad.

Así, tanto Aristóteles, Platón, como los pensadores de las primeras escuelas del pensamiento económico, pasando por Adam Smith, David Ricardo y demás autores contemporáneos (a pesar de que en algunos casos no se toma el tema puntual de los recursos naturales) han discutido a lo largo de la historia el manejo de los recursos naturales dentro de la economía. Por ello es necesario realizar un repaso de las principales teorías y escuelas del pensamiento económico, que nos permitan establecer una base teórica para la presente disertación.

### **Los recursos naturales y las líneas de pensamiento**

#### **Platón y Aristóteles**

Desde Platón, se han abordado temas de derechos de propiedad y observándolos en el marco de los recursos naturales, podríamos profundizar en el pensamiento de este filósofo en términos de la *propiedad comunal*, que sostenía era lo más óptimo para la sociedad, ya que la utilización de la misma podría llevar a una paz social (Rothbard, 2009).

Aristóteles, criticó esta postura de propiedad comunal de Platón y él sostenía que lo más óptimo era la *propiedad privada*, ya que es mucho más productiva que la comunal, debido a que esta última recibirá poca atención por parte de la población, al contrario de la privada en donde cada uno obtendrá su parte de trabajo por el tiempo de dedicación, de manera que sería más justo y más productivo (Rothbard, 2009).

Por otro lado se tiene que en su libro *La Gestión*, Aristóteles trata la crematística<sup>2</sup>, en donde, entre otras cosas, realiza una comparación entre las formas de adquirir riqueza, la *Forma Natural*, que se basa en la satisfacción de las necesidades mediante el uso de los recursos de forma funcional, es por esto que, como las necesidades tienden a saciarse, la acumulación de los recursos naturales<sup>3</sup> también tiene un límite (Escartín González, 2006).

La *Forma Antinatural*, se refiere a la utilización de los propios bienes de forma no funcional, es decir, mediante el intercambio con el fin de extraer *plusvalía* y así obtener más riqueza; a lo que Aristóteles sostenía a la vez que, al superar este fin las propias necesidades, esta acumulación antinatural de riqueza no tiene límites<sup>4</sup> (Escartín González, 2006).

Con esto se puede resumir como dos corrientes, el pensamiento de estos dos filósofos, así se tiene que Platón sostenía que la administración de los recursos debería ser ejercida por parte de “todos”, en donde el Estado juega un papel fundamental en el manejo del mismo, por otro lado Aristóteles sostuvo

---

<sup>2</sup>Fue planteada por Tales de Mileto, y se refiere al arte de hacerse rico o de adquirir riquezas. Ya Platón lo había caracterizado pero Aristóteles es el que señala la diferencia entre esta ciencia y la economía. (D'Ors, 2000).

<sup>3</sup> Se refiere principalmente al pastoreo, la agricultura, la pesca, la caza y en cierto modo la Guerra.

<sup>4</sup> Aristóteles expone que el dinero es el bien económico idóneo para obtener este tipo de riqueza.

que el sector “privado” debería cumplir el papel de administrador y encargarse de la gestión de los recursos naturales.

## Escuelas del pensamiento económico

Por lo visto anteriormente, los temas económicos se trataban desde periodos anteriores a la era medieval, en donde se desarrolló la **Escuela Escolástica**, que sostenía que la economía, en primer lugar, no era una disciplina independiente, sino más bien una rama de la filosofía moral, y como punto de interés sostenían que la propiedad privada debe aparecer como medio para evitar conflictos (Zalduendo, 1994).

También se tiene que, en cuanto a la asignación de precios a los recursos naturales, los pensadores escolásticos diferenciaban tres formas: i) el precio legal, ii) el corriente y iii) el convencional; en donde el precio legal lo establecía el Estado a través de la fijación de los precios, el precio corriente se daba en condiciones de competencia perfecta y el precio convencional es el obtenido a partir del equilibrio entre oferentes y demandantes (Gutiérrez, 2011).

Según Zalduendo (1994) la **Escuela de Salamanca**, nace en el marco de la explotación de las minas de oro y plata por parte de la India, en donde, dichos recursos eran absorbidos por la corona española, los cuales acompañados del alza en los precios internacionales, ayudaron a la bonanza existente en ese periodo, que trajo también como consecuencia, inflación, emisión inorgánica de moneda, y demás problemas que se vieron como de carácter moral, a lo que la escuela de Salamanca busco dar guía y respuestas.

Muchos de los autores de la escuela de Salamanca como Francisco De Vitoria, exponían elementos de la teoría subjetiva del valor, expresando también el desacuerdo con las reglamentaciones de precios, en donde sostenía que los costos no se tienen que tener en cuenta para determinar el precio justo (Cachanosky, 1994).

Durante los siglos XVI, XVII, XVIII prevaleció en Europa la doctrina del pensamiento **Mercantilista**, la cual sostenía una fuerte intervención del Estado en la economía, principalmente en la industria y en el comercio, con el fin de procurar mantener una balanza comercial positiva (Gutiérrez, 2011).

De esta manera los mercantilistas buscaban un crecimiento endógeno apoyando siempre la industria y producción nacional, que podríamos catalogar como políticas proteccionistas; así consideraban que la posesión de metales preciosos era signo característico de riqueza, por lo que sostenían que un país o nación debía buscar siempre la acumulación de los mismos (Deyon, 1976).

Esta escuela del pensamiento es importante bajo la presente investigación, dado que, se enfocaban en la producción de productos con el mayor grado de valor agregado posible, es decir que mayor mano de obra haya utilizado, por lo que las exportaciones de materias primas no eran relevantes si no se condensaban en ellas el máximo nivel trabajo.

Adicionalmente se tiene que, como lo expone Gutiérrez (2011), dentro de los *nueve puntos* con los que describió Von Hornick en 1684 al desarrollo de una economía, destacamos los siguientes:

- Cada pulgada del suelo de un país se utilice para la agricultura, la minería o las manufacturas.
- Todas las materias primas que se encuentren en un país se utilicen en o las manufacturas nacionales, porque los bienes manufacturados tienen un valor mayor que las materias primas.
- Que en la medida de lo posible, las importaciones se limiten a las materias primas que puedan acabarse en el país (Gutiérrez, 2011, pág. 40).

Hasta mediados del siglo XVIII la corriente mercantilista tuvo protagonismo dentro del pensamiento económico, pero en esa misma época surge la escuela de la **Fisiocracia**, la cual reaccionó frente a las políticas restrictivas de los mercantilistas, ya que creían en las leyes naturales de la economía y en la primacía de la agricultura(Gutiérrez, 2011).

Para los fisiócratas, la agricultura es la única actividad productiva, ya que determina que la industria, el comercio y los servicios son económicamente estériles, eran partidarios del libre comercio. También, sostienen que la riqueza circula a través de las clases sociales y que el Estado es copartícipe de la propiedad.

Así mismo, sostenían un impuesto único y que debe cobrarse en su origen, por este motivo este impuesto está dirigido a la tierra y por ende para los tenedores de la tierra, que por orden natural aumentarán los precios de las materias primas producidas para cubrir el impuesto, lo que provocaría que el consumidor también pague parte del impuesto y de esta manera eliminar el aparataje fiscal(Gutiérrez, 2011).

## La Economía Clásica y Neoclásica

Al hablar de la economía clásica, nos referimos casi siempre al liberalismo o a su autor más emblemático Adam Smith, pero se debe aclarar que la economía clásica abarca una serie de ramas, como: los aritméticos-políticos, los fisiócratas, los clásicos ingleses, entre otros, que no fueron los que fundaron como tal la línea de pensamiento clásico, ya que esta denominación se les fue adjudicada posteriormente.

Uno de los principales postulados de la economía clásica es el *principio de lucro*, término que legítimamente ya se había discutido por los griegos, romanos y la escuela escolástica, pero que **Hobbes** lo determina de manera más puntual, al expresar que la conducta del ser humano se encuentra determinada por su egoísmo individual y hedonista(Monzón, 1992).

En este punto se hace convergencia con lo visto anteriormente en las escuelas del pensamiento, en donde los escolásticos generalizaron el *bien común* como un estado deseable que trascendía los deseos individuales, pero por otro lado **Betham** aplica el principio del utilitarismo, el cual expone que la suma de las felicidades individuales conlleva al bienestar común (Monzón, 1992).

Por el año de 1776 Adam Smith realiza la publicación de su libro *“Una investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones”*, con lo cual se formaliza la economía e independiza de la gestión y la filosofía, con lo que llaman a Smith como el padre de la ciencia económica.

La llamada **Economía Clásica**, se formaliza también con el legado de Smith, en donde *la mano invisible*, fue uno de los términos más relevantes e influyentes de la teoría, que comulgaba con algunos criterios de las escuelas fisiócratas por ejemplo, con esta mano invisible sostenía que la libertad de los mercados y la fuerza natural que mueve la economía, sin la necesidad de la intervención estatal, es lo ideal para una economía saludable.

Sus principales pilares fueron sostener que el ser humano es, por naturaleza *“egoísta”* bajo un esquema de pensamiento racional del agente económico, en donde la fuente de la riqueza se centraba en el

trabajo. Cabe señalar que a diferencia de los utilitaristas, las teorías de Smith buscaban el bien de todo el sistema, logrando una relación de causalidad con el individuo que busca su propio bien<sup>5</sup>.

**Adam Smith** señala que “*la renta de la tierra, es el precio que se paga por el uso de la misma*” Smith (1776) citado en Guerra Rosero (2009) es decir, no solamente de parte de la producción, sino también por el “uso”, que se refiere al desgaste que puede tener la misma por el tiempo o intensidad en que se la utilice. En cuanto a la teoría del valor, A. Smith, sostiene que a los recursos naturales se los tiene que valorar por el nivel de renta que los mismos producen.

**T. R. Malthus** exponía su preocupación por la naturaleza y el agotamiento de sus recursos, pero no como un problema como tal, sino enfocado en las necesidades humanas del hambre dado su postulado más conocido, el cual sostenía que los recursos crecen en progresión aritmética pero la población crecería en progresión geométrica, salvo que se pusieran límites a tal crecimiento geométrico (Malthus, 1798).

Por otro lado **David Ricardo** al igual que Smith, define la renta de la tierra como parte de la producción que debe ser pagada al propietario de la misma para adquirir el derecho de cultivar en ese lugar y de esto parte la valoración que se le dará a la misma. En cuanto a los recursos naturales, como por ejemplo las minas, David Ricardo, sostiene que la renta percibida está en función del valor de la producción, el mismo que es la cantidad de trabajo que se coloca en el proceso desde la extracción hasta su difusión en el mercado (Ricardo, 1817) citado en (Guerra Rosero, 2009).

Otro clásico que habló sobre los recursos naturales fue **John Stuart Mill**, el mismo que se concentra en el análisis de las ventajas naturales, como la fertilidad del suelo, el clima favorable o la abundancia de un recurso; esto nos lleva directamente al análisis de los países y regiones que posean estas ventajas lo que nos exhorta a un punto en común a nuestro tema de investigación, que son los recursos naturales no renovables, como el petróleo o la dotación minera, que según Jhon S. Mill afectan a los demás factores de producción en el sentido que las distorsionan y por la historia esta distorsión sería casi siempre negativa, pero se dice casi, por el hecho de que el clásico asegura que esto dependerá de las cualidades de los agentes y su capacidad de manejo de estos recursos (Mill, 1909) citado en (Guerra Rosero, 2009).

Los clásicos en general sostenían que los factores naturales fijos, como las minas y los recursos no renovables (como el petróleo), poseen un limitado suministro de recursos, y están sujetos a rendimientos decrecientes y capaces de generar rentas por encima de su precio de equilibrio. Así los clásicos enfocaron su análisis en determinar el valor o como valorar el uso de los recursos naturales, pero no se centraron en cómo manejar los mismos (Kneese & Sweeney, 1993).

Al igual que los clásicos, los de la escuela del pensamiento **Neoclásica**, no se preocuparon por el manejo de los recursos naturales, e inclusive dejaron a un lado la teoría de que estos recursos impedirían el crecimiento; en lo que ellos se enfocaron fue en elaborar herramientas que permitan estimar la demanda de estos recursos (Kneese & Sweeney, 1993, pág. 937).

En los aportes más importantes de la escuela neoclásica, se encuentran los de **William Stanley Jevons** el cual afirmó que la dependencia hacia los recursos naturales no renovables podría considerarse una amenaza al crecimiento, ya sea por la especulación que genera el que los mismos puedan ser no

---

<sup>5</sup> Es también necesario poner énfasis en que la teoría de Smith está enfocada en el largo plazo y con sostenibilidad intergeneracional.

renovables, para esto utilizó el ejemplo de la demanda y producción de carbón en Inglaterra por el siglo XIX (Guerra Rosero, 2009, pág. 20).

Por otro lado **Alfred Marshall** compara los recursos naturales con los beneficios que estos pueden proveer, y sintetiza el ejemplo de las construcciones de casas, en donde cada constructor tiene que realizar una distribución eficiente de recursos, a la vez que el comprador tiene que ver por sus comodidades y su renta; esto se puede aplicar al uso del capital y del trabajo en la tierra de un agricultor, en donde, en niveles proporcionales un incremento en estos factores generan rendimientos decrecientes del recurso (Marshall, 1920, págs. 34, Cap. IV).

## **Economía Ambiental, Ecológica y de los Recursos Naturales**

A nivel internacional a lo largo de las últimas décadas, han surgido nuevas formas del pensamiento económico en cuanto a los recursos naturales, en donde se tiene el surgimiento de la economía ambiental, ecológica y de los recursos naturales, que presentan las bases conceptuales que guiarán la presente disertación.

Dadas las condiciones del manejo ambiental en las actividades extractivas y productivas nace la Economía Ambiental como herramienta para poder mitigar los efectos y realizar cambios que permitan una mayor sostenibilidad de los recursos naturales. Así la **Economía Ambiental** cumple un papel preponderante en la formulación de políticas públicas que ayuden al mejoramiento de la calidad ambiental, también según Kolstad (2000) citado en Mendieta (2000), la Economía Ambiental es:

Economía ambiental estudia los impactos de la economía sobre el medio ambiente, la importancia del medio ambiente para la economía y la manera de regular la actividad económica con miras a alcanzar un equilibrio entre las metas de conservación ambiental, de crecimiento económico y otras metas sociales, como por ejemplo, el desarrollo económico y la equidad intergeneracional (Mendieta, 2000, pág. 1).

También se tiene la **Economía Ecológica**, que es definida como:

El campo de estudio que trata de dirigir las relaciones entre los sistemas ecológicos y los sistemas económicos desde un punto de vista amplio (Costanza (1991). Su énfasis radica en el mantenimiento en buen estado a largo plazo de los ecosistemas, suponiendo además, que las personas hacen parte de este ecosistema (Mendieta, 2000, pág. 8).

Una de las principales diferencias entre la economía ambiental y la ecología ambiental tiene que ver con el valor, y por lo tanto, con la forma en que son hechas las decisiones sociales, las cuales dependen de la medición del valor económico del medio ambiente (Mendieta, 2000, pág. 8).

Por otro lado, se tiene a la **Economía de Recursos Naturales**, la cual a diferencia de la Economía ambiental si incluye la perspectiva dinámica<sup>6</sup> ya que el tiempo es un factor importante en la decisión de cómo explotar tanto los recursos renovables como los no renovables. Por ejemplo, si explotamos un bosque a una tasa de tala razonable con el crecimiento de los árboles, se puede contar con el bosque indefinidamente (Mendieta, 2000).

---

<sup>6</sup>(Mendieta, 2000) establece que la economía ambiental tiene que ver con la asignación de los recursos desde una perspectiva estática, lo que quiere decir que el tiempo no es factor relevante a la hora de determinar la cantidad correcta de contaminación determinado lugar, lo que la diferencia de la economía de los recursos naturales.

Sin embargo, si establece un patrón de tala del bosque por encima de la tasa de crecimiento del stock de árboles, el resultado en el futuro será el agotamiento total y la posterior desaparición del bosque<sup>7</sup>.

De esta teoría parten aspectos fundamentales que se utilizan para tratar de llegar a un uso eficiente de los recursos naturales no renovables y a la vez mostrar un valor cuantificable a los mismos, de esta manera se podrá facilitar su análisis e impactos; como respuesta a esto la literatura nos muestra varias experiencias que han derivado en diferentes paradojas, las cuales responden a un mismo sentido, los recursos naturales y el desarrollo, así se tiene, por ejemplo la Maldición de la Abundancia, la Enfermedad Holandesa, la Paradoja de Jevons, entre otras, que se verá a continuación.

La paradoja de la **Maldición de la Abundancia** o como lo expresa (Stiglitz, 2006) la **Maldición de los recursos**, trata de un fenómeno empíricamente observable, en donde los países ricos en recursos naturales presentan poco desarrollo y crecimiento económico, en comparación a los demás países que han conseguido desarrollo sin poseer estas ventajas naturales.

Históricamente Alexander Von Humboldt en algunos de sus escritos después de recorrer América Latina, describía a su población como unos mendigos sentados en un saco de oro (Acosta, 2009).

La maldición de la abundancia se manifiesta bajo los siguientes aspectos: bajo crecimiento económico, pobre desempeño en desarrollo humano, malos manejos por parte de la autoridad pública, la cual no busca lo antes mencionado, sino destina los recursos ineficientemente, en donde se ven inmersos intereses individuales (Tsalik, 2003).

Para explicar de mejor manera la paradoja de la maldición de la abundancia, existe el ejemplo más claro en la historia, la denominada **Enfermedad Holandesa**; que se la explica como un auge en cierto sector de la economía (dentro de los sectores de los recursos naturales) donde dicho auge pueda afectar directamente a otro sector mediante la apreciación del tipo de cambio real y el movimiento de los factores de producción, esto debido a lo sucedido en Holanda en los años 60's, en donde, al descubrimiento de yacimientos de gas natural el país tuvo reajustes en su producción (Corden, 1984).

Otra teoría importante que permite mejorar el análisis es la **Contabilidad Ambiental o Contabilidad de los Recursos Naturales**, que la literatura la muestra como la teoría principal para estimar dichos recursos y medir el agotamiento de los mismos, así en (United Nations, 2000) el autor Kusmadi Saleh se refiere a la Contabilidad Ambiental como una herramienta con gran potencial que puede ayudar a las estimaciones de los ingresos nacionales futuros con el fin de hacer de estos unos más sostenibles.

Esta teoría de contabilidad de recursos se destaca en dos dimensiones, la primera hace referencia al agotamiento de las reservas en términos físicos, y la segunda dimensión implica la contabilización en términos monetarios de las variables (United Nations, European Commission, International Monetary Fund, Organisation for Economic Co-operation and Development, World Bank, 2003).

El poder estimar los stocks y los recursos naturales, tanto renovables como no renovables, en términos monetarios, permite a las autoridades tomar decisiones más eficientes, además de ofrecer una visión más amplia en la utilización del valor presente como herramienta fundamental de análisis (Kee & Mark, s/d).

---

<sup>7</sup> Criterio que podríamos utilizar al momento de analizar cualquier tipo de recurso natural no renovable y también renovable debido a que si las tasas de explotación continúan por encima de la de regeneración, un recurso natural renovable puede pasar a ser no renovable.

También se tiene la denominada **Paradoja de Jevons**, la cual explica que un incremento en la eficiencia del uso de un recurso natural se encuentra relacionado con el incremento en el consumo del mismo, con lo que (York, 2006) concluye que no necesariamente un incremento en la tecnología para la explotación puede conducir a la conservación de un recurso natural.

La **Paradoja de la Oficina sin Papel**, es otro punto importante de estudio, ya que señala que el desarrollo de sustitutos a los recursos naturales, no está siempre asociado a una disminución en el consumo del mismo, sino más bien, muchas veces genera efectos contrarios, siendo así que el consumo del recurso natural se incrementa (York, 2006).

A nivel internacional, el tema del agotamiento del petróleo ha sido tratado por varios autores alrededor del mundo, lamentablemente no todos abordan el tema de las implicaciones económicas que se darían en las economías dependientes de este recurso, esto principalmente porque cada país posee características diferentes y no existen fórmulas exactas para poder determinar los impactos; por lo que se tomó un trabajo de la *asociación de estudios de los máximos en las reservas petroleras y el gas*, que por sus siglas en inglés ASPO<sup>8</sup>; los cuales sostienen que la producción petrolera mundial comenzará su descenso en el presente siglo y que muestra de ello es la volatilidad de los precios y su tendencia creciente en los últimos años.

A nivel nacional, el tema del agotamiento de las reservas petroleras ha sido un tema de continuo debate, en donde se tienen autores como Alberto Acosta con su libro *La maldición de la Abundancia o Ecuador Post-Petrolero*, así como también Fontaine, que han colocado el tema en la mesa de debate. Cabe señalar que Acosta en el libro “Ecuador Post-Petrolero” plantea tres razones por las que se debería pensar en una economía después del petróleo:

[...] la primera, el petróleo es un recurso agotable. Aunque las reservas aumenten algo con nuevas exploraciones, el petróleo debería extraerse despacio. La segunda razón para pensar en un futuro no petrolero es que el petróleo se ha estado exportando a un precio barato desde 1982, con un repunte en 1999 cuando la OPEP consiguió restringir la oferta. ¿Para qué exportar más y más a precio barato, para qué contribuye el Ecuador a la caída de los precios internacionales? ¿No debería el país ingresar de nuevo a la OPEP? ¿Sería eso tolerable en el orden colonial panamericano? La tercera razón, y tal vez la más importante, es que el petróleo tiene impactos ecológicos locales y globales (Acosta, Ecuador Post-Petrolero, 2000, pág. 4).

A nivel de investigaciones en la Facultad de Economía, referentes al tema de investigación de la presente disertación, se encuentran dos grandes trabajos, el uno de (Villacís, 2011), que propone un mecanismo de seguro petrolero para prevenir su agotamiento, su limitante es el espacio inter-temporal, ya que únicamente analiza el periodo 2010-2013, pero en cuanto a recomendaciones de gestión pública en el tema del manejo de los recursos petroleros es muy rico el aporte de dicha tesis.

Otro trabajo es de (Chamorro, 2009), que trata del impacto de la implementación de los subsidios a los derivados del petróleo en el Presupuesto General del Estado (PGE), que si bien no trata el tema de investigación en general, genera un panorama en cuanto a los subsidios a los derivados del petróleo, a la par analiza este impacto en el PGE.

También la disertación de (Guerra Rosero, 2009), la cual analiza el agotamiento de los recursos petroleros en Ecuador, en donde compara la riqueza petrolera medida en valor presente, descontando las rentas económicas del recurso ajustando a esto el nivel de agotamiento del mismo.

---

<sup>8</sup>Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO)

# **Capítulo I**

## ***Los sectores petrolero y minero en la economía ecuatoriana***

En el presente capítulo se realizará un análisis descriptivo de la participación del sector petrolero en la economía interna y externa del Ecuador, teniendo en cuenta las principales variables de cada sector, todo esto para el periodo comprendido desde 1971 hasta el 2011.

### **El sector petrolero**

#### **El petróleo y la economía interna ecuatoriana**

##### **El petróleo y las operaciones del Gobierno Central**

A partir de los años 70's, en el marco del llamado *boom* del petróleo, el registro de los ingresos del Gobierno Central (GC) se modificaron, ya que se incorporaron los ingresos de la actividad petrolera, por lo tanto, en la actualidad los ingresos se encuentran compuestos por: i) los ingresos corrientes y ii) los ingresos de capital, a su vez, los primeros se encuentran subdivididos en ingresos petroleros y no petroleros<sup>9</sup>, en donde los no petroleros están conformados principalmente por la recaudación de impuestos (89%)<sup>10</sup>.

Así se encuentra que, en los primeros diez años, la participación de los ingresos petroleros crecieron en aproximadamente 28 puntos porcentuales, pasando de 6% en 1971 a representar el 34% en 1981, mientras que los impuestos bajaron su participación en 43 puntos porcentuales, pasando de 81% en 1971 a 38% de participación en 1981.

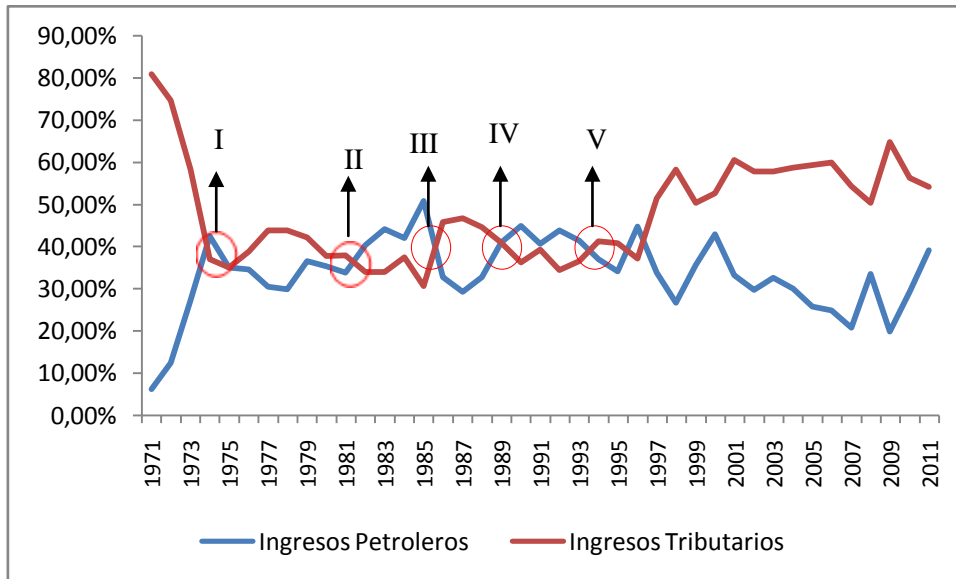
A pesar de que la participación de los ingresos petroleros creció de manera significativa, los ingresos tributarios continuaron siendo los de mayor ponderación, aunque la brecha entre estos dos rubros era mínima e inclusive los petroleros en algunos años y periodos llegaron a sobre ponerse a los tributarios (Véase Gráfico 1).

---

<sup>9</sup>Esta distinción se la realizó a partir de los 70's en donde los ingresos petroleros comenzaron a ser parte importante de las operaciones del Gobierno Central.

<sup>10</sup> Históricamente el 89% de los ingresos no petroleros han sido por concepto de recaudación de impuestos (Promedio anual para el periodo 1971-2011).

**Gráfico1: Ecuador: Evolución de la participación de los ingresos petroleros y tributarios sobre el total de ingresos del Gobierno Central (Porcentaje del total)**



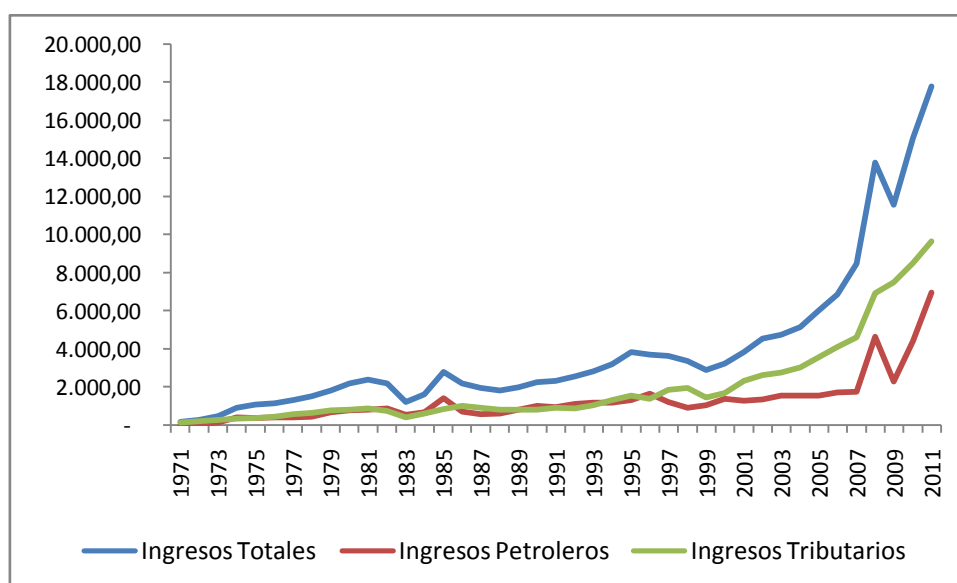
Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En el Gráfico1 se muestra la participación de los ingresos petroleros y los ingresos tributarios en el total del gobierno central; en el gráfico se han establecido cinco puntos de quiebre, de los cuales se pueden derivar lo siguiente:

- I: El incremento significativo de participación de los ingresos petroleros, hasta llegar a sobrepasar a los ingresos tributarios en 1974, en este periodo se registró su máximo en participación (1971, 80,92%).
- II: Los ingresos tributarios regresan a ser los de mayor participación en el total hasta 1982.
- III: De 1982 a 1985 los ingresos petroleros tuvieron mayor participación que los ingresos tributarios, cabe señalar que en 1985 los ingresos petroleros alcanzaron su máximo histórico en participación (50,88%).
- IV: En el año de 1989 se da otro cruce entre líneas y se dan fluctuaciones de continua variación hasta 1996.
- V: A partir de 1997, la brecha entre los ingresos tributarios y petroleros se profundiza, siendo los primeros los de mayor peso, y teniendo su brecha máxima en este periodo en el año 2009.

En el Gráfico 2 se observa la evolución, en términos de monto, de los ingresos petroleros y tributarios (1971 – 2011):

**Gráfico2: Ecuador: Evolución de los ingresos petroleros, tributarios y total del Gobierno Central (Millones de Dólares; 1971 - 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

El Gráfico2 muestra la evolución de los ingresos totales (línea azul), petroleros (línea roja) y tributarios (línea verde), en donde se puede observar, que las variaciones sufridas por los ingresos totales responden, en ciertos periodos, a la influencia de los ingresos petroleros y en otros casos a los tributarios.

Con el fin de poder determinar en qué medida los ingresos petroleros incidieron en las variaciones de los ingresos totales, el autor ha separado por periodos la serie de tiempo, obteniendo así tres periodos de 10 años (I = 1971 – 1980; II = 1981 – 1990; III = 1991 – 2000) y un último de 11 años (IV = 2001 – 2011).

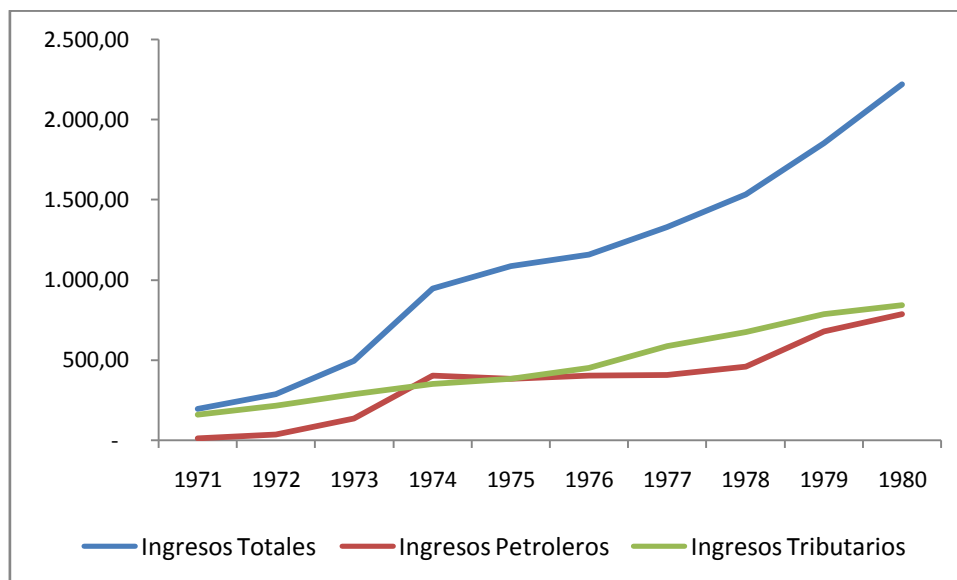
Los periodos antes mencionados se los presentan a continuación de manera gráfica, acompañados de un cuadro de resultados econométricos obtenidos de un modelo de regresión simple entre los ingresos totales (variable dependiente) y los ingresos petroleros (variable independiente); A través de estos resultados como el  $R^2$  (R-squared) y el Coeficiente (Coef.) se puede establecer de manera econométrica la incidencia de la actividad petrolera dentro de los ingresos totales del Gobierno Central<sup>11</sup>. Cabe señalar que el  $R^2$  muestra el grado de explicación de la variable independiente frente a la dependiente, en donde para este caso, indicaría el grado en que se explican los ingresos del gobierno central con los ingresos petroleros, así mismo el *Coeficiente* indica la variación de la variable dependiente, en este caso los ingresos del gobierno central, frente a un cambio de la variable independiente, que para este caso son los ingresos petroleros. Adicionalmente, se tiene en cuenta la probabilidad t ( $P > |t|$ ) que indica si el modelo es significativo<sup>12</sup>, así como también la probabilidad F, todas expuestas en las regresiones establecidas.

<sup>11</sup> Los resultados de las regresiones presentadas, en las “ecuaciones” 1, 2, 3 y 4 de esta sección, no son del todo significativas ya que el número de observaciones es mínimo, a pesar de esto, las regresiones ayudan al análisis de la incidencia de la actividad petrolera en los ingresos del Gobierno Central.

<sup>12</sup> En ese caso el ( $P > |t|$ ) nos expone la probabilidad de que la hipótesis nula (el parámetro beta es estadísticamente igual a cero) sea verdadera.

Con esto se exponen los siguientes gráficos y resultados para cada uno de los periodos:

**Gráfico3: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo I: 1971-1980)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Para el primer periodo analizado, se observa en el Gráfico 3 que las variaciones de los ingresos totales guardan más relación con las variaciones de los ingresos petroleros, que con las variaciones de los ingresos tributarios; teniendo ya esta percepción gráfica, contrastamos con la Ecuación 1 la influencia de los ingresos petroleros en los totales:

**Regresión 1: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo I: 1971 – 1980**

Source	SS	df	MS			
Model	3810278.8	1	3810278.8	Number of obs =	10	
Residual	125225.833	8	15653.2292	F( 1, 8) =	243.42	
Total	3935504.64	9	437278.293	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.9682	
				Adj R-squared =	0.9642	
				Root MSE =	125.11	

ing_tot_01	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ing_oil_01	2.576261	.1651253	15.60	0.000	2.195482	2.957041
_cons	158.1498	72.77798	2.17	0.062	-9.676514	325.9761

Fuente: Datos de la investigación  
Elaboración: Rodrigo Humbol

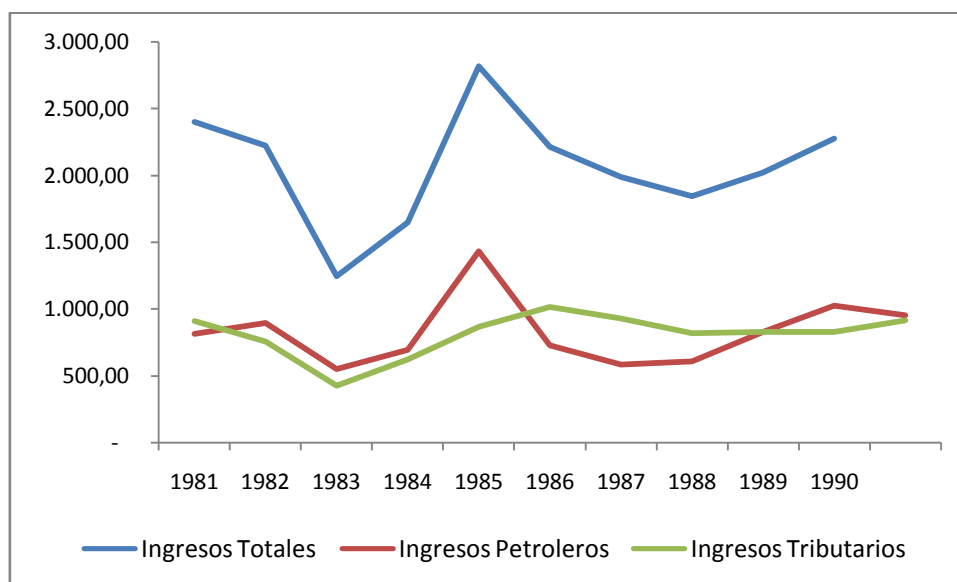
Con un grado de explicación de aproximadamente el 97%<sup>13</sup>, se tiene que el parámetro arroja un coeficiente de 2,58, lo que quiere decir que, si los ingresos petroleros varían en un punto (USD 1

<sup>13</sup>El grado de explicación, es el indicador arrojado por el coeficiente R<sup>2</sup>(R-squared), el cual muestra el grado en el que la variable independiente (X) explica el comportamiento de la variable dependiente (Y); este valor se lo

millón) los ingresos totales se incrementarían en 2,58 puntos(USD 2,58 millones). Adicionalmente se observa un  $P > |t|$  de exactamente cero, lo que nos demuestra que nuestro modelo es significativo.

El Gráfico 4 muestra la evolución para el segundo periodo analizado (1981 – 1990), de igual manera que el gráfico anterior, observamos que las fluctuaciones de los ingresos totales responden de manera similar a la de los petroleros.

**Gráfico4: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo II: 1981-1990)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

A diferencia del primer periodo analizado, en este caso, la incidencia petrolera disminuye, así la regresión 2, muestra que el grado de explicación bajó a un 68%, en donde el parámetro expone que por cada millón de dólares adicional en los ingresos petroleros, los ingresos totales se incrementan en USD1,34 millones.

Adicionalmente se puede sostener que el modelo es significativo ya que la probabilidad de que los parámetros sean cero es casi nula ( $P > |t| = 0,003$ ), de igual manera si se observa la prueba F, podemos distinguir que el modelo sigue siendo significativo.

---

valora sobre 1. Cuando se incrementan regresores es recomendable tener en cuenta el  $R^2$  ajustado, pero para el caso de la presente disertación, al ser regresiones simples, se ha analizado el  $R^2$ .

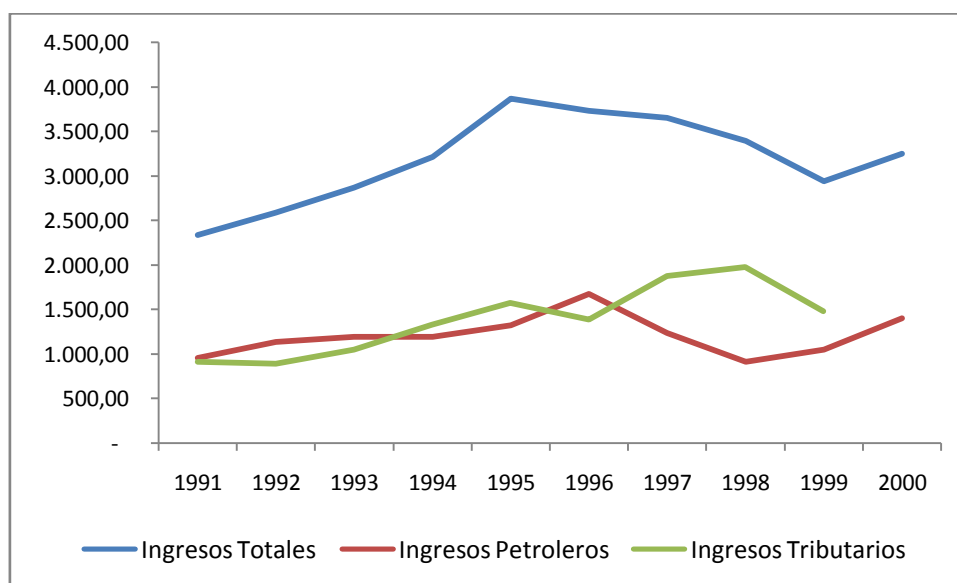
**Regresión 2: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo II: 1981 - 1990**

Source	SS	df	MS	Number of obs = 10		
Model	1139345.62	1	1139345.62	F( 1, 8)	=	16.82
Residual	542046.146	8	67755.7682	Prob > F	=	0.0034
				R-squared	=	0.6776
				Adj R-squared	=	0.6373
				Root MSE	=	260.3
-----						
ing_tot_02	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ing_oil_02	1.349125	.3290014	4.10	0.003	.5904469	2.107804
_cons	967.0325	280.9172	3.44	0.009	319.2363	1614.829

Fuente: Datos de la investigación  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Para el tercer periodo de análisis, se da que los ingresos totales tuvieron una tasa de variación anual promedio de 4%, mientras que la de los ingresos petroleros fue del 5% (Ver gráfico 5).

**Gráfico5: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo III: 1991-2000)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En este periodo (1991 – 2000), según la Ecuación 3 siguiente, el grado de explicación es de 35,4%, menor al 68% presentado en el periodo anterior. El parámetro<sup>14</sup> nos indica que de cada millón adicional en el sector petrolero, los ingresos estatales se incrementaban en USD 1,33 millones; a pesar de que la diferencia entre parámetros (con respecto al periodo anterior) es del 1%, el grado de explicación disminuyó en un 48% aproximadamente.

<sup>14</sup> Se refiere principalmente al coeficiente cambio.

Esto quiere decir que, si bien la incidencia no varía significativamente, para el periodo de 1991 a 2000, los ingresos totales son explicados en menor medida por los ingresos petroleros que en el periodo anterior.

**Regresión 3: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo III: 1991 – 2000**

Source	SS	df	MS			
Model	804679.553	1	804679.553	Number of obs =	10	
Residual	1471242.7	8	183905.338	F( 1, 8) =	4.38	
				Prob > F	= 0.0698	
				R-squared	= 0.3536	
				Adj R-squared	= 0.2728	
				Root MSE	= 428.84	
-----						
ing_tot_03	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ing_oil_03	1.331717	.6366456	2.09	0.070	-.13639	2.799825
_cons	1576.94	779.2212	2.02	0.078	-219.9472	3373.827

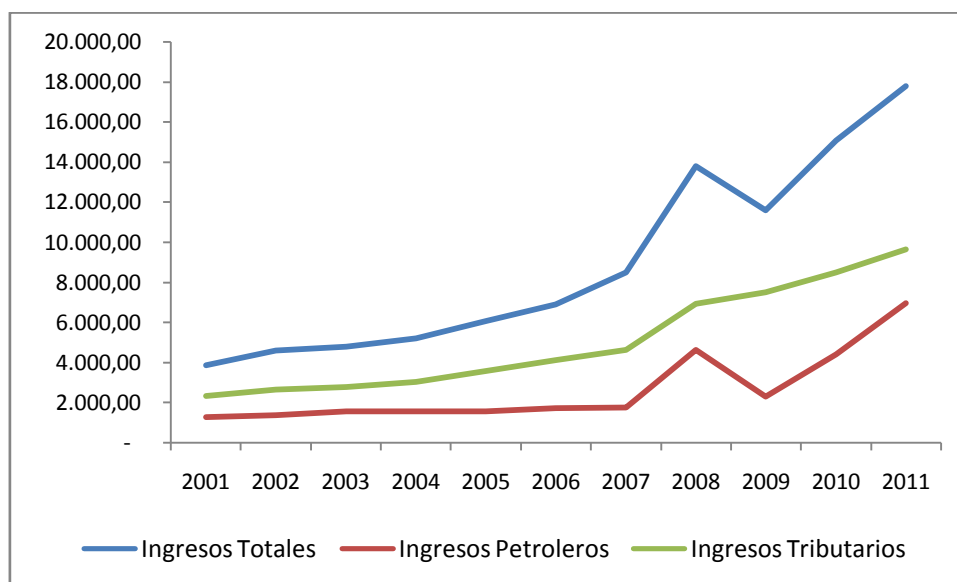
Fuente: Datos de la investigación

Elaboración: Rodrigo Humbol

Si se observan las pruebas de probabilidad t y F, tenemos que las mismas indican que el modelo es significativo  $P>|t| = 0,070$  y  $Prob > F = 0,0698$ .

Para el último periodo de análisis (2001 – 2011)<sup>15</sup>, los ingresos petroleros llegan a niveles como los observados en el primer periodo de 1971 a 1980 (Ver gráfico 6).

**Gráfico6: Ecuador: Evolución de los ingresos del Gobierno Central, totales, tributarios y petroleros (Millones de Dólares; Periodo IV: 2001-2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>15</sup> Al tener un año adicional este periodo no es comparable, técnicamente, con los anteriores tres periodos, pero nos permite contextualizar ciertas incidencias puntuales.

Así se tiene que para el último periodo de análisis, el grado de explicación en la Ecuación 4 se incrementa de manera significativa, llegando al 88%, el segundo nivel más alto de los periodos analizados; de igual manera se obtiene un coeficiente de 2,44 cercano al 2,57 del primer periodo.

Esto quiere decir que, en los últimos años (periodo 2001 – 2011), los indicadores exponen niveles solo vistos a inicios del auge petrolero (periodo 1971 – 1980), lo que puede responder a condiciones similares en cuanto al incremento del precio del petróleo, producción, inversión pública, entre otros.

**Regresión 4: Regresión simple Ingresos Totales GC vs Ingresos Petroleros GC; Periodo IV: 2000 – 2011**

Source	SS	df	MS			
Model	206582656	1	206582656	Number of obs =	11	
Residual	29527790.3	9	3280865.59	F( 1, 9) =	62.97	
Total	236110446	10	23611044.6	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.8749	
				Adj R-squared =	0.8610	
				Root MSE =	1811.3	

ing_tot_04	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ing_oil_04	2.444746	.3080925	7.94	0.000	1.747793	3.1417
_cons	2440.94	981.7889	2.49	0.035	219.9795	4661.901

Fuente: Datos de la investigación  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Como en los anteriores modelos, este que se muestra en la regresión 4 anterior, también se puede determinar como significativo, debido a que la  $P>|t| = 0,00$  y la  $Prob > F = 0,00$ .

Los resultados antes presentados los se resumen en la siguiente Tabla 1:

**Tabla 1: Resumen de regresiones lineales simples por periodos; Variable Independiente X= Ingresos Petroleros; Variable Dependiente Y= Ingresos Totales**

Periodo	Ecuación	R <sup>2</sup>	P >  t
I: 1971 – 1980	$y=2,576x+158,1$	0,968	0,0000
II: 1981 – 1990	$y=1,349x+967,0$	0,677	0,0030
III: 1991 - 2000	$y=1,331x+1576,0$	0,353	0,0700
VI: 2001 - 2011	$y=2,444x+2440,0$	0,874	0,0000

Fuente: Varios  
Elaboración: Rodrigo Humbol

A manera de resumen y con la Tabla 1, se pueden establecer ciertos puntos de análisis relevantes:

- El periodo en donde los ingresos totales del Gobierno Central, fueron explicados en mayor medida por los ingresos petroleros fue el primer periodo, en donde se dio lugar el auge petrolero.
- El periodo en donde las variaciones en los ingresos petroleros influían en mayor medida a los ingresos totales fue el primer periodo, con una relación de 2,5.
- El periodo en donde los ingresos totales del Gobierno Central, fueron explicados en menor grado por los ingresos petroleros fue el periodo III de 1991 a 2000.

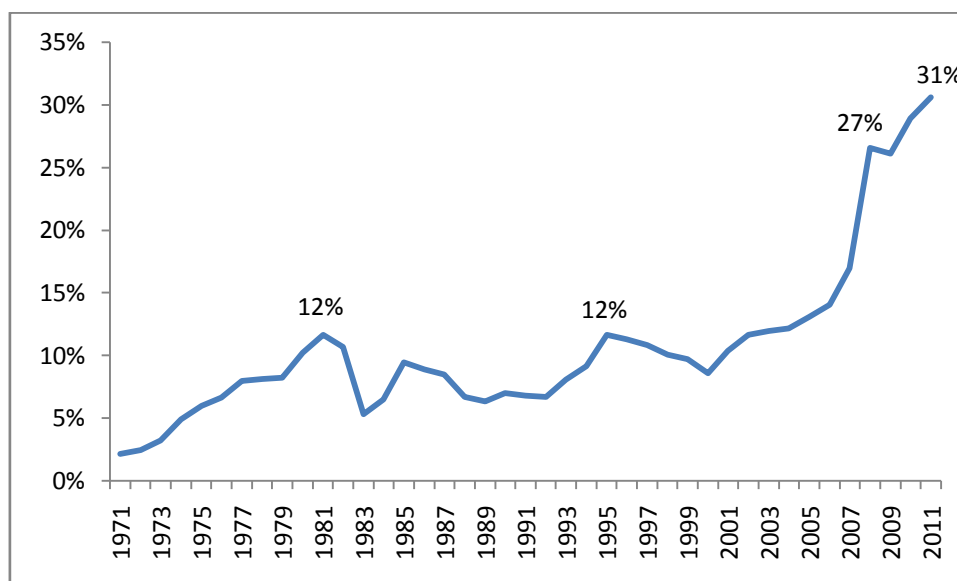
- El periodo en donde las variaciones en los ingresos petroleros influían en mayor medida a los ingresos totales fue el primer periodo, con una relación de 1,33.
- La incidencia de los ingresos petroleros en los ingresos totales fue disminuyendo periodo a periodo, hasta que en el último de 2001 a 2011 se evidencia una recuperación y se establecen niveles altos, tanto de explicación como de incidencia en las variaciones.
- En promedio para los cuatro periodos, en grado de explicación ( $R^2$ ) fue de 0,72 y la incidencia en las variaciones de 1,92, es decir, históricamente para los cuatro periodos, por cada millón adicional de los ingresos petroleros, los ingresos totales se incrementaron en USD 1,92 millones en promedio.

### Tamaño del Estado

El Tamaño del Estado, es un indicador que permite establecer el grado de incidencia de un Gobierno dentro de la economía del país, para esto el indicador más común utilizado es el Gasto Público / PIB, que expone la relación entre el nivel de gasto del Estado y la producción del país.

Así para el periodo de análisis de 1971 a 2011, según este indicador, el tamaño del Estado se ha incrementado dentro de la economía nacional ecuatoriana a una tasa promedio anual del 9%, pasando del 2% en 1971 al 31% en el 2011.

**Gráfico7: Evolución del indicador Gasto Público / PIB (1971-2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

Como se puede observar en el Gráfico 7, hasta finales de los 70's la tendencia del tamaño del Estado es creciente incrementándose en casi cuatro veces de 1971 a 1980, y puede responder a las políticas de carácter nacionalistas y dictatoriales que tuvieron lugar en ese periodo.

A partir de 1980, el tamaño del Estado sufre un decrecimiento significativo y en solo 3 años, es decir hasta 1983, el Estado había reducido su incidencia dentro de la economía en un 50%.

Para mediados de los 90`s, el Estado recupera niveles obtenidos ya en 1980, con un indicador del 12% y a partir del año 2000 se percibe un incremento del 11% promedio anual, hasta llegar en 2011 a un tamaño del Estado del 31%.

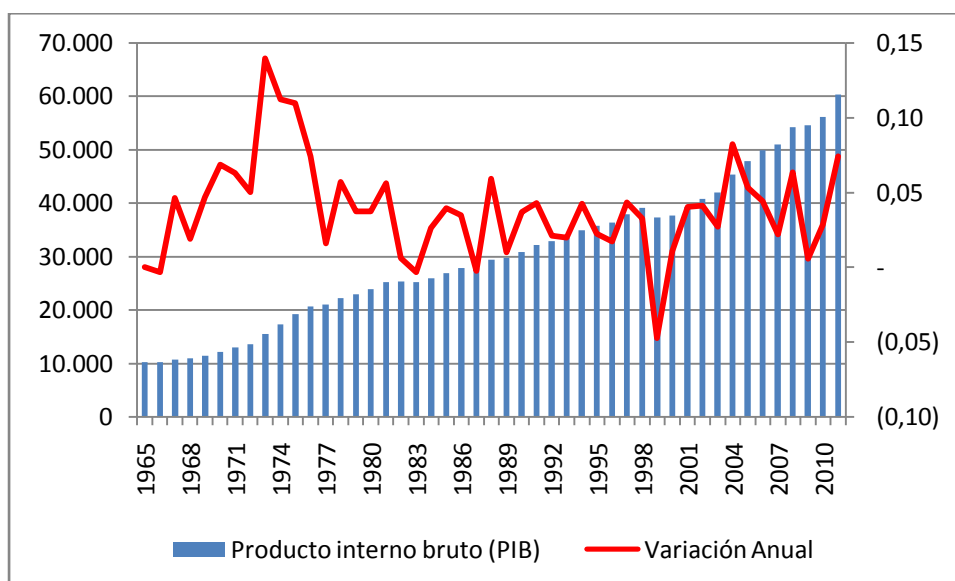
## El petróleo y el crecimiento económico

Como se observa en el acápite anterior, la actividad petrolera pasó a ser parte fundamental de las operaciones del Gobierno Central, por este motivo es importante establecer el impacto de este sector dentro del crecimiento económico del país.

Para inicios de los 70`s, el Producto Interno Bruto (PIB) fue de USD 12.261 millones y para 1975 este se incrementó en aproximadamente un 57% (1975: USD 19.247 millones); para finales de los 80`s el PIB fue de USD 23.884 millones, lo que significó una tasa de crecimiento anual para el periodo 1970 – 1980 de aproximadamente el 6%.

Para la década de los 80`s se tiene un crecimiento del PIB de aproximadamente el 2,62% en promedio anual (1981 – 1990), con lo cual para 1990 el PIB alcanzó USD 30.874 millones; para el periodo 1991 – 2000 se presenta un crecimiento del 2,06% y para el 2000 el PIB alcanzó los USD 37.726 millones; finalmente para el periodo 2001 – 2011 el PIB real alcanzó una tasa de crecimiento promedio anual del 4,38% con un PIB al 2011 de USD 60.279 millones (Ver gráfico 8).

**Gráfico8:Producto Interno Bruto(Millones de dólares de 2007; Variación anual %; 1971 - 2011)**



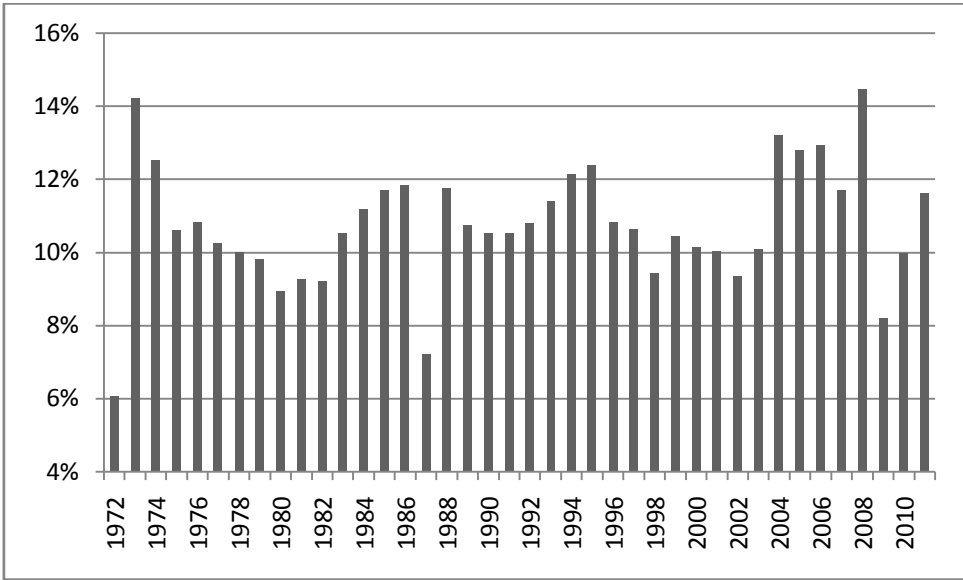
Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Realizando un análisis simple se puede decir que, a partir del auge del petróleo, la economía ecuatoriana en pocos años tuvo un crecimiento económico acelerado y la actividad petrolera paso a ser una de las más importantes para el país.

Por lo tanto, para el periodo comprendido entre 1990 – 2011 la participación del petróleo ha representado en promedio aproximadamente el 11% y para los últimos 10 años de este periodo (2001 – 2011) fue del 10%.

En el siguiente Gráfico 9, se observa la evolución del sector petrolero en el Valor Agregado Bruto, desde 1971 hasta el 2011, se debe tener en cuenta que dentro del sector petrolero se toman dos actividades: i) la Extracción de petróleo crudo, gas natural y servicios relacionados y ii) la Extracción de minerales metálicos y no metálicos; y, actividades de apoyo a las minas y canteras, cabe señalar que este último rubro no es significativo ya que en promedio para el periodo ha mostrado niveles de participación del 0,32%, pero en este caso se lo tiene que incluir dado que la serie completa no se encuentra dividida, y por su baja participación se puede decir que este indicador proyecta datos solamente de la actividad petrolera.

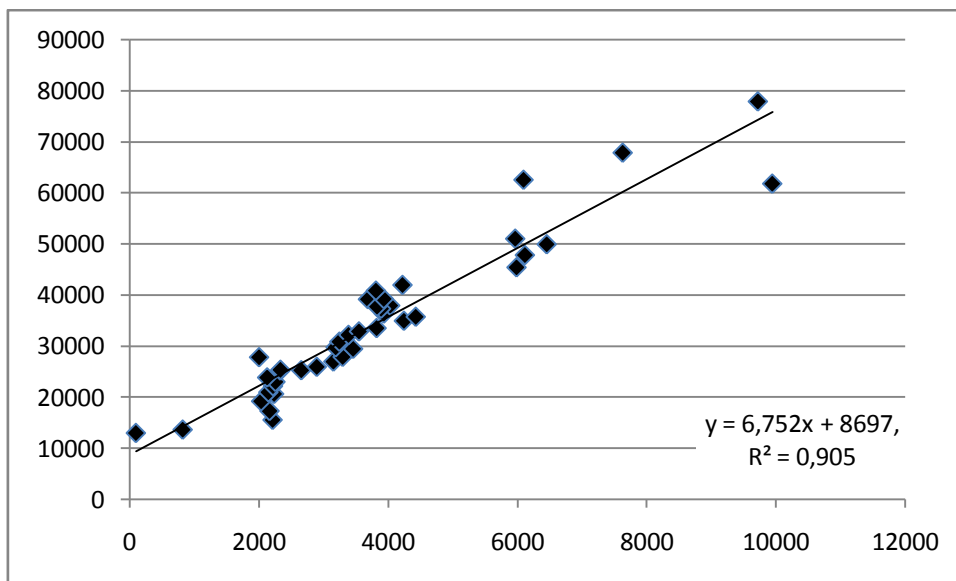
**Gráfico9: Participación del sector petrolero en el Producto Interno Bruto (% participación en el PIB; 1990 - 2000)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
 Elaboración: Rodrigo Humbol

Con el fin de profundizar el análisis de la incidencia del petróleo en la economía, es importante revisar la ecuación que se presenta en el gráfico 10, en donde se observa que el grado de explicación ( $R^2$ ), para el periodo 1971 al 2011, del petróleo en la economía es de aproximadamente 90% y que por cada USD 1 millón adicional percibido por el sector petrolero, el VAB total se incrementó en USD 6,75 millones (Coeficiente = 6,752).

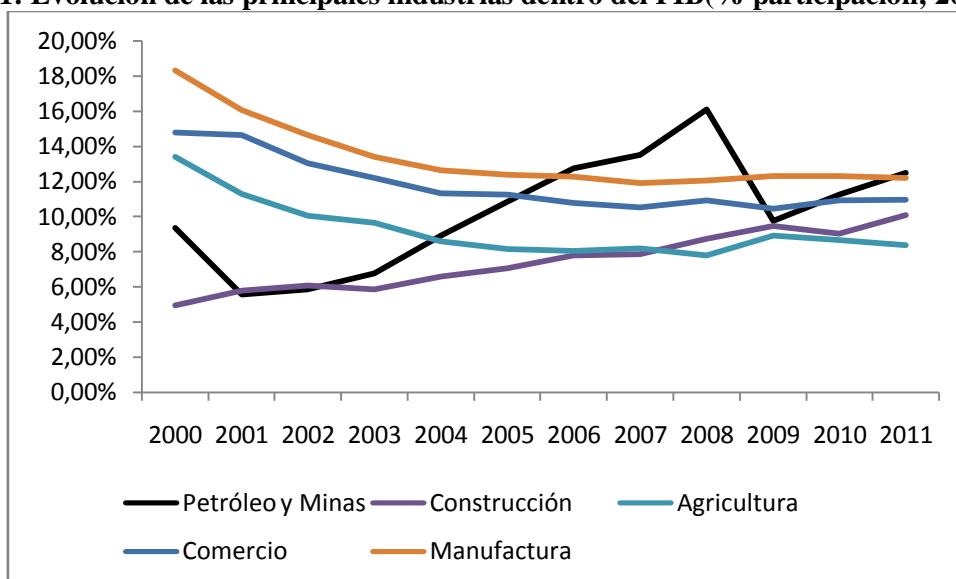
**Gráfico10: Valor Agregado Petrolero vs Valor Agregado Bruto (1971 – 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En cuanto a las industrias que participan dentro de la producción nacional, el sector petrolero es uno de los más representativos dentro de la economía ecuatoriana junto a la *Manufactura*, *Comercio*, *Agricultura* y *Construcción* (Véase gráfico 11).

**Gráfico11: Evolución de las principales industrias dentro del PIB(% participación; 2000 - 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

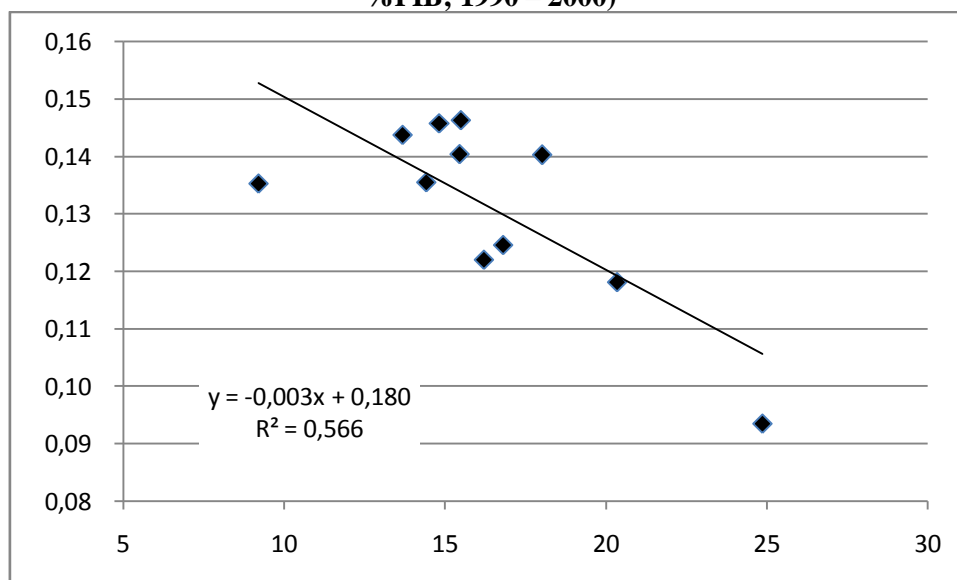
La participación del petróleo dentro del PIB nacional ha sido significativa en los últimos diez años; esta participación responde a varios factores económicos internos, como el nivel de extracción y producción de derivados, que conforman el sector petrolero registrado como parte del valor agregado bruto nacional.

El crecimiento y la evolución del valor agregado petrolero en el total nacional, también puede ser explicado por el incremento de los precios en el mercado internacional, en este punto se analizaron los últimos 20 años de participación del petróleo en el VAB y se observó la incidencia del precio del crudo en la evolución de esa participación<sup>16</sup>.

Se tiene que para el periodo de 1990 al 2000, mientras el precio del barril de crudo de petróleo se incrementa en un punto nominal (USD 1) la participación del sector petrolero dentro del valor agregado bruto total, no muestra incremento (Véase gráfico 12) ya que el parámetro de la regresión muestra un coeficiente de -0,003, que inclusive es negativo y además cercano a cero, lo que determina la poca o nula incidencia del precio del barril de crudo en la participación del sector petrolero dentro de la economía.

Al analizar el periodo 2001 – 2011, la incidencia continúa siendo mínima y se puede decir que nula, por el coeficiente de 0,0011 que presenta. Con esto se sostiene que el precio del crudo no incide de ninguna forma al incremento de la participación del sector petrolero en el Valor Agregado Bruto Nacional<sup>17</sup>.

**Gráfico12: Precio del barril de petróleo vs Participación en el PIB del sector petrolero (USD - %PIB; 1990 – 2000)**

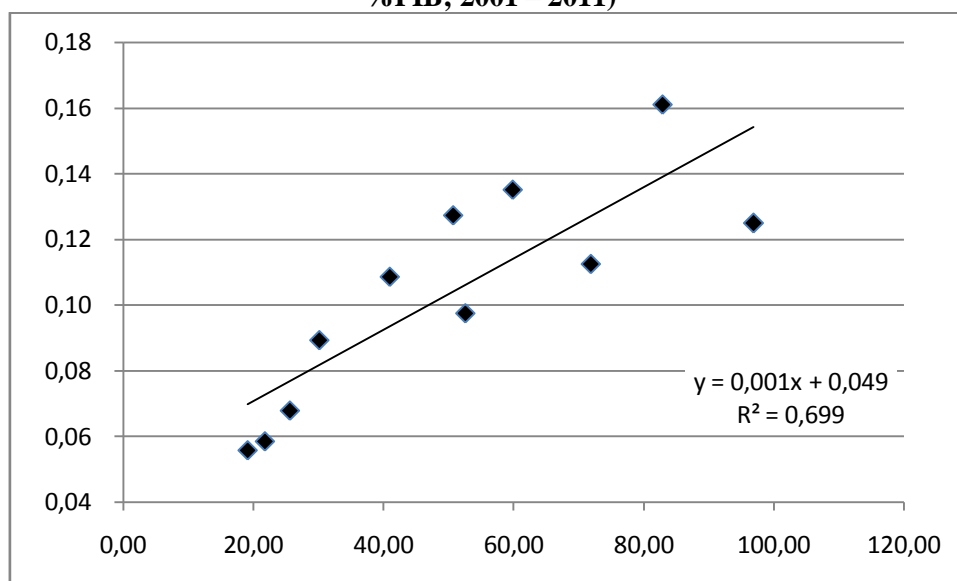


Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>16</sup> En este punto es importante señalar que el análisis trata de relacionar al precio del barril de crudo con el nivel de participación en el valor agregado bruto nacional, que no necesariamente se encuentra directamente relacionado con el nivel de ingresos petroleros.

<sup>17</sup> Esta conclusión se la toma en el estricto y limitado análisis de los resultados de la regresión simple entre las variables estudiadas.

**Gráfico13: Precio del barril de petróleo vs Participación en el PIB del sector petrolero (USD - %PIB; 2001 – 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

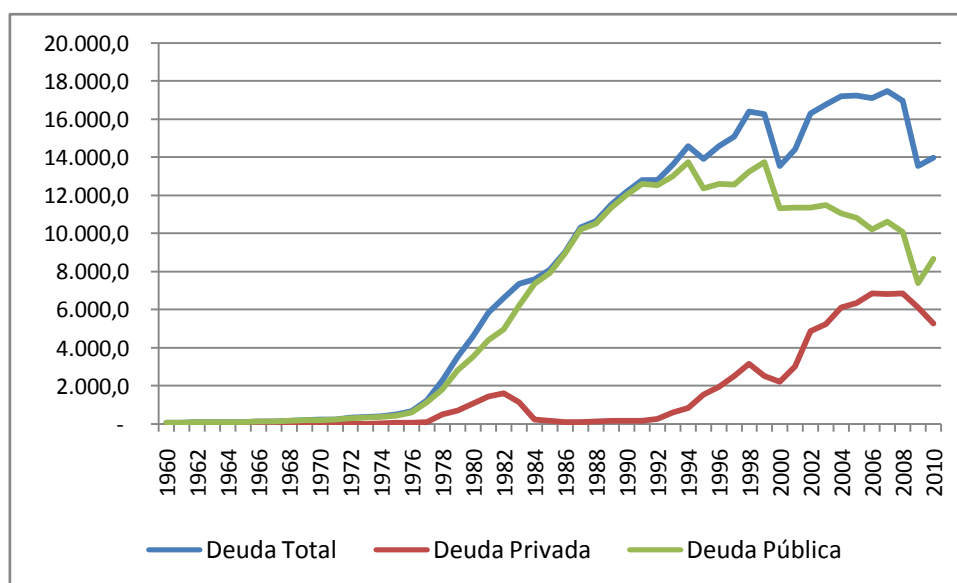
## **El petróleo y demás sectores de la economía interna**

### **Deuda Pública**

El boom del petróleo en los años 70's dio paso a que el Estado ecuatoriano sea un atractivo acreedor para la liquidez existente en los mercados financieros internacionales, lo que generó que percibiera una substancial fuente de recursos, mucho más que los percibidos por este concepto en el boom del cacao o del banano. Esto dio paso a que se mejoren y profundicen las relaciones internacionales en términos de intercambio, incrementándose las reservas internacionales, así como también la evolución creciente de las importaciones.

Este contexto permitió la incursión del país en los mercados internacionales como un atractivo sujeto de crédito, lo que dio paso a un significativo endeudamiento a partir del año 1976, en donde, como se puede observar en el gráfico 14, el sector público fue el que impulsó este creciente endeudamiento.

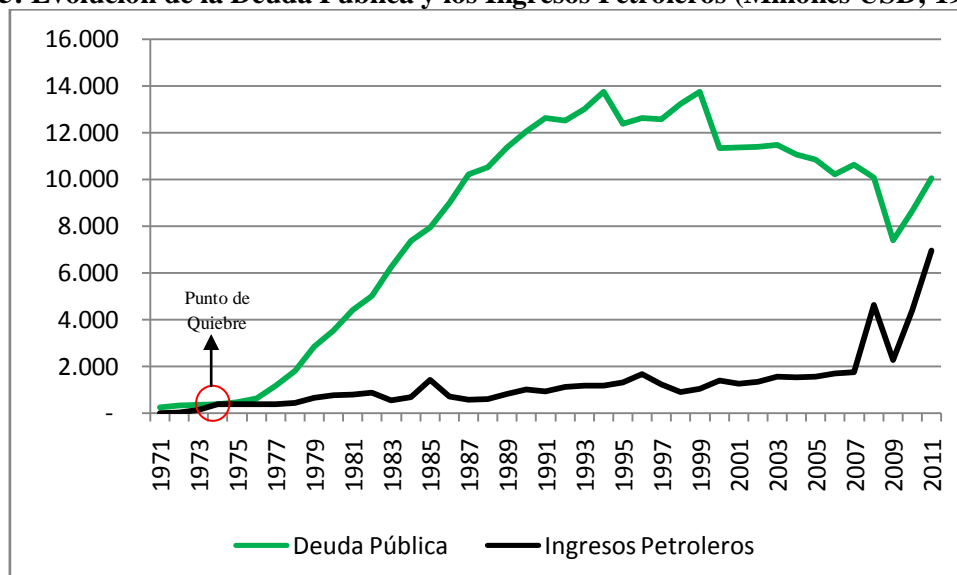
**Gráfico14: Ecuador: Evolución de la deuda (Millones de Dólares; 1960 – 2010)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

A lo largo de la historia se ha relacionado la deuda pública del Ecuador con la apertura a los mercados internacionales como consecuencia del auge del petróleo a partir de los 70's, con lo cual, si se revisa el gráfico 15, observamos la evolución de la deuda pública (que históricamente ha tenido una participación promedio anual del 88% en el total) y de los ingresos petroleros, lo cual se corrobora con los resultados econométricos<sup>18</sup>, que muestra la incidencia en términos estadísticos de los ingresos del sector petrolero en las operaciones del Gobierno Central sobre la deuda.

**Gráfico15: Evolución de la Deuda Pública y los Ingresos Petroleros (Millones USD; 1971 – 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>18</sup> Guardan relación, en términos de metodología y análisis de los presentados anteriormente.

Gráficamente se observa una ruptura en la evolución de los dos indicadores, que data de 1977, en donde la deuda pública se incrementa en aproximadamente 82% con respecto al año anterior, por otro lado en 1977 los ingresos de petróleo presentan una variación anual del 1%.

A partir de este punto de quiebre (1977) hasta finales de los 70's, la tasa de crecimiento promedio anual fue del 55%; desde 1981 a 1990 la tasa de crecimiento de la deuda pública fue del 13%, para el periodo de 1991-2000 en promedio la tasa de variación se mantuvo en cero, esto debido a las picos y cimas presentados en este periodo.

Para los últimos once años de la serie (2001-2011) se presenta una variación del 0%, es decir en promedio no hubo crecimiento ya que hasta 2009 la tasa de crecimiento de la deuda presentó decrecimiento de aproximadamente -4% al año, situación que cambia para 2010 y 2011, en donde se presentan crecimientos de deuda del 17% y 16% respectivamente. Es decir, a partir de 2010 los niveles de crecimiento de deuda comienzan a mostrar nuevamente tendencias crecientes

Por otro lado los ingresos tienen una tasa de crecimiento del 83% anual para el periodo 1971-1980, para el segundo periodo analizado (1981-1990) del 10%, para el periodo 1991-2000 del 5% y para los últimos once años presenta un crecimiento anual promedio del 26%.

Los siguientes resultados provienen de una regresión simple entre la Deuda Pública y los Ingresos Petroleros:

#### Regresión 5: Y= Deuda Total, X=Ingresos Petroleros (1971-2011)

Source	SS	df	MS			
Model	<b>103654811</b>	<b>1</b>	<b>103654811</b>	Number of obs =	<b>41</b>	
Residual	<b>745130913</b>	<b>39</b>	<b>19105920.9</b>	F( 1, 39) =	<b>5.43</b>	
Total	<b>848785724</b>	<b>40</b>	<b>21219643.1</b>	Prob > F =	<b>0.0251</b>	
				R-squared =	<b>0.1221</b>	
				Adj R-squared =	<b>0.0996</b>	
				Root MSE =	<b>4371</b>	

deuda_pub	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ing_oil	<b>1.241156</b>	<b>.5328632</b>	<b>2.33</b>	<b>0.025</b>	<b>-.1633387</b>	<b>2.318974</b>
_cons	<b>6614.189</b>	<b>970.199</b>	<b>6.82</b>	<b>0.000</b>	<b>4651.776</b>	<b>8576.602</b>

Fuente: Datos de la Investigación

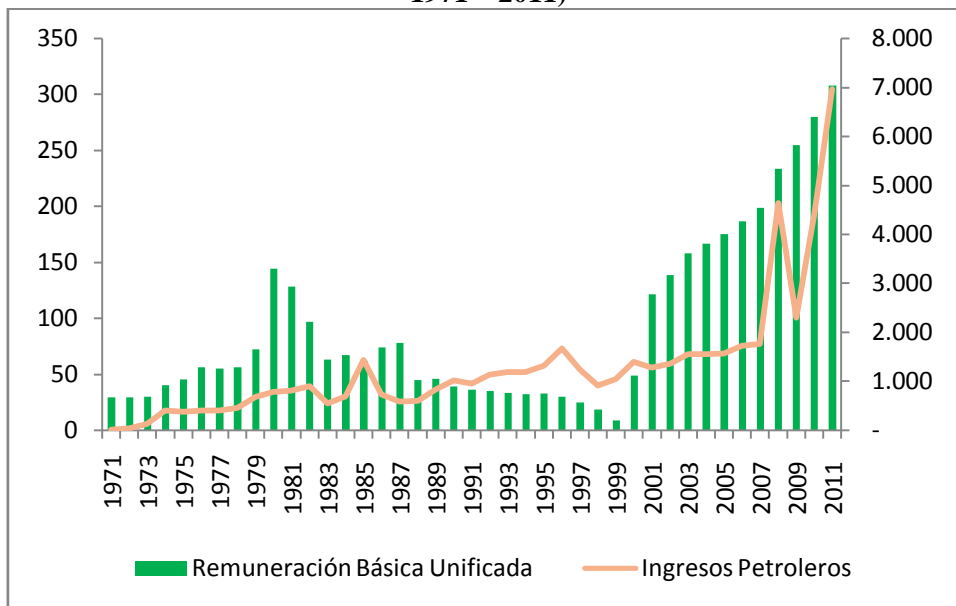
Elaboración: Rodrigo Humbol

Los resultados anteriores, muestran que el grado de explicación de los ingresos con respecto a la deuda es del 12%, en donde el parámetro muestra que por cada USD 1 millón adicional en los ingresos petroleros, la deuda se incrementa en USD 1,24 millones. Si analizamos los demás indicadores se puede deducir que la regresión no es significativa, lo que nos puede decir que, si bien la deuda en creciente a partir del auge del petróleo, no necesariamente se relaciona de manera directa con esta cuenta, y puede responder a otros factores.

En cuanto a la energía, el petróleo desplazó de manera significativa a los demás actores de la oferta energética, como la leña, que en los años 70's representaba aproximadamente el 74% del total y que para 1995 bajó al 11% de participación, mientras que el petróleo representaba el 77% aproximadamente (Acosta, Ecuador Post-Petrolero, 2000)<sup>19</sup>. Por otro lado, si se observa la evolución de la Remuneración Básica Unificada conjuntamente con los Ingresos Petroleros (Véase gráfico 16), se pueden obtener relaciones para los mismos periodos analizados a lo largo de la presente disertación.

<sup>19</sup>Los shocks exógenos y el crecimiento económico del Ecuador – Banco Central del Ecuador ; [http://www.educabolivia.bo/educabolivia/images/archivos/user\\_files/p0001/file/tx\\_recursos\\_naturales.pdf](http://www.educabolivia.bo/educabolivia/images/archivos/user_files/p0001/file/tx_recursos_naturales.pdf)

**Gráfico16: Remuneración Básica Unificada e Ingresos Petroleros (Dólares – Millones de USD; 1971 – 2011)**

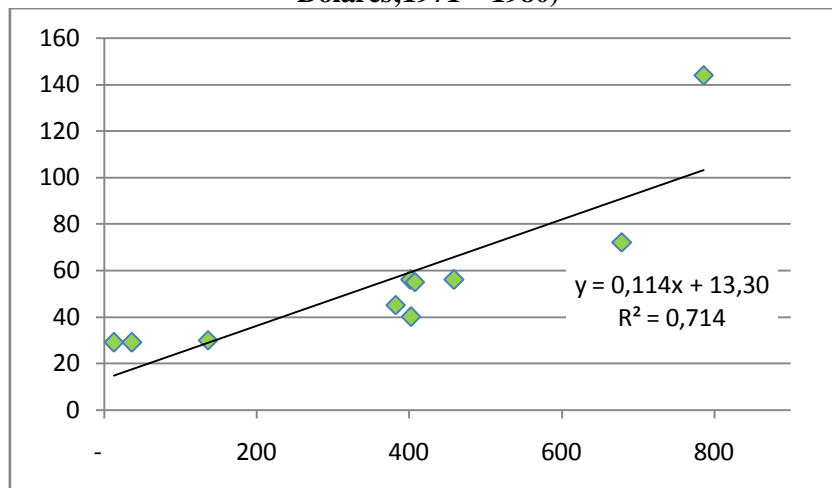


Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Así los periodos de 10 años desde 1971 hasta 200 y un último periodo de 11 años de 2001 hasta 2011, de los cuales se pudieron obtener los siguientes resultados:

- En los primeros diez años del auge del petróleo (1971 – 1980) se observa que, estadísticamente, el grado de explicación de los ingresos petroleros con la RBU es de aproximadamente 71%, además de esto, la ecuación expresa que por cada millón adicional en los ingresos petroleros, la RBU se incrementó en aproximadamente USD 0,11 (Véase Gráfico 17).

**Gráfico17: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares – Millones de Dólares; 1971 – 1980)**

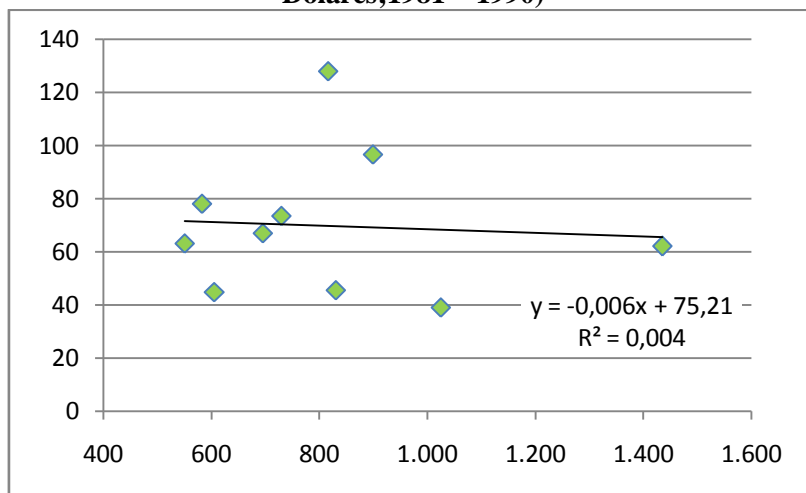


Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

- Para el segundo periodo analizado (1981 – 1990), se tiene que el grado de explicación ( $R^2$ ) baja considerablemente, si se lo compara con el primer periodo (1971 – 1980); esta

disminución llega a 0,004, así el grado de explicación es prácticamente cero 0%, lo que nos indica que los ingresos petroleros no incidieron sobre el nivel de la remuneración básica unificada (Véase gráfico 18).

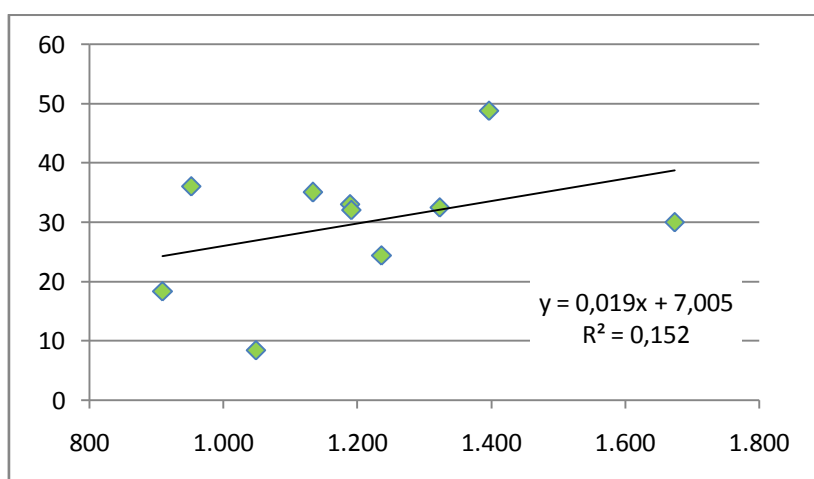
**Gráfico18: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares;1981 – 1990)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

- Para el periodo de 1991 – 2000, se observa que nuevamente los ingresos petroleros dentro de las operaciones del gobierno central, explican en cierta medida la evolución de la RBU, a pesar de que no es significativo el grado de explicación (15%), el parámetro muestra valores positivos (Ver gráfico 19).

**Gráfico19: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares;1991 – 2000)**

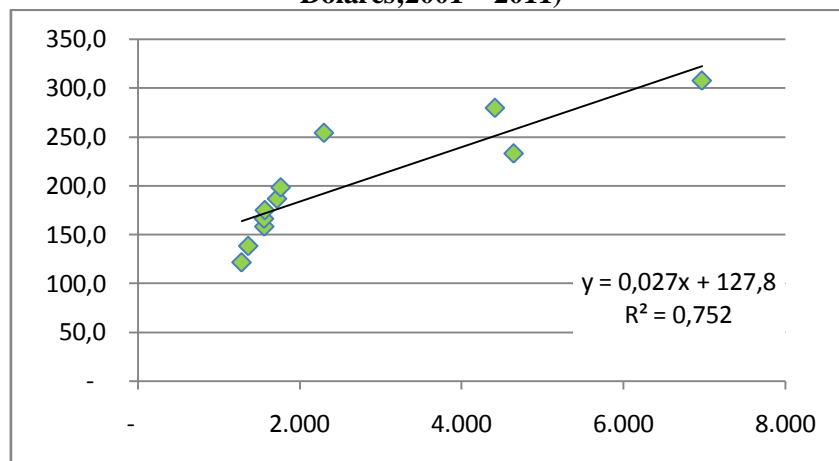


Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

- Para el último periodo (2001 – 2011) observamos que el grado de explicación llega al 75% superior al 71% presentado para el primer periodo analizado, a pesar de esto, el parámetro expresa que por cada millón adicional de ingresos petroleros la RBU incrementó en USD 0,02 valor inferior al USD 0,11 presentado en el periodo de 1971 –

1980. Es decir, que para este último periodo analizado los ingresos petroleros guardan relación en su crecimiento con respecto al incremento de la RBU, presentando indicadores a niveles solo observados en el auge petrolero (Ver gráfico 20).

**Gráfico20: Remuneración Básica Unificada vs Ingresos Petroleros GC (Dólares - Millones de Dólares;2001 – 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

## El petróleo y la economía externa ecuatoriana

Para 1820(Acosta, Ecuador Post-Petrolero, 2000) señala que después de la liberación del comercio exterior, las exportaciones de cacao se incrementaron, pero no fue hasta 1880 que el auge del cacao empezó. Fueron cuatro décadas del boom, en donde se llegaron a exportar más de un millón de quintales al año, sus principales destinos eran, los Estados Unidos de Norteamérica, Suiza y Alemania, que utilizaban el cacao ecuatoriano como insumo para la industria del chocolate.

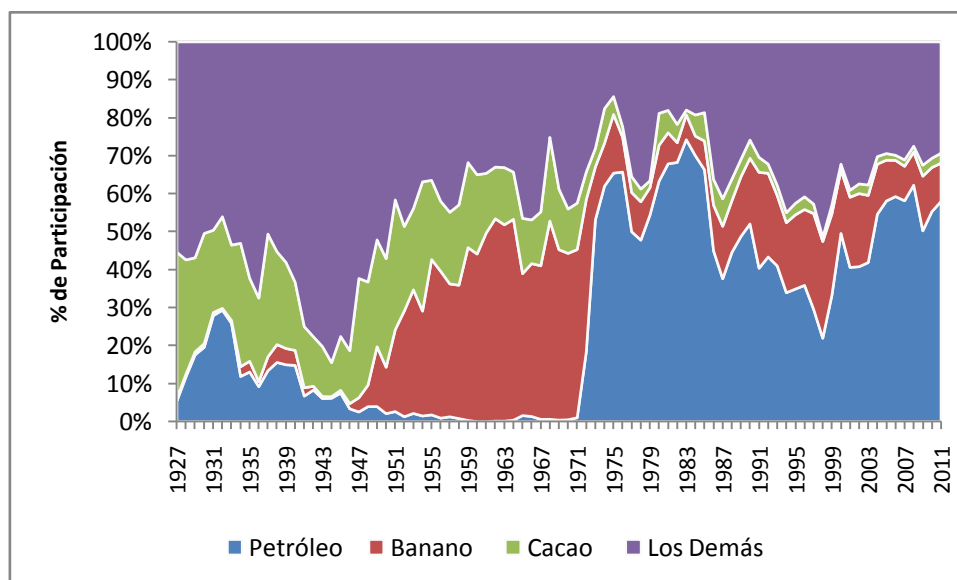
Además de los altos precios del cacao en la costa ecuatoriana, más precisamente en la provincia del Guayas, en donde se concentraba la mayor cantidad de plantaciones de este mono-cultivo, los poderes se concentraron por las riquezas económicas percibidas por los hacendados, los cuales además del poder económico ostentaron los poderes políticos del país.

Se puede decir, que este es el comienzo de la implementación del modelo primario exportador en el Ecuador, que se profundizó después en los años 40`s con la llega de otro mono-cultivo, el banano.

La historia ecuatoriana expone que por los años 40`s una tormenta tropical afectó las costas centroamericanas y al ser esta zona económica una de los principales exportadoras de banano a nivel mundial, el Ecuador acogió este acontecimiento como una oportunidad de poder entrar en el mercado de este producto. Así, en el gobierno de Galo Plaza, con un crédito de 22 millones de sucres, se comenzó con la siembra del banano, la mayoría nuevamente en la región costa, dadas las condiciones climáticas optimas para este cultivo.

Ya en 1948 empezó el primer *boom* del banano, el cual entró en crisis en 1965, y para 1976 con la modernización del sector y su recuperación se pudo entrar nuevamente, en lo que algunos llaman el segundo *boom* del banano (1985).

**Gráfico 21: Ecuador: Evolución de la participación de los principales productos en el total de las exportaciones (% participación en el total de exportaciones)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En el gráfico 21 se observa la participación de los tres principales productos que a lo largo de la historia han marcado la economía interna y externa del país; en primer lugar se da que para 1927 el cacao (verde) todavía guarda una participación considerable, mientras que el banano junto con las primeras exportaciones de petróleo tienen participaciones menores, en donde más del 65% de las exportaciones se divide en los demás productos, por lo que podríamos decir que la diversificación era mayor a inicios del periodo.

Más adelante, con el primer *boom* del banano (rojo), se puede observar que este periodo guarda una relación en cuanto a tendencia con el periodo del cacao, pero que su crecimiento en la participación y los altos precios del producto ayudaron para que a finales de 1960 represente aproximadamente el 40% de las exportaciones, mientras que el cacao representó en el mismo año el 21% y el petróleo anulado por el agotamiento de las reservas exportables no fue significativo.

En la época del boom del banano, se puede decir que la diversificación cayó a manos de dos productos, que juntos representaban más del 70% de lo exportado. Para 1971, con el descubrimiento de más reservas de petróleo el país sufrió un auge que no había tenido precedentes, debido a los altos precios del barril y al poco valor agregado de la explotación, el petróleo se convirtió rápidamente en el producto estrella de las exportaciones, así para 1973, un año después de las primeras exportaciones de petróleo crudo, este representó el 53% del total exportado, es decir, que lo que al banano le tomó aproximadamente 14 años, el petróleo lo logró en tan solo uno.

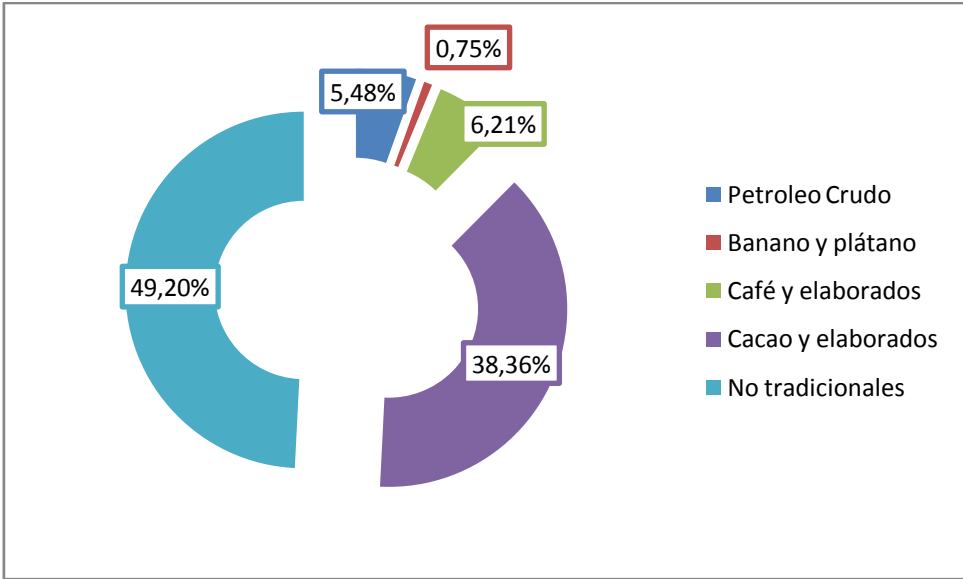
A diferencia del cacao o del banano, el petróleo es un recurso no renovable lo que dificultó mucho más su manejo, adicionalmente el recurso petrolero, por esa condición de “agotable” lo convierte en un recurso insostenible en el tiempo y, en base a la experiencia, en uno cuyo proceso de extracción es de los más contaminantes del mundo.

Los denominados “auges” productivos que ha tenido el Ecuador, han traído como consecuencia una serie de oportunidades de desarrollo que en algunos casos han sido aprovechadas por el tomador de

decisiones, como la construcción del ferrocarril en la época cacaotera, o la crecida del empleo en el boom del banano. Lamentablemente este desplazamiento positivo de la renta nacional no pudo lograr colocarse en las bases del desarrollo económico, sino se asentó como crecimiento netamente económico y sobre las mismas bases de los anteriores auges.

La historia expone que en el siglo XIX ya se explotaba petróleo en el Ecuador, específicamente en la Península de Santa Elena, por medio de la transnacional *Albo EcuadorianOilfieldsCorporation*, lamentablemente dentro de los archivos del Banco Central del Ecuador se tienen registros oficiales de exportaciones desde el año 1927, en donde el 95% de nuestra oferta exportable eran productos no petroleros, a su vez, del total de exportaciones no petroleras, el 45% eran tradicionales<sup>20</sup> y el 49% no tradicionales.

**Gráfico22: Exportaciones ecuatorianas por producto (% de participación en 1927)**

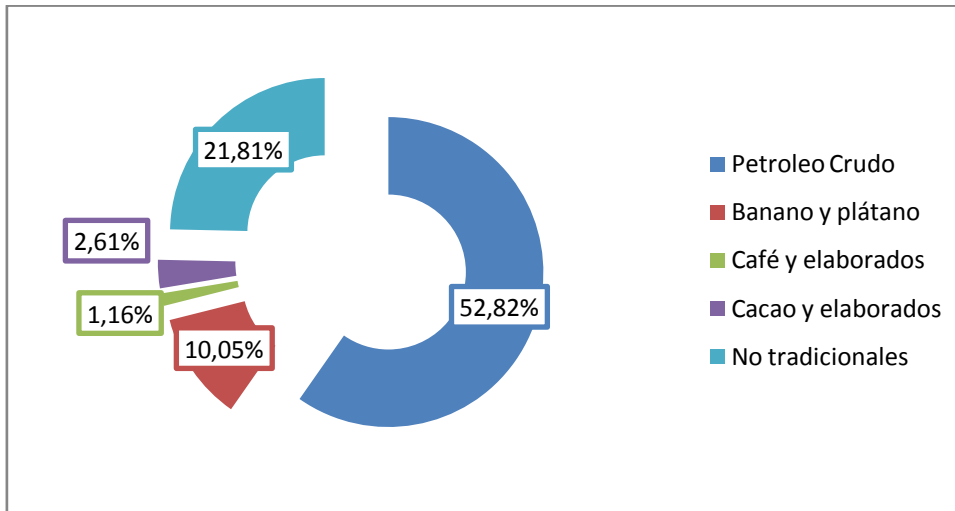


Fuente: Banco Central del Ecuador  
 Elaboración: Rodrigo Humbol

El gráfico22 muestra que en el año 1927 las exportaciones de petróleo crudo representaban un 5,48% del total, con USD 1 millón en crudo exportado; de igual manera se observa que el Cacao es el de mayor participación en el grupo de los no petroleros tradicionales (38,36%).

<sup>20</sup>En 1927 no se registran datos de exportaciones de camarón ni de atún y pescado, por lo que el banano, cacao y café son el 100% de los productos tradicionales.

**Gráfico23: Exportaciones ecuatorianas por producto (% de participación en 2011)**



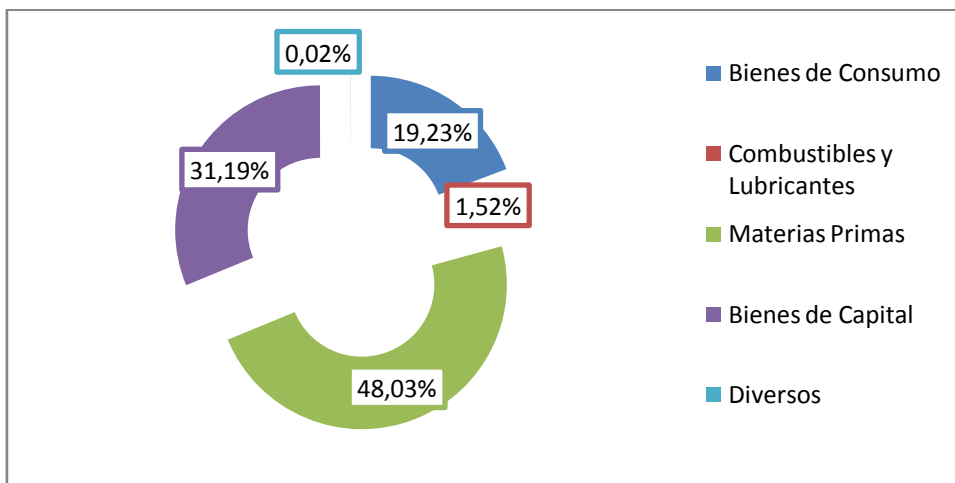
Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

Al observar el gráfico23, se identifica a simple vista, que la composición de las exportaciones cambia drásticamente con lo presentado en 1927, ya que para el 2011 el Petróleo crudo representa el 52,82% del total, es decir, en 84 años la participación del crudo se incrementó en 865%; así mismo el Banano representa el 10,05%, el Café 1,16%, el Cacao 2,61% y los No tradicionales 21,81%.

Además del Petróleo, solo el Banano ganó en participación para el periodo 1927-2011 (1239% crecimiento), mientras que el Café disminuyó su participación en -81%, el Cacao lo hizo en -93% y los No Tradicionales en más de la mitad (-56%). Es importante en este punto observar también el comportamiento de las importaciones, de las cuales se tienen registros desde 1957; Con esto se podrá realizar un análisis similar al realizado para el gráfico 22<sup>21</sup>

**Gráfico24: Importaciones por grupo de producto (% participación en 1957)**



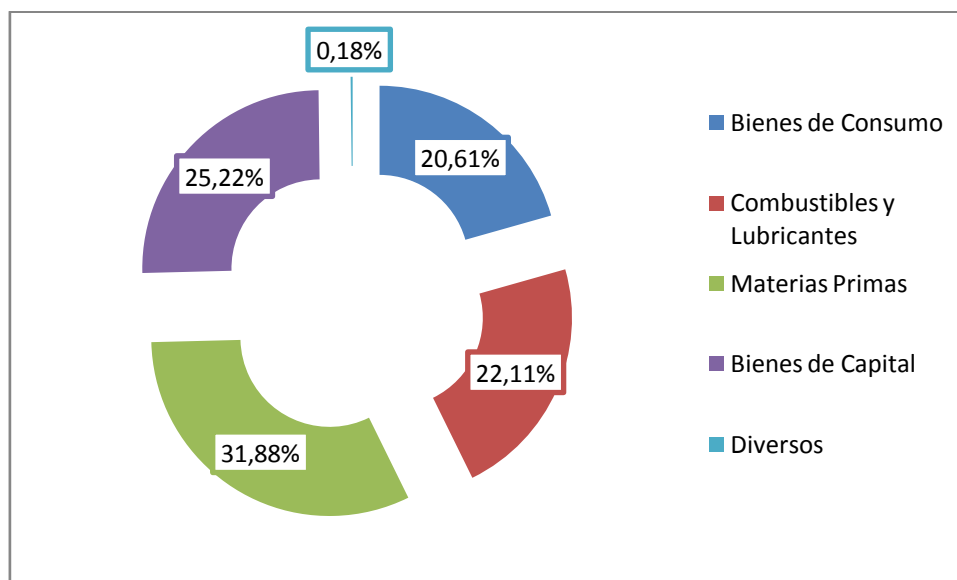
Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>21</sup>El autor no pretende realizar análisis comparativos entre las exportaciones e importaciones, ya que el análisis no responden al mismo periodo; con esto el autor realiza un análisis estático que permite ver la composición, tanto de las exportaciones como de las importaciones, con los datos históricos más antiguos existentes.

En 1957 como bien lo muestra el gráfico<sup>24</sup>, los Combustibles y Lubricantes representan un 1,52% del total, los Bienes de Consumo 19,23%, las Materias Primas 48,03% siendo los de mayor participación, y también se tienen los Bienes de Capital 31,19%.

**Gráfico25: Importaciones por grupo de producto (% de participación en 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Para el 2011 la composición de las importaciones no cambia de manera drástica, ya que las materias primas siguen siendo las de mayor participación con el 31,88%, aunque cabe señalar que disminuyeron en -34% con respecto a lo presentado en 1957. De igual manera los Bienes de Capital siguen ocupando el segundo lugar con 25,22% de participación, pero con una variación negativa del -19% con respecto a 1957; por otro lado los Combustibles y Lubricantes presentan un 22,11% incrementándose en 1358% con respecto a 1957, con lo que ha desplazado a los Bienes de Consumo al cuarto lugar de participación (los bienes de consumo representan un 20,62%, es decir, un incremento del 7% con respecto a 1957).

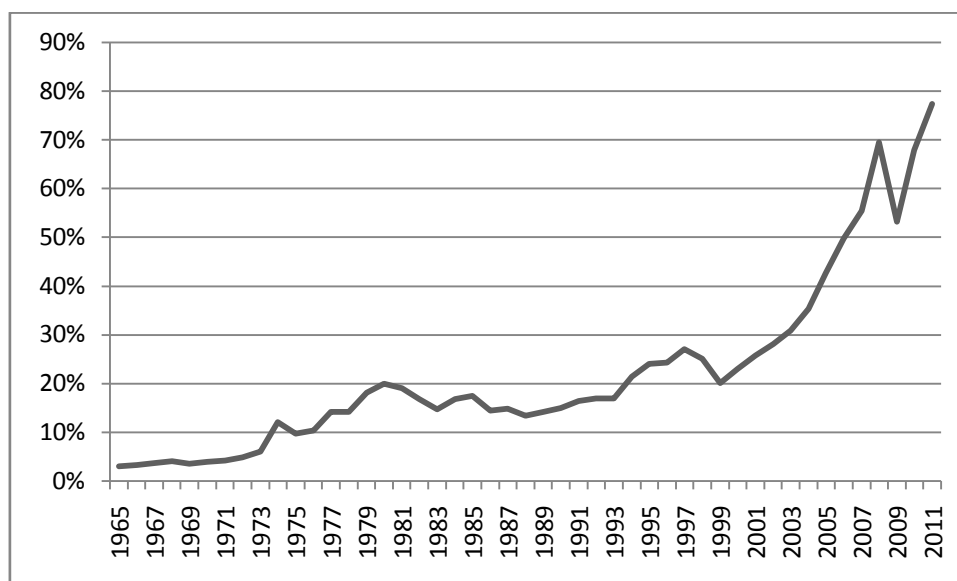
Con lo visto en las anteriores líneas, se pueden percibir los cambios tanto en las compras como en las ventas del Ecuador, en donde el Petróleo desplazó a los productos tradicionales y no tradicionales, así mismo se tiene que en las importaciones los combustibles y lubricantes, que son derivados del petróleo desplazaron y restaron participación a los demás bienes. Con esto se puede decir que el sector petrolero penetró de manera significativa en la economía interna del Ecuador.

Como se analizó, el comercio internacional en el Ecuador, se ha caracterizado por la producción intensiva de productos agrícolas y a partir de los años 70's del crudo de petróleo (recursos natural no renovable).

En este punto es importante analizar el Índice de Apertura Comercial<sup>22</sup> que indica el grado de internacionalización de la economía de un país, para el caso del Ecuador se presentan la siguiente evolución histórica del este indicador:

<sup>22</sup>Existen varios métodos que nos indican el grado en que una economía se encuentra abierta al mercado internacional, como indicadores per cápita de exportaciones o importaciones por habitante, intercambio

**Gráfico26: Índice de Apertura Comercial 1965 - 2011**



Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaboración: Rodrigo Humbol

Desde el año de 1965 hasta el 2011, el Índice de Apertura Comercial (IAC) muestra un crecimiento anual promedio del 9%; el promedio del IAC para los años 60's fue de aproximadamente el 4% - 5%, lo que cambió de manera significativa a partir de la primera década del auge petrolero, en donde el índice presenta un 11% en promedio para el periodo y la tasa de crecimiento fue del 21% anual, teniendo su máximo de variación en 1974 en donde su crecimiento con respecto a 1973 fue de 101% y es el máximo histórico hasta el 2011. Cabe señalar que el máximo índice presentado para este periodo (1971-1980) fue el de 1980 con un 20% de apertura internacional.

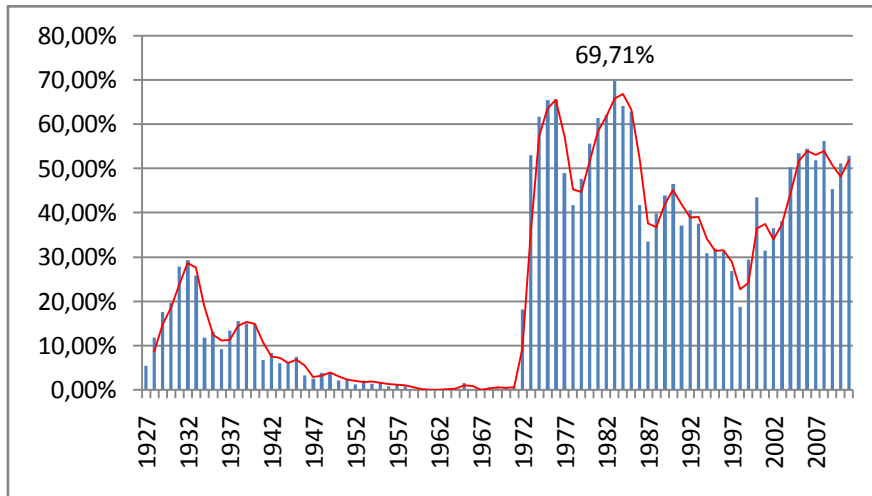
Para el periodo de 1981 – 1990 el IAC presenta una desaceleración en la variación interanual del -2% en promedio anual, pero el índice como tal presenta un 16%, 5 puntos porcentuales más que el presentado en el periodo anterior, también se tiene que para este periodo el año de mayor apertura fue 1981 con 19%. Para el periodo de 1991 – 2000 la tasa de crecimiento anual del índice fue del 5%, en donde 1997 es el año de mayor apertura con 27%, teniendo como promedio de apertura un 21%. Para los últimos 11 años (2001 – 2011) la variación anual fue del 13% y se presentan máximos históricos de apertura con un promedio del índice del 49% siendo el 2011 de mayor apertura con 77%. Con esto se identifica que, en la última década los niveles de crecimiento del IAC son los únicos comparables con los altos niveles de crecimiento del periodo 1971 -1980 que representa la época del auge del crudo y el ingreso del Ecuador de manera profunda a los mercados internacionales.

Observando el crudo de petróleo y percibiendo su comportamiento en la participación del total de exportaciones, se puede identificar ciclos que describen máximos y mínimos, como lo muestra el gráfico27 siguiente:

---

comercial por habitante, apertura media por exportaciones o importaciones, entre otros; para el presente análisis el autor presenta el índice de Apertura media por el intercambio comercial, que no es otra cosa que la sumatoria de las exportaciones e importaciones divididas por el Producto Interno Bruto.

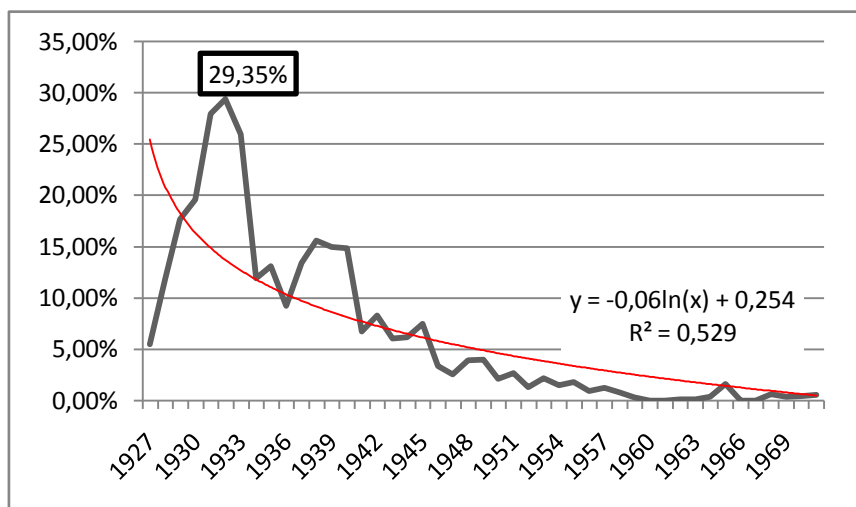
**Gráfico27: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1927 - 2011**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

El gráfico 27 incorpora una línea de tendencia con media móvil, que permite visualizar de mejor manera los ciclos de participación del crudo en las exportaciones ecuatorianas, cuyo máximo de participación se presenta en el año 1983 con 69,71%, así mismo se presentan años en donde no se registraron exportaciones del recurso, como en 1960, 1961, 1966 y 1967. Este gráfico 27 permite también poder dividir en dos etapas la evolución de las exportaciones de crudo, una que empezaría desde el año 1927 hasta finales de los 60's, que muestra un pico de participación en el año 1932, con 29,35%, valor que decrece a un promedio anual de 11%, hasta llegar a cero en 1960 (se lo puede observar de mejor manera en la línea roja de tendencia del gráfico 28 siguiente), aunque a partir de 1963 hasta 1972 se registran varios incrementos pequeños, estos no representan más del 0,4% del total exportado.

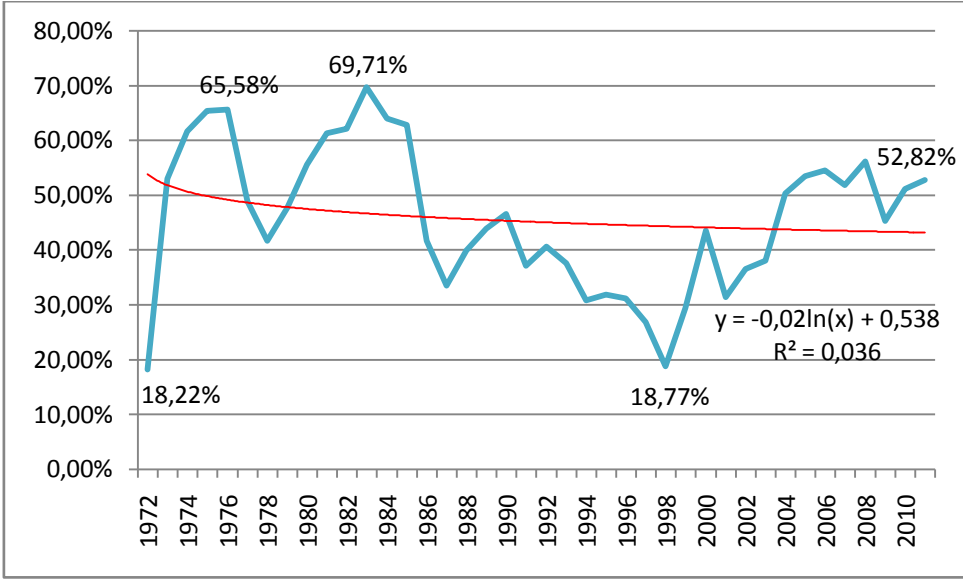
**Gráfico28: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1927 - 1971**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Una segunda etapa se la podría representar a partir de 1972 hasta el 2011, que se la puede identificar como la que describe el inicio del Boom petrolero y su continuidad a través de los años hasta el 2011 (Gráfico 29); en donde se puede observar que la línea de tendencia muestra una relación estable. Por otro lado cabe señalar que los picos máximos en el año 1983 (que como lo expuesto anteriormente, el máximo histórico desde 1927) así como en 1976 que alcanzó una participación del 65,58%, también se tienen los mínimos en 1972 que empezó el auge del petróleo con un 18,22% y en 1998 con 18,77%.

**Gráfico 29: Participación histórica del crudo de petróleo en las exportaciones totales del Ecuador 1972 – 2011**



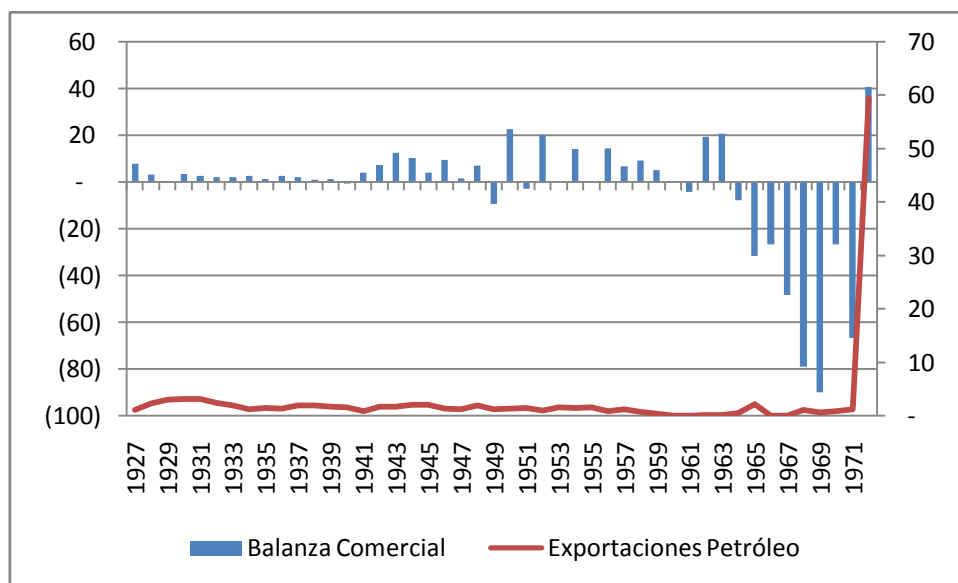
Fuente: Banco Central del Ecuador  
 Elaboración: Rodrigo Humbol

En esta segunda etapa, a partir de 1972, comienza el denominado *Boom del Petróleo*, que empezó con las exportaciones de crudo a un precio de aproximadamente USD 2,5, cuya participación creció a un ritmo anual promedio de 273% hasta llegar a su pico en 1983, en donde la variación de 1971 a 1972 fue de un significativo 3043%, ya que pasó de exportar USD 1,15 millones a USD 59,45 millones.

Para 1973 con un precio por barril de USD 4,2, más del 50% de las exportaciones eran crudo de petróleo, a esto se le tiene que incluir el incremento del precio internacional de este producto primario, que para finales de 1980 se situó por encima de los USD 35 por barril, y para ese entonces su participación en el total de exportaciones era de más del 65% (Acosta, Ecuador Post-Petrolero, 2000).

Revisando la balanza comercial histórica se tienen dos periodos importantes, el primero desde 1927, en donde se registran las primeras exportaciones realizadas y el segundo desde 1972, en donde se da el auge del petróleo:

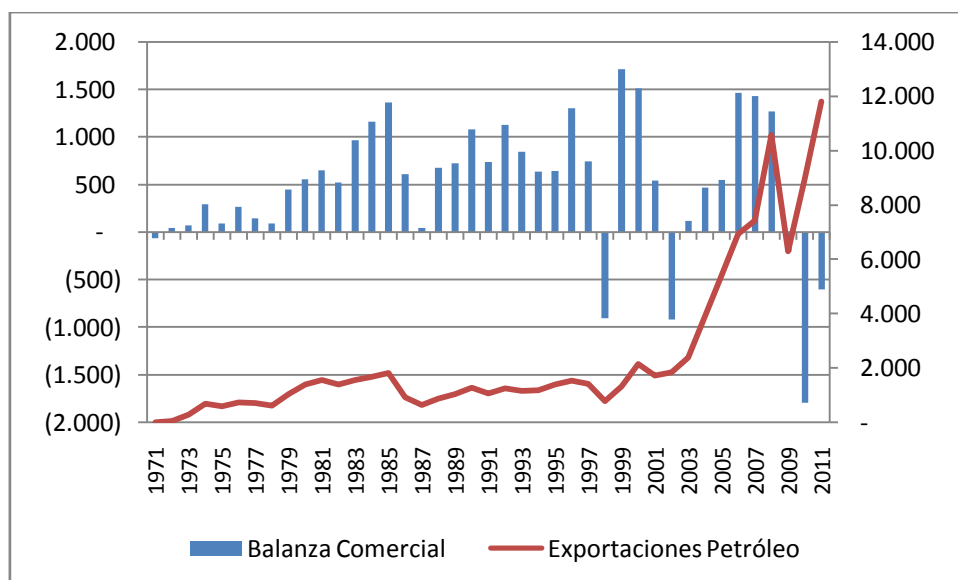
**Gráfico30: Balanza Comercial (eje izquierdo) y Exportaciones Petroleras (eje derecho) (Millones USD; 1927 – 1972)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En el gráfico 30 se observa que hasta inicios de los años 60's la balanza comercial positiva y que a partir de 1964 el déficit comercial comienza a tener niveles de variación negativa significantes. Es necesario entonces poder observar la secuencia de este gráfico hasta el año 2011 (Ver gráfico 31).

**Gráfico31: Balanza Comercial (eje izquierdo) y Exportaciones Petroleras (eje derecho) (Millones USD; 1971 – 2011)**



Fuente: Banco Central del Ecuador  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Para el periodo anterior expuesto, se tiene que el déficit presentado hasta finales de los 60's termina a principios de 1972 ya que hasta mediados de los 80's presenta un superávit creciente, superávit que se mantiene de manera constante, salvo ciertos años en donde se presentan déficits. Es importante

observar también las fluctuaciones de las exportaciones petroleras, ya que en cierta medida estos beneficios en balanza comercial pertenecen del sector petrolero y se los puede ligar con un grado de mayor incidencia en la primera década del periodo anteriormente expuesto (1971 – 2011).

América Latina se ha caracterizado por ser una región rica en recursos naturales, lo que en décadas anteriores la han colocado en la zona de la “periferia”, por carecer de capital y mano de obra calificada, por lo que los países o regiones “centro” han sido los mayores beneficiarios de esta relación, que nace de las teorías explicativas de las disparidades económicas espaciales. En este sentido el Ecuador no ha sido la excepción y debido a su gran riqueza natural, tanto en materias primas como en biodiversidad, esta relación centro – periferia ha tenido mayor alcance que en otros países de la región; muestra de ello, es el modelo primario exportador que el país ha adoptado.

En este sentido la minería, ha ido cobrando terreno en la economía ecuatoriana, no solamente como la actividad informal establecida durante décadas, sino como la minería a gran escala, que si bien aún no se implementa de manera concreta, el potencial de recursos mineros hace que dicha actividad sea de significativa importancia dentro de la economía interna, con esto en el siguiente acápite, se tiene un recuento de la actividad de este sector en la economía nacional.

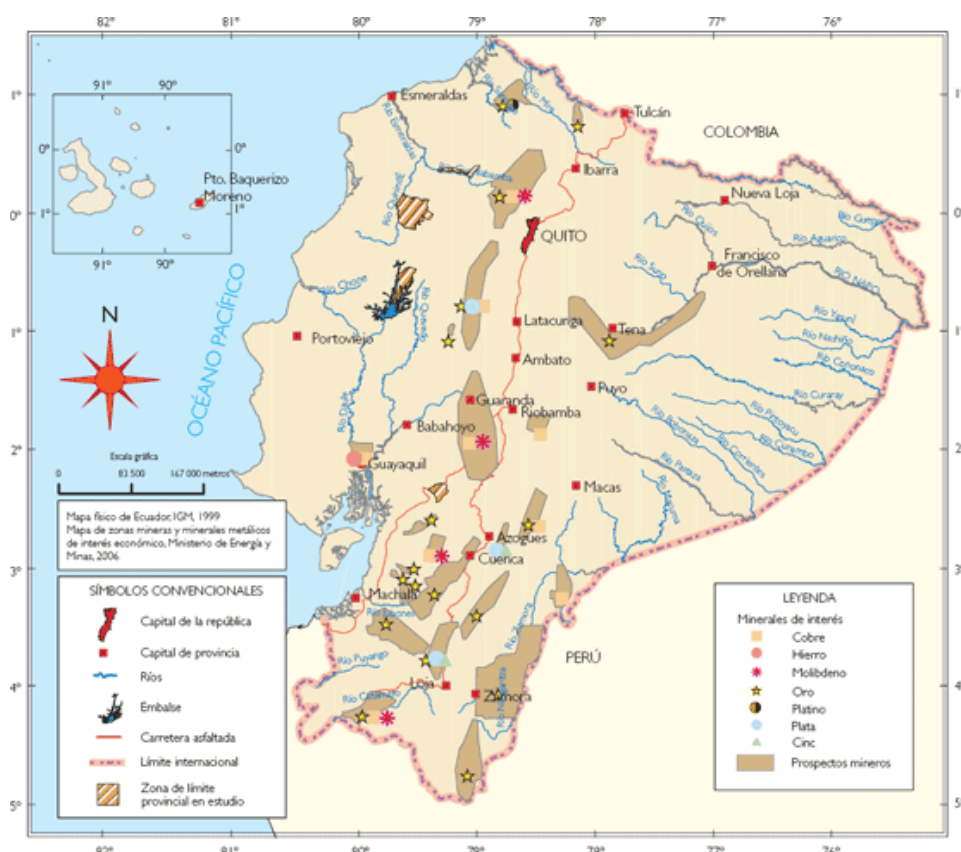
## **El sector minero**

La minería en el territorio nacional data desde la era precolombina como bien lo dice (Ontaneda, 2010) y desde entonces los más de 16 minerales, que en el territorio nacional se procesan, están marcando un rumbo importante dentro de la economía nacional.

A finales de los años 70's, en el Ecuador se dieron lugar los primeros trabajos de exploración minera, los cuales se ubicaban en su mayoría en la Cordillera del Cóndor, a su vez la sostenida subida del precio del oro en esos años, planteaba a la actividad minera como una alternativa viable de desarrollo, aunque en su mayoría pertenecían a la actividad artesanal.

Por el año de 1964 se crea el Servicio Nacional de Geología y Minería, con lo que si bien, se comenzaron a realizar estudios de investigación geológica, los esfuerzos fueron aislados como lo señala el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2011 – 2015, la misma que también señala que en la actualidad el país posee potencial en recursos mineros de 32,40 millones de onzas de Oro, 96,60 millones de onzas de Plata, 35.241 millones de libras de cobre, 1.038 millones de libras de Molibdeno, 29,20 millones de libras de Plomo y 136 millones de libras de Zinc.

### Ilustración 1: Mapa geográfico de minería del Ecuador



Fuente: Ministerio de Energía y Minas  
 Elaboración: Ministerio de Energía y Minas

Mencionadas reservas al multiplicarlas por los precios actuales de cada tipo de metal se obtienen resultados significativos en términos monetarios; Si solamente se toma en cuenta el Oro (USD/Oz 1.365 aprox.), la Plata (USD/Oz 23,22 aprox.) y el Cobre (USD/Lb 3,33 aprox.), se tiene un aproximado de USD 44.238 millones en Oro, USD 2.243 millones en Plata y USD 117.352 millones en Cobre, lo que sumaría un total de USD 163.834 millones entre estos tres elementos<sup>23</sup>.

**Tabla 2: Reservas mineras en el territorio ecuatoriano**

Reservas Ecuador		
Cantidad	Medida	Metal
32,40	millones oz	Oro
96,60	millones oz	Plata
35.241,00	millones lb	Cobre
1.038,00	millones lb	Molibdeno
29,20	millones lb	Plomo
136,00	millones lb	Zinc

Fuente: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR), MAGAP, Otros.  
 Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>23</sup>En este punto se tiene que tener en cuenta que los costos operativos pueden llegar a representar el 50% del precio de venta internacional de los commodities.

Aproximadamente se tienen 18 proyectos mineros en el Ecuador, de los cuales cinco son los denominados estratégicos (Ver tabla 3) y han marcado la pauta de la transición entre la minería tradicional artesanal, practicada principalmente en las zonas de Esmeraldas, El Oro, Azuay, Napo y Zamora Chinchipe, a una minería intensiva a gran escala con un importante potencial en oro, cobre y plata; Estos proyectos son:

**Tabla 3: Principales proyectos mineros, ubicación, mineral y empresa concesionada**

Proyecto	Empresa	Ubicación	Material
Mirador	Ecuacorriente	Zamora Chinchipe	Cobre
Fruta del Norte	Kinross	Zamora Chinchipe	Oro/Plata
Panantza San Carlos	Explocobres	Morona Santiago	Cobre
Río Blanco	IMC	Azuay	Oro/Plata
Quimsacocha	INVMetals	Azuay	Oro

Fuente: MRNNR

Elaboración: Rodrigo Humbol

Si tomamos en cuenta la producción anual esperada de los cinco proyectos estratégicos, se tiene que, a precios actuales de Oro, Plata y Cobre, se tendrían ingresos por USD 4.288 millones anuales. Además se tiene la generación de empleo, en donde solo con los principales proyectos emblemáticos se emplearían 8.966 en la etapa de construcción, 2.856 empleos permanentes en la etapa de operación y 18.538 empleos indirectos (MRNNR).

**Tabla 4: Proyectos estratégicos, producción anual esperada, precio actual aproximado y representación en millones de Dólares**

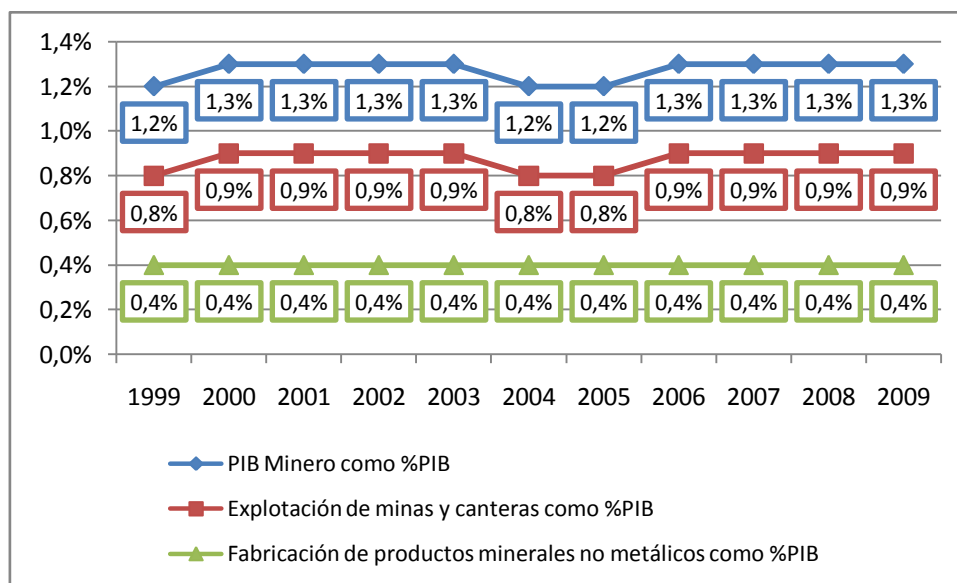
Proyecto	Mirador (Lb)	Fruta del Norte (Oz)	Fruta del Norte (Oz)	Panantza San Carlos (Lb)	Río Blanco (Oz)	Río Blanco (Oz)	Quimsacocha (Oz)
Material	Cobre	Oro	Plata	Cobre	Oro	Plata	Oro
Procesamiento anual esperado (Miles)	215.000	300	300	627.000	531	3.000	200
Precio	3,33	1.365,40	23,22	3,33	1.365,40	23,22	1.365,40
Reserva x Precio (Millones USD Anual)	716	410	7	2.088	725	70	273

Fuente: MRNNR, InfoMine, cálculos propios, otros

Elaboración: Rodrigo Humbol

Históricamente, de la data disponible, se observa que el aporte al Producto Interno Bruto no ha sido del todo relevante (Véase gráfico 32):

**Gráfico32: PIB minero y participación de la minería como porcentaje del PIB (% PIB; 1999 - 2009)**



Fuente: PNDM 2011 – 2015  
Elaboración: Rodrigo Humbol

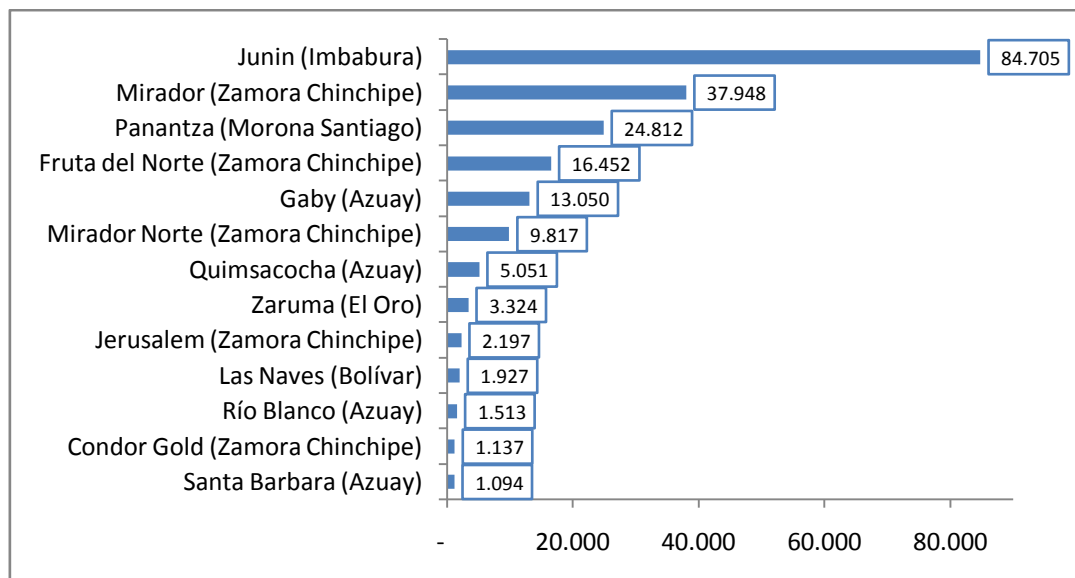
Como se puede ver en el gráfico32, la minería históricamente no ha tenido una participación relevante, a pesar de que es una de las actividades más antiguas que se practican en el país, y que en los últimos años las patentes mineras así como también las regalías han tenido un crecimiento sostenido.

En la actualidad aproximadamente el 4.32% del total de la superficie minera se encuentra concesionada y en el último censo minero, se obtuvieron un total de 1.349 labores mineras, de las cuales solamente el 13% se encontraban regularizadas, el 61% estaban por regularizarse, el 26% se podían regularizar.

Su localización se da principalmente en las provincias del Oro, Azuay, Zamora Chinchipe y Loja, Guayas, en donde esta última (Guayas) es la provincia con mayor nivel de producción minera en el Ecuador, seguido del Oro y del Azuay; es importante señalar que Guayas tiene gran producción en minerales no metálicos y materiales de construcción, a comparación del Oro y Azuay, en donde la mayor proporción de su producción se basa en minerales metálicos.

En cuanto al sector externo, la minería ha presentado una balanza comercial positiva, pero los montos corrientes no han sido del todo significativos para la economía nacional.

**Gráfico33: Recursos económicos de los depósitos de minerales metálicos en el Ecuador**



Fuente: PNDM/ Viceministerio de Minas, con información de la Cámara de Minería del Ecuador

Elaboración: PNDM/ Viceministerio de Minas, con información de la Cámara de Minería del Ecuador

De estos proyectos y reservas, algunos se encuentran ya en licitación como los que se puede observaren la siguiente tabla:

**Tabla 5: Principales proyectos mineros, según nombre, compañía y reservas**

Proyecto	Compañías	Recursos y Reservas	Total (USD)
Mirador	Ecuacorriente	Recursos Medidos e Indicados	26.001.298.000
Mirador	Ecuacorriente	Recursos Inferidos	11.946.570.000
Mirador Norte	Ecuacorriente	Recursos Indicados e Inferidos	9.816.610.000
Panantza	Ecuacorriente	Recursos Inferidos	24.812.480.000
Zaruma	Dynasty Metals & Mining	Recursos Medidos e Indicados	1.479.896.600
Zaruma	Dynasty Metals & Mining	Recursos Inferidos	1.844.072.200
Jerusalem	Dynasty Metals & Mining	Recursos Medidos e Indicados	995.060.097
Jerusalem	Dynasty Metals & Mining	Recursos Inferidos	1.202.164.182
Fruta del Norte	Kinross Aurelian	Recursos Medidos e Indicados	7.819.795.400
Fruta del Norte	Kinross Aurelian	Recursos Inferidos	8.363.250.800
Condor Gold	Ecometals Limited	Recursos Inferidos	1.137.049.000
Santa Barbara	Ecometals Limited	Recursos Inferidos	1.094.393.000
Quimsacocha	Iamgold	Reservas Probadas y Probables	2.242.106.000
Quimsacocha	Iamgold	Recursos Medidos e Indicados	2.808.631.000
Río Blanco	San Luis Minerales	Recursos Medidos e Indicados	994.039.000
Río Blanco	San Luis Minerales	Recursos Inferidos	519.048.800
Gaby	San Luis Minerales	Recursos Medidos e Indicados	9.251.020.000
Gaby	San Luis Minerales	Recursos Inferidos	3.799.050.000
Las Naves	Salazar Resources	Recursos Indicados	381.292.800
Las Naves	Salazar Resources	Recursos Inferidos	1.545.879.800
Junin		Recursos Inferidos	84.704.761.890
USD Total			202.758.468.569

Fuente: PNDM/Viceministerio de Minas, con información de la Cámara de Minería del Ecuador

Elaborado: PNDM/Viceministerio de Minas, con información de la Cámara de Minería del Ecuador

Con lo antes visto, se señala que la inclusión del sector petrolero dentro de la economía no ha sido constante, es decir, que han existido periodos como los 70's y los últimos años, en donde el sector

petrolero se ha visto más inmerso en las operaciones del gobierno central, situaciones que se han dado por varios factores, como las políticas de carácter nacional, los contratos, la infraestructura, el nivel de gasto y el precio del barril de crudo, como los más relevantes.

Así se observa un crecimiento significativo de los ingresos petroleros para los años 70`s y lo mismo para el periodo del 2000 al 2011; en términos históricos se puede decir que la participación promedio del petróleo dentro de los ingresos totales del gobierno central han sido de aproximadamente el 33,77% y para el sector externo, dentro de las exportaciones totales, la participación de este sector ha sido del 49%.

Por otro lado se tiene el sector minero, cuya participación dentro de la economía interna ha sido mínima y en cuanto a su aportación a la economía externa casi nula, esto debido principalmente a que la actividad minera se ha desarrollado en el país a pequeña escala, por lo que sus niveles de producción han sido mínimos.

De esta manera, con toda la estadística descriptiva recopilada, se analiza la gestión petrolera en el Ecuador con el fin de establecer los principales aprendizajes en esta gestión y determinar recomendaciones para el manejo de la minería a gran escala, recientemente implementada en el país.

## ***Capítulo II***

### ***La gestión petrolera en el Ecuador***

Antes de comenzar el presente capítulo, se establecerán ciertos lineamientos para mejorar la lectura del mismo; cada periodo será analizado en tres partes: i) un breve resumen de los periodos presidenciables de la República del Ecuador, ii) un recuento de los principales acontecimientos de la *gestión* petrolera del periodo (entiéndase como gestión a las diferentes actividades realizadas por parte del tomador de decisión en torno al sector petrolero) y iii) un análisis descriptivo de las principales cifras, datos e indicadores del periodo analizado, cabe indicar, que en este apartado se establecen tres cuadros principales: a) Tabla de resumen del marco legal, contratos e infraestructura, que muestra las principales leyes, reformas y demás marco legal establecido en el periodo, b) Contratos, que muestra los tipos de contratos vigentes y propuestos para cada periodo e c) Infraestructura, en donde se detalla las principales construcciones, adquisiciones y capacidad instalada por parte del Estado, en el periodo analizado<sup>24</sup>. También al inicio del presente capítulo se establecieron algunos lineamientos del porque el petróleo y la minería podrían responder a gestiones similares, para lo cual se consideran los siguientes puntos:

- Tanto el petróleo como los minerales como el cobre, oro y plata, son recursos naturales no renovables. Las dos actividades extractivas utilizan recursos ambientales y generan impactos de contaminación de manera directa, en la población cercana a la actividad, y de manera indirecta en los recursos ambientales.
- La actividad petrolera, tomando en cuanto el acumulado de ingresos por exportaciones desde 1971 hasta el 2011, presenta un monto de USD 99.274,72 millones de dólares y como ingresos para el Gobierno Central USD 53.045,26 millones, teniendo para el 2011 reservas probadas de 8.000 millones de barriles. En el periodo del auge petrolero desde 1972 hasta principios de los años 80's se ingresaron por exportaciones USD 6.116,81 millones y USD 3.699, 28 millones a los ingresos del Gobierno Central.
- Las reservas mineras tienen un potencial de exportación de más de USD 155.113 millones, tomando en cuenta solo oro, plata y cobre, con los precios actualmente establecidos, esto sería 1,56 veces más que lo percibido por las exportaciones petroleras. Cabe señalar que solamente con los cinco proyectos principales, que serían los primeros en ponerse en marcha para la minería a gran escala, se tendría un potencial de ingreso por exportaciones superiores a los percibidos en el “boom” del petróleo.

**Tabla 6: Reservas Mineras del Ecuador (Oro, Plata y Cobre)**

Reservas Mineras Ecuador				
Cantidad	Medida	Metal	Precio (USDxUnidad)	Potencial Ingreso por Exportación (Millones USD)
36,90	millones oz	Oro	1.272,18	46.943,44
72,40	millones oz	Plata	24,06	1.741,94
35.241,00	millones lb	Cobre	3,02	106.427,82

Fuente: Plan de Desarrollo Minero Ecuador

Elaboración: Plan de Desarrollo Minero Ecuador

De esta manera, se pueden establecer que los minerales como el oro, la plata y el cobre, poseen potencialidades significativas, en términos de ingreso, similares e inclusive superiores a los mostrados por el petróleo en los 70's; a la vez los dos sectores al ser recursos naturales no renovables, pueden responder a procesos de gestión similares.

<sup>24</sup>Por este motivo, los cuadros no son comparables entre sí, ya que su función principal es la de enmarcar, contextualizar y puntualizar los principales acontecimientos en torno a estos tres tópicos.

Como se ha podido observar hasta aquí, la economía del Ecuador se ha caracterizado por estar directamente influenciada por la coyuntura de los mercados internacionales, debido a la dependencia en cuanto a las exportaciones, que se ha demostrado en ciertos periodos de los llamados “auges”, empezando por el cacao, banano y petróleo como las más representativas.

En el llamado tercer periodo republicano y ascenso del reformismo, se tiene la crisis en la exportación bananera y a partir de los 60's, una nueva etapa, la que podríamos llamar de *relevo*, ya que se dio un cambio en el producto básico de exportación; se cambió del banano al petróleo, y marcó el inicio de un nuevo modelo económico, con esfuerzos de modernización y nacionalización de la estructura, cuyos efectos se percibieron dentro de la composición de los grupos sociales, el crecimiento y el desarrollo económico.

Estas nuevas estructuras económicas del Ecuador son marcadas por la penetración del Estado en la economía, cuyas políticas inciden de manera directa en el manejo de los nuevos recursos (petróleo), en algunos casos aventajando la economía pública y en otros beneficiando de manera sesgada a los sectores privados.

Por este motivo es importante analizar históricamente la gestión petrolera con el fin de poder establecer lineamientos claros, a manera de recomendaciones al manejo del potencial sector minero. Así en primera instancia un breve resumen de los inicios de la historia petrolera en el Ecuador desde sus inicios hasta los años del auge del recurso, a partir del cual se realizará un análisis de los periodos de 1971 a 1980, 1981 a 1990, 1991 a 2000 y 2001 a 2011.

## **Gestión petrolera en el Ecuador (1971 – 2011)**

### **Los inicios de la historiapetroleraecuatoriana**

En el Ecuador, las zonas potenciales para la explotación petrolera se resumían en la Península de Santa Elena y en la Amazonía; historiadores como Jenny Estrada<sup>25</sup> señalan que, inclusive antes de la llegada de los españoles a las costas, los nativos ya conocían del crudo, lo cual lo llamaban copey o copé, así mismo en esa época, según la misma Estrada, se explotaban los yacimientos de manera primitiva y se exportaba al sur del Perú, en donde se lo utilizaba como materia prima para la fabricación de *brea* (El Comercio, 2011).

La primera concesión petrolera registrada se la otorga en 1878, a favor de una persona natural de nacionalidad colombiana que formó la compañía M.G. Mier and Company, en la zona de Santa Elena, para la extracción de material bituminoso (petróleo, brea o kerosene). Más tarde en 1886 se expide el Primer Código de Minería del Ecuador por medio del Congreso de la República, el cual declara propiedad estatal a las minas, pero reconoce el dominio particular sobre la superficie que las cubra.

Se tiene evidencia de que por el año 1859, en Estados Unidos de Norteamérica, específicamente en Pennsylvania, brota petróleo de los primeros yacimientos, lo que provocó que empresas como Estándar Oil fuese fundada en 1882 y aparecieran los primeros motores a combustión (que usan gasolina) (Petroecuador, 2010).

---

<sup>25</sup>En su libro “Ancón”

No es hasta 1909 que el área de la Península de Santa Elena es explorada de manera formal, con la concesión otorgada a la empresa ecuatoriana *Concepción Ecuador Oil*; este mismo año se firmó un contrato de arrendamiento de exploración y explotación con la británica *CarltonGranvilleDunne*.

En 1910, las empresas *Anglo EcuadorianOilFields* subsidiaria de *British Petroleum* y la *Ecuador OilFields*, empiezan sus actividades dentro del territorio nacional.

Para 1911, se realiza la perforación del primer pozo petrolero, el Ancón 1, que estuvo a cargo de la compañía inglesa *Anglo EcuadorianOilFields*; Cabe señalar que el petróleo extraído de esta zona fue de alrededor 32° API (Petroecuador, 2006), además para este año, el Código de Minería (expedido en 1886) se reforma en el periodo presidencial de Leónidas Plaza Gutiérrez, en donde se declara propiedad estatal al petróleo y demás sustancias sólidas.

Para 1919 la misma empresa Anglo, perforó el pozo Ancón 4, con lo que tuvo una producción máxima de tres mil barriles diarios (32°API) y para 1925 ya se registraba una producción anual de 130.365 barriles; así mismo para 1927, la producción ya alcanzaba los 3.000 barriles diarios en promedio y esta variación creciente llegó en 1955 a los 10.000 barriles día en promedio anual.

Se tiene registrado que entre 1928 y 1957, la inaugurada actividad petrolera reportó exportaciones de 42 millones de barriles de crudo, en donde según los historiadores, se tenía un marco jurídico nuevo que no conocía del total potencial petrolero del país; cabe indicar que el sector petrolero en su mayoría se encontraba privatizado y el grado de conocimiento de este recurso natural no renovable era bajo, a pesar de esto, la demanda interna de derivados estaba totalmente cubierta por la misma oferta interna.

En 1933 se crea la Dirección General de Minas y Petróleos adscrita al Ministerio de Obras Públicas, dentro de la cual se nombra como director a Enrique Coloma Silva, que era Gerente vitalicio de la empresa inglesa Anglo.

Para 1937 la empresa *Royal Dutch Shell* recibe a través de *Anglo SaxonPetroleum Co.* aproximadamente 10 millones de hectáreas<sup>26</sup> en la Cuenca Oriental de la Amazonía<sup>27</sup>. La Shell perforó en estas zonas los pozos Vuano 1, Oglan 1, Cangaimo 1 y Macuma 1, sin éxito y continuó con los trabajos de exploración en la Cuenca Oriental, en donde se perforó el pozo Villano 1, también sin éxito, con lo que se suspendió la etapa de exploración a pocos metros de las areniscas de Hollín<sup>28</sup> en donde se encontraba uno de los más grandes campos de la cuenca oriental, lo que quiere decir que la Shell estuvo a punto de cambiar la historia petrolera del Ecuador de haber continuado con las actividades exploratorias y de perforación<sup>29</sup>.

En el mismo año de 1937, bajo la dictadura de Federico Páez, se establece una nueva ley de petróleo, la cual facilitaba la entrada ilimitada de compañías extranjeras al país, esto dio paso a numerosas concesiones y arrendamientos a compañías privadas, con un marco legal de contratos de concesión, que duraron hasta 1972.

---

<sup>26</sup> Las cuales fueron concesionadas a un precio de cuatro centavos de sucre por hectárea.

<sup>27</sup> Superficie que se disminuiría después de la guerra con el Perú.

<sup>28</sup> Las areniscas de Hollín en 1992 fueron probadas por la compañía AGIP con el pozo Villano 2, en el cual se descubrieron 755 millones de barriles de crudo in situ y reservas de 160 millones de barriles, lo que convierte a este pozo en uno de los más grandes campos de la cuenca oriental.

<sup>29</sup> Algunos historiadores se basan en relatos de obreros y empleados de la Shell, para sostener que la Shell si conocía de las reservas en las areniscas de Hollín.

Para 1940 la compañía Shell estuvo realizando trabajos exploratorios en la cuenca oriental, perforando los pozos Macuma 1, Cangaima 1, Orlan 1 y Tiputini 1, por otro lado la empresa Anglo construía la refinería La Libertad con una capacidad 3.000 barriles diarios.

Entre Febrero y Julio de 1948 se dan los primeros indicios del real potencial en recursos petroleros de la Cuenca Oriental Amazónica del Ecuador, con la perforación dentro del campo Tiputini 1 (siendo abandonado el 4 de octubre de ese mismo año) bajo el consorcio Esso-Shell, en el marco de la concesión de 4 millones de hectáreas, otorgadas a un precio de 10 centavos de sucre por hectárea. Dicho pozo produjo 836 BAPD y 4 BPPD de petróleo extra pesado (11,1° API), así la Shell pasa a ser la primera compañía en descubrir crudo dentro de lo que hoy en día se conoce como el Proyecto Yasuní ITT (Ishpingo, Tambococha y Tiputini).

El Estado ecuatoriano otorga una concesión de aproximadamente 4,3 millones de hectáreas a la empresa *Minas y Petróleos del Ecuador*<sup>30</sup>, a un precio de 0,022 sucres por hectárea, bajo la modalidad de *pago de regalías por derivados obtenidos*; el Presidente de Minas y Petróleos, Howard Steven S. realiza una serie de operaciones ilegales, con lo que logra vender las acciones a ocho empresas internacionales, además de traspasar otras más a una serie de empresas fantasmas y por último negocia el 75% con las empresas canadienses Norsul y Fenix.

Dado estos acontecimientos y las irregularidades del contrato con Howard Steven, mediante decreto se estableció el impuesto del 86%, que aplicaba al traspaso ilegal de concesiones, en donde el consorcio Texaco-Gulf se constituiría en el agente de Retención de mencionado impuesto y su producto se destinó a la capitalización del Banco Nacional de Fomento.

La Texaco Petroleum Co. realiza actividades en la cuenca de Putumayo en el año 1963, en un área concesionada de aproximadamente 1,6 millones de hectáreas, en donde perfora el pozo Orito 1 del cual se obtuvo crudo de 37° API y una producción de 1.411 barriles diarios, con lo que se confirmó el potencial petrolífero de la cuenca de Putumayo.

En 1964 al consorcio conformado por la Texaco y la empresa Gulf, se les concede 1,4 millones de hectáreas en la Amazonía (contrato que tenía una duración de 40 años, que se podía extender hasta por 10 años más), pero el área concesionada disminuirá en 1965 por el establecimiento límite de las áreas de concesión para exploración (500 mil ha) y explotación (250 mil ha).

Para 1967 la Texaco Petroleum Co. perfora el campo Lago Agrio 1, el cual produce crudo de 29° API con un aflujo natural de 2.955 BPPD, dentro de la formación Hollín, con lo que se confirmó el potencial petrolífero de la cuenca oriente ya vislumbrado por la Shell con Tiputini 1. En este mismo año la compañía Anglo anuncia su retiro de los yacimientos de la Península de Santa Elena, declarándolos agotados, por lo que se dedicó a la refinación, mediante la importación de mezclas de crudo y al monopolio en la distribución de gasolinas de 64 y 80 octano.

El año siguiente, se incrementó el proceso de explotación en las áreas hidrocarbúricas, así para los meses de julio y agosto de 1968 se otorgaron concesiones a 7 empresas por 4 millones de hectáreas, en donde la Texaco hizo el descubrimiento de los campos Parahuacu 1 y Atacapi 1, de igual manera para 1969 la misma Texaco hace el descubrimiento de los campos Shushufindi 1, Sacha 1 y Dureno 1, así

---

<sup>30</sup> Cuyo Presidente Howard Steven Strouth de nacionalidad austriaca

este año se convierte en el de mayor incorporación de reservas en la historia de la exploración petrolera ecuatoriana, con 2.800 millones de barriles.

En 1970 se perfora el pozo Tiputini Minas<sup>31</sup>, ubicado al sur del pozo perforado por la Shell en 1948 y produjo un crudo de 15° API; en este año la empresa William Brothers inició la construcción del sistema de Oleoducto Transecuatoriano, con una inversión de USD 117 millones, que suscribió con el consorcio Texaco-Gulf para el transporte de crudo desde el Oriente hasta Balao. Así los primeros pasos de la actividad petrolera se extienden hasta llegar a su “auge” en el año de 1972.

En los siguientes acápite se realizará un recuento de los principales acontecimientos históricos y la gestión ejercida en función del sector petrolero del Ecuador, para lo cual, el análisis se ha segmentado en tres periodos de 10 años, partiendo desde 1971 hasta el 2000 y un último periodo de once años (2001-2011).

## **Gestión petrolera para el Periodo I: 1971 – 1980**

### **i. Periodos presidenciales entre 1971 - 1980**

En este primer periodo de análisis se expone de manera breve los diferentes periodos presidenciales que tuvieron lugar entre 1971 y 1980.

Para 1968 José María Velasco Ibarra, es nombrado nuevamente Presidente del Ecuador, pero asumió el poder con un estrecho margen, lo que sumado a los problemas fiscales y sociales dieron como resultado que Velasco se declarara dictador y disolviera el congreso; años después, el mismo cuerpo militar que había sostenido su dictadura finaliza su mandato meses antes de culminar su periodo.

Así el 15 de febrero de 1972, asumió entonces el poder Guillermo Rodríguez Lara con el Gobierno Nacionalista y Revolucionario de las Fuerzas Armadas, año que coincide el mayor proceso de expansión económica del Ecuador con el inicio del denominado “boom” del petróleo.

La dictadura de Guillermo Rodríguez Lara culminó el 11 de Enero de 1976, en donde un Consejo Supremo de Gobierno tomó el mando hasta el 9 de Agosto de 1979, año que regresó la democracia al Ecuador con la elección de Jaime Roldós el 10 de Agosto de 1979, en donde venció en las urnas al candidato Sixto Durán Ballén, lamentablemente el Presidente Roldós muere en un accidente aéreo el 24 de Mayo de 1981.

**Tabla 7: Presidentes Ecuador entre 1971 - 1980**

<b>Periodo I</b>	<b>Presidentes</b>	<b>Inicio Presidencia</b>	<b>Final Presidencia</b>
I: 1971 - 1980	José María Velasco Ibarra	01-Sep-68	22-Jun-70

<sup>31</sup>También la empresa Texaco descubre los campos Auca 1, Coca 1 y Yuca 1.

	José María Velasco Ibarra (D)	22-Jun-70	15-Feb-72
	Guillermo Rodríguez Lara (D)	15-Feb-72	11-Ene-76
	Consejo Supremo de Gobierno (D)	11-Ene-76	09-Ago-79
	Jaime Roldós	10-Ago-79	24-May-81

(D) = Dictadura

Fuente: Varias

Elaboración: Rodrigo Humbol

## ii. Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo I: 1971 - 1980

Históricamente la década de los 70`s es considerado como uno de los periodos más importantes para el sector petrolero, ya que las condiciones internacionales, conjuntamente con el potencial petrolero identificado, trae como consecuencia que en 1972 se dé lugar al auge del petróleo, denominado comúnmente como el “boom” del petróleo, que si recordamos, sería el tercer auge experimentado por el país, siendo este el más significativo, en términos económicos para la economía interna del Ecuador.

Así que para inicios del presente periodo analizado, es decir 1971 José María Velasco Ibarra se encontraba de presidente de la república, cuyos últimos años los ejerció como una dictadura civil autodenominada, que terminaría en 1972<sup>32</sup>.

En estos últimos años de la presidencia de Velasco Ibarra, se promulgó la Ley de Hidrocarburos y la ley Constitutiva de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), además la decisión 24 del Pacto Andino que trajo como consecuencia que aproximadamente el 98,4% se la Inversión Extranjera Directa se destine de manera exclusiva a las actividades petroleras. También se revisan algunos contratos otorgados en décadas pasadas, lo que dio como resultado que el consorcio Texaco-Gulf devuelva al Estado 930 mil hectáreas, de las 1,4 millones ha otorgadas por la Junta Militar en 1964, es decir, se devolvió al Estado aproximadamente el 65% del territorio concesionado (Petroecuador, 2010, pág. 12).

En 1971 la Texaco realiza el descubrimiento del bloque Pucuna 1<sup>33</sup>, un año más tarde (1972) la Royal Dutch Shell realiza trabajos exploratorios dentro de la misma Cuenca Oriental Amazónica, en los campos Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca, a la par que la Texaco descubre los campos Cuyabeno 1, Toro 1 y Cononaco 1.

En términos de contratos, de manera general se puede decir que en el presente periodo analizado (1972 – 1980) los contratos de Asociación y Operación son los de mayor uso (Iniciados por la Ley de Hidrocarburos que se verá más adelante), en el marco del inicio de las operaciones en la Amazonía.

Con el Decreto Supremo N°522 que fue presentado el 23 de Junio de 1972, entra en vigencia la Ley de Hidrocarburos<sup>34</sup>, la cual hace efectiva la creación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

<sup>32</sup> Velasco Ibarra se auto-denominaría dictador dos años atrás, por lo que hasta 1972 se vivió bajo un régimen dictatorial civil.

<sup>33</sup> Cabe señalar que la Texaco en 1970 descubrió tres pozos en la Cuenca Oriental Amazónica, el Auca 1, Yuca 1 y Coca 1.

<sup>34</sup> En esta ley se encontraban excluidos los contratos de concesión vigentes, por lo que la ley solo era aplicable a los contratos de asociación, servicios o contratos de economía mixta. En donde los contratos de asociación eran

(CEPE)<sup>35</sup>, hay que señalar que dicha ley que fue promulgada en 1971 por Velasco Ibarra(Petroecuador, 2010, pág. 120).

En la actividad extractiva, los ingresos del Estado se conforman principalmente de las primas de entrada que se pagan en cada inicio de exploración y explotación, los derechos por hectárea y tiempo, las regalías<sup>36</sup> (que se fijó en 16% de la producción bruta cuando pasa de los 60 mil barriles/día, obras de compensación<sup>37</sup> y por el derecho al transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos.

La ley de Hidrocarburos entonces, es firmada por Rodríguez Lara y todos los Ministros de Estado y estipulada su aplicación inmediata, por lo que todos los contratistas vigentes debieron reformar sus contratos con las estipulaciones establecidas en la ley como la reducción de las áreas y la caducidad de los contratos; dentro de la misma ley se estableció la constitución de garantías adicionales cinco años antes del término del contrato como una forma de garantizar la entrega de los activos y bienes de propiedad de los contratistas al Estado Ecuatoriano.

También la ley señala montos mínimos que los contratistas deben invertir en los periodos de exploración y explotación, fija más garantías para el Estado Ecuatoriano y establece que al término del contrato se entregue sin costo al Estado los pozos en producción. En esta ley de hidrocarburos se toma en cuenta la industria Petroquímica como una de interés nacional.

CEPE empieza con un presupuesto de S./ 29 millones (USD 1,1 millones<sup>38</sup>) y bajo la ley el Ecuador vendrá a controlar jurídicamente toda la cadena productiva del petróleo: la exploración, explotación, industrialización y comercialización<sup>39</sup>.

Así en el artículo 16 de la Ley de la Corporación sedeterminan los bienes y recursos de CEPE(Petroecuador, 2010, pág. 14):

- *Los derechos para explorar y explotar hidrocarburos, en áreas no sujetas a contrato o sobre las que se reverteren al estado.*
- *Los derechos para transportar, refinar, comercializar e industrializar los hidrocarburos. El gas proveniente de las fuentes hidrocarburíferas. Las sustancias que se encuentran asociadas a los hidrocarburos.*
- *Los pozos e instalaciones que pasen al estado al término de un contrato.*
- *Las asignaciones presupuestarias que se le confieran.*
- *El 50% de la participación estatal sobre las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos.*
- *Las primas de entrada.*

---

entendidos (Art. 16) *como aquellos en donde el contratista se compromete a efectuar una labor determinada, aportando tecnología, capitales, equipos o maquinarias necesarios para el desarrollo de los trabajos contratados, en donde el pago por estos servicios se pactará en la forma que estimen conveniente las partes.*

<sup>35</sup> El 6 de septiembre de 1976 mediante Decreto Supremo N° 926-A se establece la naturaleza y actividades de CEPE, como su estructura orgánico-funcional, su patrimonio y actividades. El directorio estaba conformado por los Ministros de Recursos Naturales, Industrias, Comercio e Integración, el jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas y el Presidente de la Junta Nacional de Planificación.

<sup>36</sup> Podían ser entregadas en dinero o en especie.

<sup>37</sup> Las cuales se establecen de acuerdo al plan de desarrollo del Gobierno en función del tamaño concesionado y de las probabilidades de éxito.

<sup>38</sup> Con el tipo de cambio de esa época Promedio 25,25 Sucres por Dólar.

<sup>39</sup> Por este motivo CEPE pasa a manejar el poliducto Durán-Quito la cual era la única arteria de transporte moderno de combustibles.

- *Las utilidades que obtenga por su Rodrigo Humbol cuenta y beneficios de su participación en empresas de economía mixta.*
- *Los bienes y derechos que adquiera a cualquier título.*

Los principales impactos de la Ley de Hidrocarburos fueron el incremento de las regalías, además de las restricciones a 20 años para los contratos y el techo de 200 mil ha; con esta medida, aproximadamente el 88% de las concesiones a 50 años fueron devueltas. En cuanto a los contratos se establecen dos nuevas modalidades: i) *la prestación de servicios para exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos y explotación de petróleo* y ii) *los contratos de Asociación para exploración de yacimientos hidrocarburíferos y explotación de petróleo.*

El petróleo, entonces comenzó a fluir hacia los mercados internacionales, en agosto de 1972, aproximadamente un año después de la cuarta guerra árabe israelí, con lo que se dieron un ajuste de precios significativos, ya que observamos que el crudo Oriente paso de USD 3,83 por barril a USD 11,80 por barril en 1974, es decir, un incremento de aproximadamente el 68%.

Bajo este contexto se realiza, en 17 de Agosto de 1972, la primera exportación de crudo por el puerto de Balao – Esmeraldas, con 308.238 barriles a un precio por barril de USD 2,34; con este acontecimiento se puede decir que se “inaugura” la época del auge petrolero en el país. Adicionalmente a partir de 1972 comienzan los esfuerzos más significativos de exploración en la región amazónica, con una concesión inicial de hasta 3 millones de hectáreas con la empresa Anglo.

El 6 de Julio de 1972 mediante el Decreto Supremo 430, se establecieron los contratos de Asociación como la nueva medida contractual en lugar de los contratos de “concesión”, que fueron otorgadas por el Estado ecuatoriano a las Empresas privadas, para las actividades de exploración y explotación. Por lo tanto a partir de mencionado decreto los contratos celebrados por el Estado a Través de CEPE, también para el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos y para la refinación, tendrían el carácter de *Contrato de Asociación*, cuyas características principales se presentan a continuación (Petroecuador, 2010, págs. 118 - 119):

- *Nada debe pagar CEPE a la empresa contratista que abandona o devuelve en su totalidad las áreas improductivas, siendo el riesgo minero asumido por el contratista.*
- *Mediante negociación entre CEPE y el Contratista, se fija una escala de participación entre las partes en los resultados de la producción, lo que constituye el pago y la utilidad por las inversiones que realiza.*
- *CEPE tiene derecho a adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidos en esos contratos, así como también de los activos adquiridos por los contratistas para los fines productivos, en donde se negociara la forma de pago.*
- *Se debe estipular órganos directivos y de administración del contrato (según el Art. 15 de la Ley de 1971), plazo de duración, obligaciones mínimas de inversión y de trabajo; también regalías, primas de entrada, derechos superficiarios, obras de compensación, garantías, extensión y forma de seleccionar las áreas de explotación; derechos, deberes y responsabilidades del operador, relaciones de los asociados en la etapa de producción, y las formas, plazos y demás condiciones de las amortizaciones.*
- *Al término de un contrato de exploración y explotación por cualquier causa, el contratista debe entregar a CEPE, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que al momento estuvieren inactivos, y en buenas condiciones los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás bienes muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los objetivos del Contrato, según el Art.29 de la Ley. Esta obligación rige también para los contratos con fines de industrialización, refinación, comercialización y transporte de petróleo.*

- *Ingresos para el Estado: el Estado recibirá por lo menos primas de entrada, derechos superficarios, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación por concepto de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos. En los contratos de transporte, el Estado recibirá participación en las tarifas (Art. 44) La Ley regula la cuantía y forma en que deben pagarse por estos conceptos.*
- *Al entrar el período de explotación habrá la obligación de efectuar obras de compensación, según los planes del Gobierno, dispone erarte. 53.*

Así al Ecuador se lo catalogó de “nuevo rico” y tuvo apertura a créditos y préstamos que no habían podido acceder en el auge cacaotero o bananero, adicionalmente en los mercados internacionales se sufría una recesión, lo que trajo como consecuencia que los flujos financieros buscaran rentabilidad en países petroleros, por temas de “respaldos”. Así empezó el endeudamiento masivo en el país, incrementándose en aproximadamente 22 veces entre 1971 y 1981, así también el servicio de la deuda también se incrementó, para esto se tiene que para 1971 se comprometían 15 de cada 100 dólares y en 1981 se lo hacían 71 de cada 100 USD.

Entre los años de 1967 y comienzos de 1973, ya en la dictadura de Guillermo Rodríguez Lara se confirma el potencial petrolero de la Cuenca Oriente con el descubrimiento del campo Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca, con aproximadamente 4.000 millones de barriles; este hecho representa el periodo de mayor incorporación de reservas en la historia petrolera del Ecuador.

Con toda la corriente nacionalista en cuanto a los manejos de los recursos naturales, el 19 de Noviembre de 1973 Ecuador entra como miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a la par que se expone el Plan Integral de Transformación y Desarrollo para el periodo 1973-1977.

Para Abril del 1973, se expide el Decreto Supremo 316<sup>40</sup> se dictaron las “*Bases de los contratos de asociación para exploración de yacimientos hidrocarburíferos y explotación de petróleo*”, las cuales establecieron que: i) el objeto de los contratos firmados eran la exploración y explotación de petróleo crudo, en donde se realiza el mismo entre CEPE y el contratista como una *Asociación*, para lo cual debía constituirse un comité que administrara el contrato (conformado por dos representantes de CEPE, dos del contratista y un observador de las Fuerzas Armadas) ii) se debe acordar en el contrato la escala de participación de las partes en los resultados de producción (con esto se pagan también las inversiones y gastos realizados por el contratista) iii) las obligaciones del contratista son, el pagar las primas de entrada, los derechos superficarios, las regalías, las obras de compensación, las contribuciones para la educación, los derechos para la utilización de aguas y materiales, los impuestos y gravámenes.

También para 1973, al amparo de la Ley de Hidrocarburos, se pidió a las empresas privadas pusieran a orden del Gobierno las regalías en especie con lo que se procedió a rematarlas mediante una fórmula única, así en los concursos de ofertas el precio tenía que ser más alto que el fijado por el Gobierno. En uno de los concursos se pudo observar que este tipo de modalidad de contratación deja beneficios importantes para el Estado.

---

<sup>40</sup> Publicado en el Registro Oficial 281 de 6 de abril de 1973.

Así mismo para el cobro de impuestos el Estado establecía precio de referencia, con lo que se tenía seguridad y continuidad en los ingresos petroleros, adicional a esto el Ecuador se convierte en pionero al contemplar los costos presuntivos<sup>41</sup>.

El Banco Central del Ecuador se encargaba del cobro de los gravámenes de cada embarque de crudo lo que sumado con las buenas prácticas de recaudación de impuestos, generó al Estado un flujo corriente importante de ingresos mensuales.

En cuanto al Gas Natural, la Ley de Hidrocarburos expone que el recurso natural es de exclusivo uso del Estado, en donde solo un porcentaje del mismo puede ser utilizado por los contratistas en las mismas actividades de exploración, explotación y transporte, todo bajo la supervisión del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. De igual manera los contratistas estaban obligados a entregar a la Estatal Ecuatoriana CEPE el gas proveniente de los yacimientos sin ningún costo, que sean destinados para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole, de todas formas los costos de la adecuación de equipos y demás para el aprovechamiento del gas será cubierto por la misma CEPE.

En este marco la mayoría de contratos firmados fueron del tipo de asociación, con lo que el Estado no solo recibe ingresos por impuestos, sino que la empresa estatal CEPE recibe utilidades obtenidos de la diferencia entre el precio real de venta de crudo de participación y los costos más impuestos.

En términos de infraestructura la construcción, por parte de la empresa William Brothers, del sistema de Oleoducto Transecuatoriano, el cual tenía como función el transporte del crudo desde el Oriente hasta Balao (Esmeraldas). Por otro lado, en términos de indicadores, se evidenciaba un crecimiento sostenido de la Inversión Extranjera Directa (IED), la reducción de la reserva monetaria internacional y a la par de una clara expansión en términos de crecimiento económico, se sentía cada vez más los problemas del aparato fiscal.

En 1974 se construyen los terminales marítimo y terrestre de Esmeraldas, el Poliducto Esmeraldas-Quito y Refinería de Esmeraldas<sup>42</sup>(que llegará a producir: *Gasolina, Diesel, Gas Licuado de Petróleo (GLP), Jet Fuel, Fuel Oil No. 4 y No. 6, Asfaltos AP-3 y RC-2, además de Butano, Propano y Azufre*). Posteriormente se amplió el sistema de almacenamiento de hidrocarburos en Guayaquil y Quito, con lo que también se instalaron los terminales y envasadoras de Gas.

Para inicios de 1975 (Enero) CEPE suscribe un contrato de asociación con YPF de Argentina para los trabajos exploratorios en la Amazonía, más adelante por el mes de Mayo, después de un mes de pruebas, CEPE perfora el pozo Fanny del Bloque 18 y se convierte en la primera perforación exitosa de la Estatal Ecuatoriana, que una producción diaria de 2 mil barriles. Para Septiembre de 1975 CEPE asume la comercialización del Gas Licuado de Petróleo (GLP) que era procesado por las empresas Cautivo y Anglo.

En enero de 1976 la empresa Anglo revirtió al Estado todo el campo Ancón y en el mes de Junio pasa al Estado las áreas operadas por CEPECA, con lo que CEPE comenzó la explotación de los 803 pozos

---

<sup>41</sup> Es un método de cálculo que es aplicado por parte del fiscalizador, en donde, de no poseer información cierta o concreta del contribuyente para el cálculo de los pagos, se toma como referencia los resultados de otros contribuyentes que hayan realizado la misma actividad en el periodo.

<sup>42</sup> En 1974 se empezaría la construcción de la refinería de Esmeraldas a cargo de la empresa Japonesa SumitomoChiyoda con una inversión de USD 160 millones; dicha refinería empezaría sus actividades en el año de 1977.

ubicados en Santa Elena. En esta época también se comenzaron los estudios de exploración para utilizar el potencial de Gas Natural del Golfo de Guayaquil.

En el mismo 1976, la Transnacional Gulf incumple los términos del contrato que suscribieron con el Estado en 1973<sup>43</sup>, por lo que el Estado ecuatoriano decide adquirir la participación del 37,5% de Gluf dentro del Consorcio CEPE - TEXACO - GULF, con lo que CEPE se convierte en el socio mayoritario del Consorcio con el 62,5% de participación<sup>44</sup>, a pesar de esto la operación de los campos petroleros y del Oleoducto Transecuatoriano continuaron operados por la Texaco hasta 1989.

Como resultados se tiene que CEPE amplió su oferta de crudo para los mercados internacionales, gran parte gracias a la nueva participación en el consorcio CEPE – TEXACO, conjuntamente con la infraestructura establecida la Estatal Ecuatoriana posee la capacidad instalada en términos de transporte, almacenamiento y refinación, lo que permite al país ser autosuficiente en el consumo y abastecimiento de combustibles, bajo estos resultados y según algunos documentos propios de CEPE, 1976 fue el mejor año para la industria petrolera nacional.

Para Enero de 1977 CEPE ya controlaba el 100% de las operaciones de abastecimiento de combustibles para el mes de Marzo se inaugura la Refinería de Esmeraldas con una capacidad de producción inicial de 55.600 barriles diarios y en Junio del mismo año, entran en operación los terminales de almacenamiento de combustibles de Quito y Ambato; cabe señalar que el terminal de almacenamiento de combustibles y envasado de GLP "El Beaterio" fue abierto en el mes de Noviembre.

Para noviembre del próximo año (1978), se expidió el Decreto 2967, que incluyó la codificación de la Ley de Hidrocarburos, en donde se reformaron los contratos de *Prestación de Servicios* los cuales ya no serían para exploración y explotación, sino para ejecución de servicios específicos que necesite la Estatal CEPE contratar y se denominaría contratos de *Operaciones Hidrocarburíferas*<sup>45</sup> (Petroecuador, 2010, págs. 120 - 121).

Este nuevo tipo de contrato tendría como puntos relevantes los siguientes (Petroecuador, 2010, pág. 121):

- *Contempla el pago de inversiones en especie y pueden celebrar hasta dos contratos con CEPE.*
- *Los contratistas de operaciones hidrocarburíferas, están exentos de la obligación de devolver una parte de la superficie contratada, pudiendo retener al término del período exploratorio más del 40% de la superficie total, y si ésta fuera menor a 50 mil hectáreas hasta el 50%.*
- *Los hidrocarburos que reciban los contratistas no podrán ser utilizados para cubrir las necesidades del consumo interno, salvo que esto último no pueda ser satisfecho con crudo proveniente de otros contratistas o asociados que tuvieren esa obligación. De ser así, el contratista de operaciones hidrocarburíferas recibirá en dinero el volumen de crudo que le corresponda.*
- *Los contratistas de operaciones hidrocarburíferas, como operadores de CEPE, no estarán sujetos al pago de regalías, como tampoco a los gravámenes establecidos por la Ley,*

---

<sup>43</sup> Entre otras cosas, el no pago del correspondiente cargamento de petróleo de 1976, que se embarcó en el buque "Ruth", en este marco adicionalmente la Gulf demandó a CEPE ante una corte de los Ángeles.

<sup>44</sup> Con esto el consorcio se denominó CEPE - TEXACO

<sup>45</sup> Según la Ley es aquél en que el contratista tiene la obligación de realizar con sus propios recursos actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con lo cual recibirá como pago un volumen de hidrocarburos que le tendría que permitir la recuperación de las inversiones.

*debiendo pagar únicamente una asignación anual destinada a promover la investigación y el desarrollo científico y tecnológico, de acuerdo con la producción del área.*

En 1980 se inaugura el Poliducto Esmeraldas – Quito y entra en ejecución el Proyecto Pungarayacu, proyecto creado con el fin de definir el potencial petrolero, en donde se realizaron dos acciones básicas: i) el mapeo geológico de la zona (Sub-andino entre la cordillera de Guacamayo y Puerto Napo) y ii) la perforación de 26 pozos de cateo, lo que da como resultado una cuantificación de aproximadamente 7.000 millones de barriles en sitio, que fue después reajustada a 4.000 millones.

Es importante tener en cuenta que en mencionado periodo, se produjeron procesos inflacionarios, principalmente explicados por el incremento del gasto público, la balanza favorable y el incremento en la capacidad adquisitiva, con lo que se establece congelar los precios de los derivados como medidas compensatorias.

### **iii. Principales cifras, datos e indicadores del Periodo I: 1971 - 1980**

Bajo las gestiones antes descritas se observa algunas de las principales cifras económicas de la época y profundizamos en otras ya descritas en los párrafos anteriores. Así presentamos un cuadro resumen de algunos aspectos legales relevantes, los tipos de contratos establecidos en la época y la infraestructura petrolera adquirida, construida o planteada (Tabla 8).

**Tabla 8: Resumen del Marco Legal, Tipos de Contratos e Infraestructura para el Periodo I: 1971 – 1980**

<b>Periodo I</b>	<b>Marco Legal</b>	<b>Detalle</b>
1971 - 1980	Ley de Hidrocarburos	Promulgación y Entrada en Vigencia
	Ley Constitutiva de CEPE	Promulgación y Entrada en Vigencia
	Decisión 24 Pacto Andino	Afectación en la IED
	OPEP	Entra Ecuador como miembro OPEP
	Plan Integral de Transformación y Desarrollo	Periodo 1973-1977
	Decreto Supremo 430	Nuevos Contratos de Asociación
	<b>Contratos</b>	<b>Detalle</b>
	Concesión	Desde 1937
	Prestación de servicios	Pago de Regalías
	Asociación	Ej.: CEPE-YPF
	<b>Infraestructura</b>	<b>Detalle</b>
	Refinería Esmeraldas	Construcción y Operación (55 mil bls/día)
	Terminales Esmeraldas	Marítimo y Terrestre
	Poliducto Esmeraldas – Quito	
	Almacenamiento Combustibles	En Quito y Ambato
	Sistema Almacenamiento Gas	Ampliación en Guayaquil y Quito
	Terminales y Envasadoras de Gas	Entre otros el "Betario"

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Las principales empresas para esta primera década analizada en su mayoría son empresas extranjeras provenientes de países como Estados Unidos, Canadá, Inglaterra y Australia, pero con una fuerte

participación de la estatal CEPE en todos los consorcios; para mediados y finales de los 70's se da el ingreso de empresas nacionales y mixtas.

**Tabla 9: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación para el Periodo I: 1971 - 1980**

Periodo I	Ubicación	Pozos - Campos - Hectáreas Concesionadas	Empresa
1971 - 1980	Santa Elena	Ancon	Anglo EcuadorianOilfields
	Cuenca Oriental	Auca 1, Yuca 1 y Coca 1	Texaco Petroleum Co.
	Cuenca Oriental	Pucuna 1	Texaco Petroleum Co.
	Cuenca Oriental	Cuyabeno 1, Cononaco 1 y Toro 1	Texaco Petroleum Co.
	Cuenca Oriental	Culebra 1	Texaco Petroleum Co.
	Cuenca Oriental	Primavera	Consortio WorldVentures
	Cuenca Oriental	Yuturi 1	Consortio WorldVentures
	Cuenca Oriental	Pañacocha 1 y Tangay 1	Grace Oil&Minerals
	Cuenca Oriental	San Roque 1	SunOil Co.
	Cuenca Oriental	Lilian 1	Cepco City
	Cuenca Oriental	Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca	Shell
	Cuenca Oriental	Concesión 300 mil ha	Anglo Oriente
	Cuenca Oriental	Fanny 1 - Bloque 18	CEPE
	Cuenca Oriental	Tarapoa 1, Mariann 1, Joan 1 y Vinita 1	City Investing - Southern Union P.
	Cuenca Oriental	Caja 1, Ochenta 1, Camino 1 y Pusino 1	Corporación Petrolera OKC
	Cuenca Oriental	Curaray X-I, Entre Ríos X-I y Balata X-I	Yacimientos Petrolíferos (YPF)
	Cuenca Oriental	Libertador	CEPE
	Cuenca Oriental	Tivacuno 1	Repsol - YPF
	Cuenca Oriental	Tiputini Minas 1	Consortio WorldVentures
	Cuenca Oriental	Pompeya 1	Minas y Petróleos del Ecuador S.A.
Cuenca Oriental	Oglán A-I, Tiguino 1, Nashino 1	Anglo EcuadorianOilfields	

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Como se observa en la tabla anterior, la principal zona licitada, tanto para exploración como explotación, es la región Amazónica y de manera más puntual en la Cuenca Oriental de la misma, que representa aproximadamente el 46% de toda la Amazonía.

El crecimiento de la economía presentado en este periodo, muestra una tasa de 6,96% promedio anual, siendo el crecimiento interanual de 1971 de 6,29% y para 1980 de 3,71%. En términos de monto el PIB real alcanzó un promedio anual de USD 19.969 millones, mostrando para 1971 un PIB de USD 13.032 millones y para 1980 de USD 23.884 millones.

En este primer periodo analizado, las exportaciones acumuladas fueron de USD 11.814 millones aproximadamente de los cuales el 51,77% fueron exportaciones petroleras las que a su vez presentaron un crecimiento promedio de 5,7 veces al año (570% anual), mientras que las exportaciones no petroleras lo hicieron en un 22% acumulando USD 3.600 millones.

**Tabla 10: Principales cifras e indicadores para el Periodo I: 1971 – 1980**

Periodo I: 1971 - 1980	Unidad	Acumulado Periodo	Participación Sector Petróleo	Crecimiento Promedio Anual
Exportaciones Totales	Millones USD	11.814,33	51,77%	34,07%
Exportaciones Petroleras	Millones USD	6.116,81	-	570,55%
Ingresos Gobierno Central	Millones USD	11.111,81	33,29%	33,53%
Ingresos Petroleros	Millones USD	3.699,28	-	82,65%
Importaciones Totales	Millones USD	11.324,52	1,27%	28,26%
Importaciones Derivados	Millones USD	144,05	-	12,71%
Balanza Comercial	Millones USD	1.936,53	-	-

Periodo I: 1971 - 1980	Unidad	Promedio Periodo	Crecimiento Promedio Anual
Tamaño del Estado	Gasto/PIB	0,06	20,04%
Apertura Comercial	(X + M)/PIB	0,11	21,38%

Periodo I: 1971 - 1980	Promedio	1971	1980
PIB Real	18.969	13.032	23.884
Crecimiento	6,96%	6,29%	3,71%

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Adicionalmente se tiene que, del total de importaciones el 1,25% fueron de derivados, lo que guarda coherencia con el autoabastecimiento presentado en los primeros años de la década de los 70`s, cuyo crecimiento promedio anual fue del 12,71%.

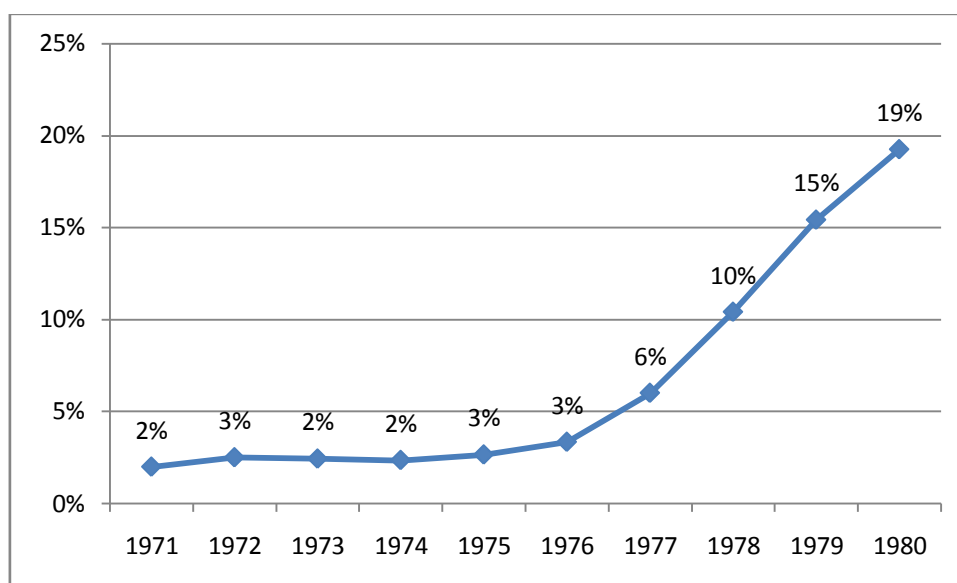
En términos del índice de apertura comercial, observamos que este es de 0,11 (11%) con una tasa de crecimiento promedio anual del 21,38%, recordando que las exportaciones totales crecieron en 34% anual y las importaciones totales lo hicieron en 28% aproximadamente; como consecuencia se muestra una balanza comercial positiva acumulada de USD 1.936 millones.

Adicionalmente el 33,29% de los ingresos del gobierno central provinieron del sector petrolero para el total del periodo, en donde el tamaño del Estado presentaba un índice de 0,06 (6%), pero con un crecimiento anual del 20%, esto debido a las políticas nacionales de carácter proteccionista que buscaron generar crecimiento endógeno en la economía.

Para 1971 la Deuda total Nacional era de USD 260 millones de los cuales el 95% pertenecían a Deuda Pública y el restante a Deuda Privada; la mencionada deuda tuvo importancia significativa en la toma de decisiones del Gobierno Central y tuvo cierto grado de influencia por parte del sector petrolero, por este motivo analizamos su evolución así como también la del indicador Deuda/PIB, que hasta 1976 se mantenía a niveles del 3%, pero que su crecimiento anual se encontraba alrededor del 20%, así para 1977 la Deuda Total ascendía a USD 1.263 millones (93% pública y 7% privada), es decir 3,8 veces más que la de 1971 (Véase gráfico 34).

Finalizando el periodo analizado (1971 – 1980) el indicador Deuda/PIB llega al 19% con USD4.601 millones y una tasa de crecimiento promedio anual, para todo el periodo, del 37%.

**Gráfico34: Evolución del Indicador Deuda Total /PIB (Periodo I: 1971 – 1980)**



Fuente: BCE

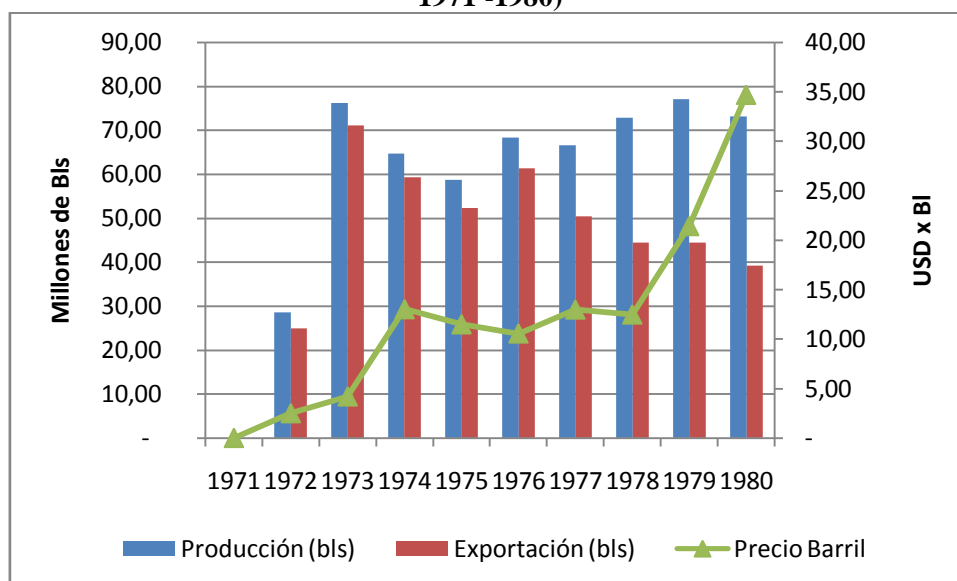
Elaboración: Rodrigo Humbol

Cabe señalar que para el final del periodo (1980) la deuda pública representaba un 77% del total y la privada un 23%, esta última pasando de USD 12,8 millones en 1971 a USD 1.071 millones en 1980.

Esta creciente evolución de la deuda para este periodo, puede responder claramente a la gran liquidez en los mercados internacionales, además de que el Ecuador vendría a ser el nuevo país petrolero cuyos respaldos en crudo lo hacían un atractivo sujeto de crédito, aún más con los países desarrollados atravesando por un crisis, así el país obtuvo créditos de manera acelerada, tanto para el sector privado como para el público.

Por otro lado, la productividad nacional de hidrocarburos desde 1971 a 1977 fue de predominio estatal ya que no se registraron producción de barriles de propiedad de empresas privadas, así hasta 1977 el 100% de la producción de crudo fue de carácter estatal. Esta producción comenzó con 28,5 mil barriles diarios (para el total de producción Nacional) la cual creció a un promedio anual del 20,78% llegando a 1980 a producir 73,15 mil barriles diarios, en donde el 2% correspondería a empresas privadas y el restante 98% a las públicas (Véase gráfico 35).

**Gráfico35: Empresas Públicas, Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo I: 1971 -1980)**



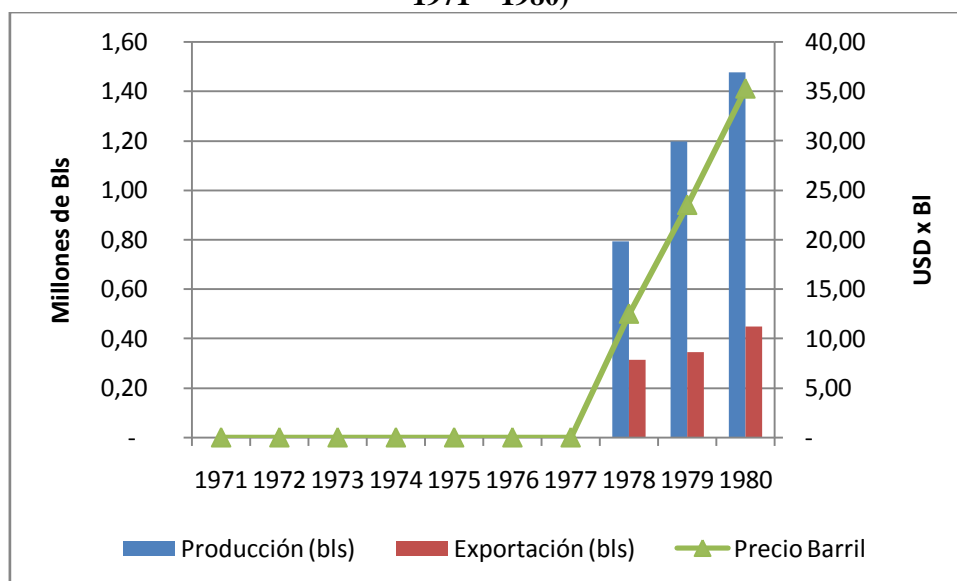
Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Se debe que tener en cuenta que a partir de 1978 se registran datos de producción de barriles por parte de empresas privadas como tal, las cuales empezaron en este año con una participación del 1% en el total nacional con 790 barriles de producción diaria y para finalizado el periodo, en 1980 produjeron 1,48 mil barriles diarios con lo que obtuvieron una participación del 2%.

Se tiene que señalar, que si bien la producción por parte de las empresas privadas es mínima, estas desde su incorporación en 1978 presentan una tasa de crecimiento superior a la de las empresas públicas, así en dos años su producción diaria se incrementó en un 86% (Véase gráfico 36).

**Gráfico36: Empresas Privadas: Producción, Exportaciones y Precio de Exportación (Periodo I: 1971 - 1980)**



Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

## Gestión petrolera del periodo 1981 – 1990

### i. Periodos presidenciales entre 1981 - 1990

Para el segundo periodo de análisis se observa que después de la muerte del Presidente Roldós, el entonces Vicepresidente Osvaldo Hurtado toma el mandato el mismo 24 de Mayo de 1981. La oposición, en ese entonces conformada en el Frente de Reconstrucción Nacional, de corte ideológico liberal, ganan las elecciones con su candidato León Febres Cordero, frente al candidato de opuesta posición ideológica Rodrigo Borja del partido Izquierda Democrática (ID), con lo que Febres Cordero asume la presidencia el 10 de Agosto de 1984.

Con una derrota en la elección parlamentaria de 1986, el gobierno de León Febres Cordero culminaba su periodo presidencial en 1988, en donde las elecciones se disputaban entre la Izquierda Democrática (ID) y el Partido Roldosista Ecuatoriano (PRE), cuyos representantes eran Rodrigo Borja (ID) y Abdalá Bucaram (PRE) respectivamente. Así el 10 de Agosto de 1988 Rodrigo Borja asume la presidencia.

**Tabla 11: Presidentes Ecuador entre 1981 - 1990**

Periodo II	Presidentes	Inicio Presidencia	Final Presidencia
II: 1981 - 1990	Jaime Roldós	10-Ago-79	24-May-81
	Osvaldo Hurtado	24-May-81	10-Ago-84
	León Febres Cordero	10-Ago-84	10-Ago-88
	Rodrigo Borja	10-Ago-88	10-Ago-92

Fuente: Varias

Elaboración: Rodrigo Humbol

### ii. Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo II: 1981 - 1990

Para el 13 de Agosto de 1982, se expide la Ley 101, en la cual se establecen los nuevos tipos de contratos de *Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos*, los cuales entrarían a reemplazar a los mencionados en el periodo anterior (1971 – 1980), los contratos de *Operaciones Hidrocarburíferas*.

Así con la Ley 101 se reforma la Ley de Hidrocarburos y establece en su artículo 1 lo siguiente:

*“El Art. 2 dirá: “El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior, en forma directa a través de CEPE, la que podrá hacerlo por sí misma o celebrando contratos de asociación o de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o constituyendo compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia, legalmente establecidas en el País” [...] “Las obras o servicios específicos que CEPE tenga que realizar podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales”.* (Petroecuador, 2010, pág. 121)

Así también la ley establece que la estatal CEPE al explotar los yacimientos de manera independiente o realizando contratos por *prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos*, debe realizar la deducción de los costos y gastos de producción, transporte y comercialización, previo a la distribución de los ingresos<sup>46</sup>. Realizando esta operación, los ingresos netos generados, el Presidente de la República tendrá que destinar un porcentaje<sup>47</sup> de estos recursos a la conformación de un fondo permanente de inversión, que tendrá como fin la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos y será administrado por CEPE con supervisión de la Contraloría General del Estado.

Resumen de las principales características de los contratos de Prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (Petroecuador, 2010, págs. 122 - 124):

- Según el art. 4 son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos aquellos en que los contratistas se obligan a **realizar con sus propios recursos** los servicios de exploración y explotación hidrocarburíferos invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para este cumplimiento.
- CEPE se obliga a **deducir los costos** de producción, transporte y comercialización, antes de cualquier distribución de sus ingresos, previa presentación de sus balances y estados financieros actualizados ante la Contraloría General del Estado.
- De estos ingresos, el Presidente de la República destina los **recursos necesarios** a fin de formar un fondo de inversión para la búsqueda de nuevas reservas.
- Solo en caso de hallar hidrocarburos comercialmente explotables tendrá derecho el contratista al reembolso de sus inversiones, costos, gastos y pagos por sus servicios. Aquí radica el **riesgo minero**<sup>48</sup>.
- Estos reembolsos y pagos deben hacerse **en dinero, en especie o en forma mixta**.
- **Los contratistas no están sujetos a la devolución de una parte del área contratada**<sup>49</sup>: 60% de la superficie total contratada, al término del periodo exploratorio; y hasta el 50% si la superficie contratada fuera de 50 mil hectáreas o menos. El Decreto Ejecutivo 1491, publicado en el Registro Oficial 427 de 7 de febrero de 1983, que reglamentó la Ley 101, dispone en su artículo 18 que dada la naturaleza de este tipo de contratos, que no otorga derechos reales al contratista, no habrá lugar a la retención parcial de la superficie del bloque contratada, finalizado el período de exploración.
- El contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos **no está sujeto al pago de regalías** y es CEPE, como propietaria de la producción, la que entrega el porcentaje equivalente a las regalías, en favor del Presupuesto General del Estado.
- Exonera a los contratistas el pago de primas de entrada, derechos superficiales y aportes en obras de compensación, a explotación, una contribución no reembolsable equivalente al 1% del monto del pago por los servicios previos algunas deducciones legales.
- **Las exoneraciones son detalladas y específicas**<sup>50</sup>.
- Los contratistas se obligan a construir los ductos secundarios que fueren necesarios para transportar los hidrocarburos hasta un ducto principal, debiendo **reembolsarse los valores correspondientes junto con las otras inversiones que realice el contratista**.

---

<sup>46</sup> Esto presentando de manera previa los balances y estados financieros a la Contraloría General del Estado.

<sup>47</sup> En la ley establece que el Presidente destinará los recursos “necesarios” para el fondo mencionado.

<sup>48</sup> Es decir el derecho que tiene el contratista a ser retribuido únicamente si encuentra hidrocarburos; caso contrario nada le debe CEPE por ningún concepto.

<sup>49</sup> Este rasgo es similar al que regía en los contratos de operación hidrocarburífera

<sup>50</sup> A diferencia del contrato de operaciones hidrocarburíferas en que había una exención general de impuestos, en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación hidrocarburífera,

- *De la producción restante en estos contratos, el Estado asigna como única participación, previa deducción de los costos de producción, transporte y comercialización, para la defensa nacional, el 12.5% de la producción total fiscalizada de los yacimientos hidrocarbúricos.*

Por este motivo, los historiadores establecen que hasta este año (1982) llega el nacionalismo como tal en la actividad petrolera, ya que la reformatoria de la ley atrae la Inversión Extranjera nuevamente al país y con ello el apareamiento de compañías de economía mixta que contaban con estímulos inclusive fiscales en términos de impuestos<sup>51</sup>, esto generó que se evidencie el decreciendo de las ganancias del Estado en términos nominales.

Así que, a partir de la reformatoria antes descrita, para el periodo de 1982 a 1994, se concesionaron 1,7 millones de hectáreas y dieron como resultado, hasta 1984, la perforación de los campos Amazonas, Marañón, Huito y Balsaura, con un total de reservas de crudo de petróleo en sitio de 300 millones barriles y reservas por 40 millones de barriles.

Ya en 1983, CEPE empieza las operaciones en los campos del área denominada “Libertador”, que fue descubierta por la misma estatal años atrás; para Noviembre se revierten al Estado 18.390 hectáreas del consorcio CEPE-Texaco, que a su vez continuó operando en 442.965 ha hasta 1989. Todo esto dejó como resultado para 1983 una ganancia de S./ 29.000 millones de Suces (USD 644 millones)<sup>52</sup>. Para 1984 se tenían ingresos por S./ 43.000 millones (USD 677 millones), lo que significó un 48% de crecimiento con respecto al presentado en 1983 (S./ 29.000 millones). El predominio estatal duraría hasta 1985, a pesar de que en 1982 se da la apertura nuevamente al capital extranjero, ya que para 1986 Occidental perfora su primer pozo.

Para 1985, se realiza la ampliación de la capacidad de procesamiento de la Refinería de Esmeraldas a 90.000 barriles/día, a cargo del consorcio Japonés SumitomoChiyoda, con una inversión de aproximadamente USD 114 millones.

Este año, en la presidencia de León Febres Cordero, se da total apertura para la inversión privada dentro del país, con lo que se dieron las primeras seis “Rondas Petroleras”, dando como resultado el contrato con aproximadamente 15 empresas extranjeras, en donde se trabajó en 17 bloques, ubicados principalmente en la región Amazónica, en la Cuenca Oriental, salvo algunos en Manabí y en las costas de Santa Elena. Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación para el Periodo I: 1971 - 1980

Para 1986 se comienzan entonces a concretar las operaciones de los campos dentro de la región Amazónica, con lo que se modifican las leyes de protección de áreas protegidas, que permitía la explotación petrolera modificando incluso los límites de los parques nacionales para el logro de este objetivo.

En el discurso político, el Estado sostiene una nueva concepción de la explotación petrolera, declarando que los avances tecnológicos, la incorporada responsabilidad social corporativa y los vínculos Privado-Público ayudarán a una mejor explotación de los campos en la Amazonía.

En marzo de 1987, se rompe el Oleoducto Transecuatoriano por el terremoto de aquella época, lo que trajo como consecuencia la paralización, durante tres meses, de las actividades hidrocarbúricas en el Ecuador, en este mismo año pero meses más tarde (Julio) se inaugura la Refinería Amazonas en el Complejo Shushufindi, con una capacidad de procesamiento de 10.000 barriles diarios de crudo.

<sup>51</sup> El Impuesto a la Renta se disminuyó al 44,4%, para luego pasar a un 25% y por último en 2003 llegó al 15%.

<sup>52</sup> Al tipo de cambio de la época 45,01 Suces por Dólar.

Para esta década, se construye la Planta de Gas Shushufindi, con una capacidad de producción de 25 millones de pies cúbicos, la cual vendría a ser parte del Complejo Industrial Shushufindi que lo integra conjuntamente con la Refinería Amazonas (entrega gasolina extra, diesel 1 y 2, jet fuel, residuos).

En 1988 CEPE realiza, el que sería su último descubrimiento, antes de la creación de Petroecuador, este último sería en el campo Cantagallo, con una reserva de crudo de 34 millones de barriles, al cual se lo nombró como el campo Victor Hugo Ruales.

En Septiembre de 1989, en el mandato de Rodrigo Borja, mediante Ley Especial N°45 se constituye la empresa estatal PETROECUADOR, en reemplazo de CEPE, bajo la modalidad de HOLDING el cual se encuentra constituido por filiales de carácter permanente y transitorio, en donde se considera:

- Permanente:
  - Petroproducción (Exploración y Producción)
  - Petroindustrial
  - Petrocomercial
- Transitorio:
  - Petroamazonas (Operadora consorcio CEPE-TEXACO)
  - Transecuatoriana de Petróleos
  - Petropenínsula

Así Petroecuador se constituye con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, y cuyo punto relevante es la entrega al fisco del 90% de sus utilidades y la reinversión del restante 10%.

A la creación de la nueva empresa estatal Petroecuador, esta mantenía una superficie prospectiva de 1,5 millones de hectáreas, mientras que por otro lado 27 empresas internacionales realizaban operaciones en aproximadamente 3,6 millones de hectáreas, con contratos bajo la denominación de Prestación de Servicios.

De estas empresas, una de las más importantes fue la Texaco, que hasta 1990 extrajo el 88% del total de la producción nacional de petróleo y además de operar el oleoducto más importante, realizó 399 perforaciones en pozos con lo que construyó aproximadamente 22 estaciones para este fin.

### **iii. Principales cifras, datos e indicadores para el Periodo II: 1981 – 1990**

Al igual que para el periodo anterior, presentamos en la siguiente tabla (Tabla 12) un resumen de las principales leyes emitidas y aprobadas, así como también los diferentes contratos establecidos y vigentes, además de los principales activos e infraestructura construidos o propuestos para este periodo de análisis (Periodo II: 1981 – 1990)

**Tabla 12: Resumen del Marco Legal de Contratos e Infraestructura para el Periodo II: 1981 - 1990**

Periodo II	Marco Legal	Detalle
1981 - 1990	Ley de Hidrocarburos	Reforma (Ley 103)
	Ley 101	Contrato de Prestación de Servicios
	Decreto Ejecutivo 1775	Registro Oficial 512
	Ley 08	Registro Oficial 306
	Decreto Ley 24	Registro Oficial 446
	Fondo de Emergencias Nacionales	Ley Especial - Registro Oficial 509
	Ley de Áreas Protegidas	Modificación
	Ley Especial N° 45	Crea Petroecuador (1989)
	Contratos	Detalle
	Prestación de Servicios para Exploración y Explotación	Ley 101
	Compañías de Economía Mixta	
	Demás	
	Infraestructura	Detalle
	Planta Gas Natural Shushufindi	Parte complejo industrial Shushufindi
	Refinería Esmeraldas	Ampliación 90 mil bls/día
	Refinería 1	Complejo Shushufindi
	Oleoducto Transecuatoriano	Cedido por Texaco a Petroamazonas
	Refinería propiedad de Anglo	Traspasada a Petroindustrial
	Refinería Repetrol	Traspasada a Petroindustrial

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Para este periodo, el país cuenta con la mayoría de su capacidad instalada en la industria del petróleo, así como las importantes implementaciones de los oleoductos propuestos por la empresa privada y que más adelante pasarán a ser manejadas por el Estado; es relevante esto ya que se intensifica la tecnología y la eficiencia en términos de infraestructura para el transporte de crudo, así como también para la capacidad de refinación.

**Tabla 13: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación en el Periodo II: 1981 - 1990**

Periodo II	Ubicación	Pozos - Campos - Hectáreas Concesionadas	Empresa
1981 - 1990	Cuenca Oriental	Secoya, Shushuqui, Shuara	CEPE
	Cuenca Oriental	Sacha Profundo 1, Pungarayacu	CEPE
	Cuenca Oriental	Catangallo	CEPE
	Cuenca Oriental	Libertador	CEPE
	Cuenca Oriental	Guarumo 1, Pichincha 1, Simón Bolívar	CEPE
	Orellana	Bloque 15	Occidental Exploration&Production
	Cuenca Oriental	Shionayacu	CEPE
	Pastaza	Bloque 8	Esso-Hispanoil
	Santa Elena	Bloque 1 y Bloque 2	Belco

Manabí	Bloque 6	Texaco-Pecten
Napo	Bloque 7	British Petroleum
Napo	Bloque 16	Conoco-Nomeco-Diamond & SharmrokOpic
Cuenca Oriental	Paraíso y Frontera	CEPE
Orellana	Bloque 14	ElfAquitaine, Braspero y YPF
Orellana	Bloque 17	Petrobrás, ElfAquitaine y Britoli
Amazonía	Bloque 12	Teneco-Diamond-Yukon-Maersk
Región Oriental	Bloque 9	Petrocanada
Amazonía	Bloque 10	Arco
Amazonía	Bloque 13	Unocal
Amazonía	Bloque 18	Mobil
Amazonía	Bloque 22	Cons-Conoco
Amazonía	Bloque 19	Arco-Mobil

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Como se puede observar en la tabla anterior, CEPE tiene una participación importante en los nuevos descubrimientos y zonas de explotación, cabe señalar que algunos de los bloques y campos petroleros no fueron siempre productivos en primera instancia y algunos inclusive no tuvieron productividad, a los que se los suele catalogar como “secos”.

El crecimiento de la economía para el presente periodo mostró una tasa de variación promedio anual del 2,62%, siendo para 1981 de 5,61% con respecto a 1980, y para 1990 de 3,68% con respecto a 1989. En términos de montos el PIB real mostró un promedio para el periodo de USD 27.472 millones, siendo el de 1981 de USD 25.224 millones y para 1990 de USD 30.874 millones.

**Tabla 14: Principales cifras e indicadores para el Periodo II: 1981 - 1990**

Periodo II: 1981 – 1990	Unidad	Acumulado Periodo	Participación Sector Petróleo	Crecimiento Promedio Anual
Exportaciones Totales	Millones USD	23.916,15	53,27%	1,78%
Exportaciones Petroleras	Millones USD	12.739,36	-	2,65%
Ingresos Gobierno Central	Millones USD	20.684,18	39,47%	4,35%
Ingresos Petroleros	Millones USD	8.163,70	-	10,32%
Importaciones Totales	Millones USD	18.583,78	4,97%	-0,80%
Importaciones Derivados	Millones USD	923,87	-	90,27%
Balanza Comercial	Millones USD	7.781,14	-	-

Periodo II: 1981 - 1990	Unidad	Promedio Periodo	Crecimiento Promedio Anual
Tamaño del Estado	Gasto/PIB	0,08	-0,35%
Apertura Comercial	(X + M)/PIB	0,16	-2,39%

Periodo II: 1981 - 1990	Promedio	1981	1990
PIB Real	27.472	25.224	30.874
Crecimiento Anual	2,62%	5,61%	3,68%

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Para el segundo periodo de análisis, las exportaciones acumuladas alcanzaron los USD 23.916, siendo el 53,27% exportaciones de crudo, lo que significaría un incremento con respecto al periodo anterior del 102% en las exportaciones totales y del 108% en las petroleras, es decir que tanto las exportaciones totales como las petroleras duplicaron su monto nominal de un periodo al otro. La variación en cuanto a participación del sector petrolero en el total de las exportaciones fue de un 3%.

Cabe señalar en este punto que, para el primer periodo las exportaciones totales mostraban una tasa de crecimiento promedio anual del 34% y las petroleras un significativo 571%, cifras que cambiaron de manera relevante para este segundo periodo (1981-1990) en donde las exportaciones totales mostraron un crecimiento anual promedio del 1,78%, es decir desaceleraron su crecimiento en más de un 94%, así mismo las exportaciones petroleras mostraron una desaceleración del 99,5% ya que pasaron de 571% a 2,65%.

Por otro lado las importaciones totales crecieron de un periodo al otro en aproximadamente 64%, mientras que la importación de derivados tuvo un crecimiento inter-periodos del 541%, pasando de representar el 1,27% al 4,97% (crecimiento 291%). Así las importaciones de derivados pasaron de tener un crecimiento anual 13% aproximadamente a uno del 90,2% (crecimiento del 610% en su aceleración).

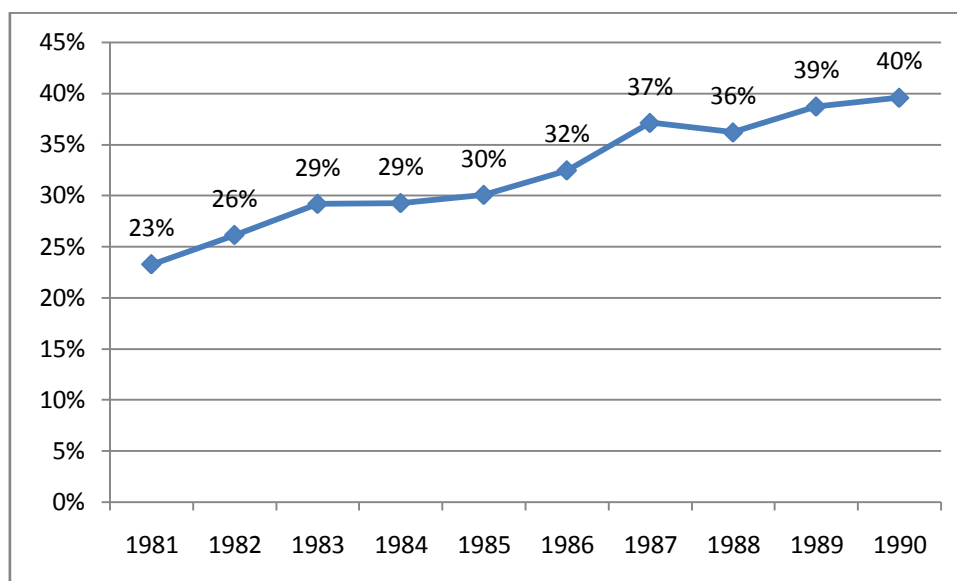
En términos de Balanza Comercial, esta presentó superávit acumulado para todo el periodo II (1981-1990) de USD 7.781 millones, 302% más que el presentado en el primer periodo (1971 -1980).

En cuanto a los indicadores, el segundo periodo muestra un tamaño del Estado incrementado en un 35%, pero con una tasa de variación promedio anual negativa, lo que indica que, si bien se incrementó el tamaño del Estado, su nivel de crecimiento es 102% menor, ya que paso de crecer a un ritmo del 20% anual a decrecer en un 0,35% anual para el segundo periodo.

La apertura comercial por su parte, expone un crecimiento del 38%, pero al igual que en el indicador de Tamaño del Estado, su nivel de crecimiento anual pasa de 21,38% anual a decrecer en promedio 2,39%, lo que significa una desaceleración del 111%.

Por otra parte, revisando la evolución de la deuda, para 1981 la misma alcanzó un valor de USD 5.868 millones de los cuales el 75% era deuda pública y el restante 25% privada. Para este periodo la deuda tuvo una tasa de crecimiento promedio anual del 10%, finalizando el periodo con un monto de USD 12.222 millones, es decir, 108% mayor al presentado en 1981 e incrementándose en estos diez años en USD 6.353 millones.

**Gráfico37: Evolución del Indicador Deuda Total / PIB (Periodo II: 1981 – 1990)**



Fuente: BCE

Elaboración: Rodrigo Humbol

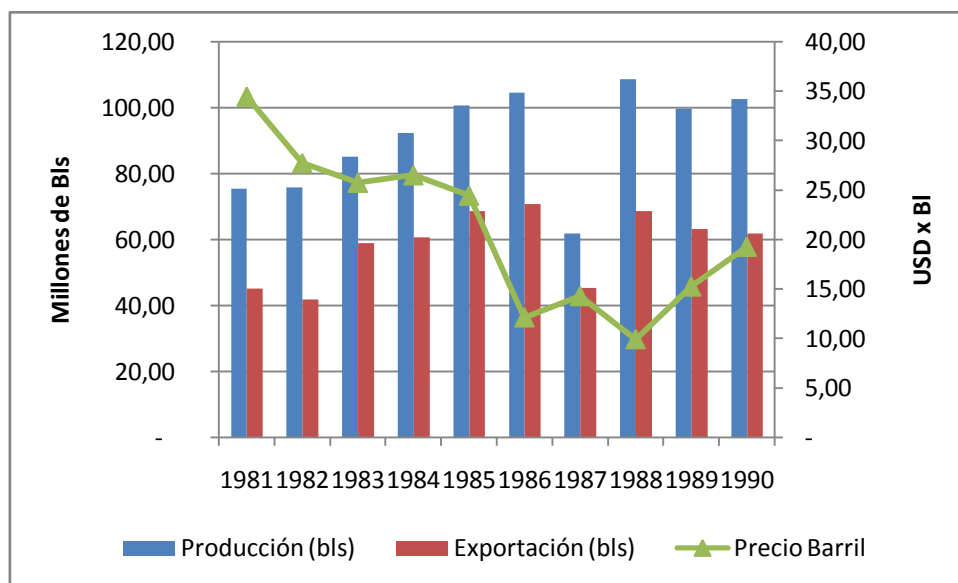
Así el indicador Deuda/PIB tuvo un promedio del 32%, presentando un crecimiento anual (1981 – 1990) del 8%, con lo que finalizó 1990 con una deuda nacional que representaba el 40% del PIB y si la comparamos con la de 1971 se observa que la misma se ha incrementado en aproximadamente USD 11.961 millones, lo que representa un incremento promedio anual de USD 629 millones.

En cuanto a la producción de crudo, en el periodo anterior revisamos que para los primeros años de los 70`s la empresa privada tenía participación casi nula en la producción nacional y para este periodo estas relaciones se mantienen constantes, así el sector privado mantuvo un 2% de participación en la producción nacional desde 1981 hasta 1990. El crecimiento en la producción de las empresas privadas para estos diez años fue en promedio anual del 5,92%, mientras que las empresas públicas presentaron una tasa de crecimiento anual del 6,64%.

Para el presente periodo, en 1990 las empresas públicas tuvieron una productividad de 102,43 mil barriles diarios y las empresas privadas una producción de 1,87 mil barriles diarios. Con estas cifras se puede decir que, la producción de crudo del país se incrementó del periodo I al periodo II en aproximadamente 39%, ya que para 1971 a 1980 la media de producción fue de 65,1 mil barriles al día, siendo el año 1979 el de mayor producción con 76,99 mil barriles diarios, y la media de 1981 a 1990 fue de 90,5 mil barriles diarios, siendo el año de mayor producción 1988 con 108,48 mil barriles diarios.

En cuanto a los precios del petróleo, en 1981 se encontraba en alrededor de USD 34,48, finalizando el periodo con un precio de USD 19,27 en 1990, para este periodo el precio más bajo presentado sería el de 1988 con USD 9,91 por barril y el más alto el presentado en 1981.

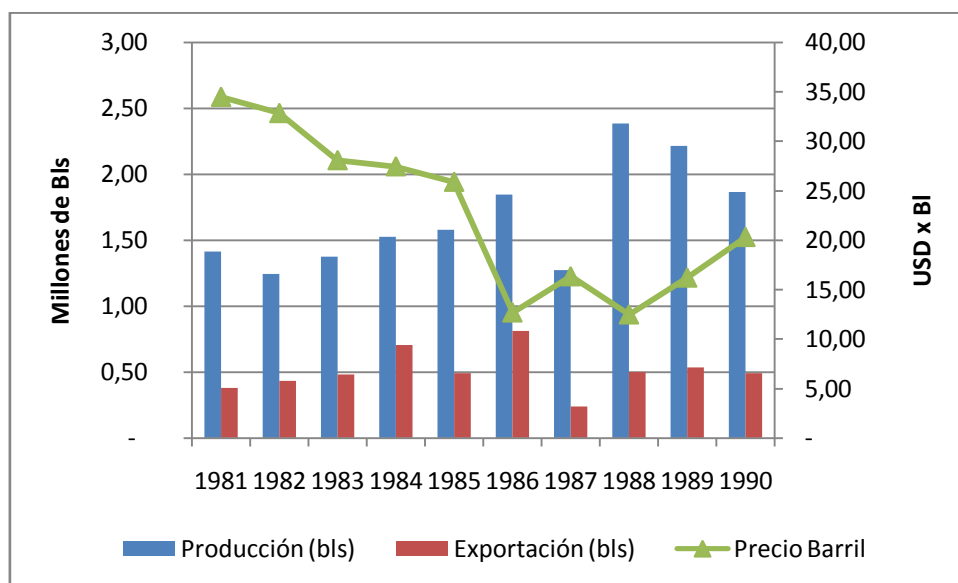
**Gráfico38: Empresas Públicas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo II: 1981 – 1990)**



Fuente: BCE

Elaboración: Rodrigo Humbol

**Gráfico39: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo II: 1981 – 1990)**



Fuente: BCE

Elaboración: Rodrigo Humbol

## Gestión petrolera del periodo 1991 – 2000

### i. Periodos presidenciales entre 1991 – 2000

Para el tercer periodo analizado (1991 – 2000) el electo Presidente Rodrigo Borja continuaba en el poder, cuyo periodo presidencial culminaría el 10 de Agosto de 1992, en donde para estas elecciones, según (Ayala Mora, 2008) la derecha se encontraba dividida, pero con Sixto Durán Ballén como su candidato más claro, candidato que no pudo llegar a la presidencia en las elecciones de 1978, pero que para 1992 triunfó sobre Jaime Nebot Saadi del Partido Social Cristiano (PSC).

Al término de la presidencia de Durán Ballén, los candidatos Abdalá Bucaram del PRE (que había perdido en 1986) y Jaime Nebot Saadi del PSC (que había perdido en 1992) disputaron las elecciones presidenciales, en donde el candidato del PRE ganó y fue posesionado el 10 de Agosto de 1996, presidencia que duraría hasta su destitución por parte del Congreso el 07 de Febrero de 1997.

Con la destitución de Abdalá Bucaram, la Vicepresidenta Rosalía Arteaga sumió el poder en donde duraría unos cuantos días, ya que para el 11 de Febrero de 1997 cedió al Presidente del poder legislativo, Fabián Alarcón Rivera el mandato, el cual estuvo hasta las nuevas elecciones celebradas en 1998.

Cabe señalar que para 1998 se celebró una Asamblea Nacional Constituyente y posteriormente se hicieron efectivas las elecciones presidenciales, en donde el candidato Jamil Mahuad Witt del partido político Democracia Popular (DP) fue elegido Presidente y se posesionó el 10 de Agosto de ese año.

Un año más tarde, en 1999 colapsó todo el sistema financiero con lo que se decretó un “feriado bancario”, más adelante, para el 09 de Enero del 2000 el Presidente Mahuad adoptó el dólar estadounidense como única moneda de circulación nacional. En el marco de la crisis económica, el 21 de Enero del 2000 fue derrocado<sup>53</sup> el Presidente Mahuad con lo que el Vicepresidente Gustavo Noboa asume el poder el 22 de Enero del 2000.

**Tabla 15: Presidentes Ecuador entre 1991 - 2000**

<b>Periodo</b>	<b>Presidentes</b>	<b>Inicio Presidencia</b>	<b>Final Presidencia</b>
III: 1991 - 2000	Rodrigo Borja	10-Ago-88	10-Ago-92
	Sixto Durán Ballén	10-Ago-92	10-Ago-96
	Abdalá Bucaram	10-Ago-96	07-Feb-97
	Fabián Alarcón	11-Feb-97	10-Ago-98
	Jamil Mahuad	10-Ago-98	21-Ene-00
	Gustavo Noboa	22-Ene-00	15-Ene-03

Fuente: Varias

Elaboración: Rodrigo Humbol

<sup>53</sup> Uno de los líderes más representativos del derrocamiento de Mahuad fue el Coronel Lucio Gutiérrez, que para el 2003 asumió el poder como Presidente de la República del Ecuador.

## ii. Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo III: 1991 – 2000

Para 1991 Petroecuador a través de su filial Petroamazonas ya había tomado el control de las operaciones realizadas por Texaco (Ver Periodo 1981-1990), con lo que más tarde Petroproducción, como empresa filial permanente, se hizo cargo definitivo de estas instalaciones.

En los inicios de los 90's se genera una mejora en las redes viales, inversión pública en electricidad y telecomunicaciones, así como el crecimiento de áreas urbanas como Quito, Guayaquil, Cuenca, Ambato y Manta, en donde los historiados coinciden que esto generó la expansión de la clase media nacional.

A pesar de los incentivos tributarios en la inversión industrial, esta no se vio fortalecida con la crecida de los demás sectores extractivistas, de igual manera el sector agrícola no vio incrementos de productividad ni inversión significativa. A la par las importaciones de bienes de consumo se incrementaban así como las importaciones de derivados de petróleo.

En términos de contratos, el que se había suscrito años atrás, con el Consorcio Texaco-Gulf era el más conveniente, ya que el mismo pagaba 87% de Impuesto a la Renta, mientras que los contratos realizados en este periodo, entregaban un 44% y algunos hasta de un 15%.

La fiscalización de los contratos eran realizados por políticos que financiaban sus campañas electorales con fondos de compañías privadas, por lo que se pudieron haber dado situaciones de conflictos de intereses, ya que además de rebajar el impuesto a la renta de los contratos, las sumas de gastos se inflaban al punto de presentar pérdidas al fisco.

Así para los 90's y en el tercer periodo de análisis (1991 – 2000), Petroecuador recibió solo el 10% de los ingresos generados por los contratos otorgados en mencionado periodo, pero las regalías eran del 18,5%, por lo significaba pérdidas para el Estado.

Como se había estipulado en la ley, Petroecuador debía transferir 90% de las utilidades al Estado y el restante 10% tenía que reinvertirlo en la misma empresa, esto se reformó en el gobierno de Sixto Durán Ballén, con la Reformatoria a la Ley de Presupuesto, en donde se estableció que la Estatal Petroecuador transfiera el 100% de las utilidades al Estado.

Además se tomó la decisión de descentralizar el manejo presupuestario a cada una de las filiales de Petroecuador, con lo que se dio paso a contrataciones independientes y por ende el control tuvo que ampliarse a todas esas instituciones. En este año Petroecuador descubre el tercer y último yacimiento más grande de la Cuenca Oriental, el campo Ishpingo,

Para Noviembre de 1993, se establecen los contratos de *Exploración y Explotación de Campos Marginales*<sup>54</sup>, a través de la Ley N° 44 que reforma la Ley de Hidrocarburos, en donde establece que estos contratos serán celebrados por Petroecuador con los contratistas obteniendo estos la facultad de

---

<sup>54</sup> Los Campos Marginales son aquellos de baja prioridad operacional o económica (considerados así por encontrarse lejanos a la infraestructura de Petroecuador, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado) o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas) calificados por el Ministerio competente siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado, y no podrán representar más del 1% de la producción nacional, debiendo sujetarse a los cánones internacionales de conservación de reservas (Ver Petroecuador, 2010).

exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal que se encuentran operados por la filial de Petroecuador, Petroproducción, en donde el contratista se obliga a realizar toda inversión para la exploración y explotación en estos campos (Petroecuador, 2010, pág. 124).

Para 1993, se realiza el descubrimiento del campo Tambococha, que en conjunto con el campo Ishpingo de 1992 y el Tiputini de 1972, es uno de los campos más grandes en reservas de crudo del país, zona denominada como el ITT. En estos campos encontramos crudo pesado de aproximadamente 12° a 16,5° API.

Para este año (1993) el Ecuador anuncia su retiro de la OPEP y el Gobierno, mediante la Ley 44, introduce el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, en donde el Estado recibe un porcentaje fijo participativo que se encuentra en función de la producción diaria de crudo. A la vez se estableció que el 10% que Petroecuador reinvertía en exploración y mantenimiento, se lo transfiera al Ministerio de Finanzas.

En estos años los precios de los combustibles se incrementaron en más de cincuenta veces, debido principalmente por las fluctuaciones de tipo de cambio, en donde los procesos inflacionarios llegaron a máximos históricos, así para inicios de los 90`s el tipo de cambio se encontraba en los S./ 390 Sucres por Dólar<sup>55</sup>, para 1995 el mismo se encontraba en promedio por los S./2.500 Sucres por Dólar y para finales de 1999 en S./18.287 Sucres por Dólar, por lo que posteriormente se declaró la dolarización a un tipo de cambio fijo de S./25.000 Sucres por Dólar.

Como respuesta a esta problemática, en enero de 1994 el presidente Sixto Duran Ballén, mediante Decreto Ejecutivo N°1433, fomenta “nuevas” políticas de fijación de precios para la venta de combustibles en el mercado interno, con esto, uno de los parámetros tomados en cuenta para esta fijación es el del Margen de Utilidad de las comercializadoras y distribuidores (los cuales han variado entre un 11% un 23% en la gasolina SUPER).

En mayo de 1994, se transfieren las instalaciones del SOTE a Petroecuador, por dictamen gubernamental, bajo una denominación que la llamaron “Gerencia de Oleoducto”.

Con la legislación de hasta ese entonces, se tenía la prohibición de cambios de contratos, esto mediante el Decreto N°2633 se elimina y las empresas, en su mayoría, modifican los contratos de prestación de servicios, ya suscritos, a unos de concesión o denominado de participación, en donde el Estado participaba en promedio del 31% y las compañías del 69%.

Se tiene registrado que los saldos de Petroecuador pasaron hacia los nuevos contratos (aproximadamente USD 1.108 millones) y desaparecieron de los activos de Petroecuador los reembolsos y las tasas de servicios (aproximadamente entre USD800 y USD 1.000 millones). Bajo estos acontecimientos, no se registraron, por parte de Contraloría, ninguna auditoria en estos traspasos de contratos.

En 1995 se expide el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, cuyo principal objetivo era el de regular las actividades petroleras en todas sus fases, en donde se cause daño al medio ambiente.

La séptima ronda petrolera se dio en 1997, en donde se adjudican más de 500 mil hectáreas, con una inversión de USD 61 millones entre 10 empresas aproximadamente. En esta séptima ronda se destaca la asignación del 90% de la producción de Gas Natural del Golfo de Guayaquil a la empresa EDC, en

---

<sup>55</sup> Tipo de cambio que venía desde Agosto de 1988.

el campo Amistad, quedando el restante 10% para Petroecuador (recordando que el Artículo 49 de la ley de hidrocarburos establece una regalía del 16%) con lo que ese 10% no cubre el 16% de la regalía.

Así que, desde 1985 – 1997, tuvieron lugar 8 rondas petroleras que ocuparon un área de aproximadamente 4,2 millones de hectáreas de las cuales el 86% de las mismas pertenecen a la Amazonía<sup>56</sup>.

Para Mayo de 1997 entra en operación la Planta modular de Gas Licuado de Petróleo, en el campo Secoya, con una producción de 60 toneladas métricas (Tm), que se destinaban al consumo interno.

Los contratos de prestación de servicios llegaron hasta 1999, en donde la participación promedio del Estado hasta el 2003 fue del 20%, y del 80% para las empresas privadas. Por otro lado Petroecuador recibía el 10% de los ingresos generados, pero incurría en pérdidas por los gastos de regalías del 18,5%<sup>57</sup>.

Justamente en 1999, en el mes de Mayo, por el Decreto que estipulaba el cambio de los contratos de prestación de servicios a unos de participación, se realiza el respectivo cambio de contratos con las empresas ELF (Bloque 14)<sup>58</sup> y Occidental (Bloque 15)<sup>59</sup>. En Junio de ese mismo año se entregan a empresas privadas algunos campos marginales operados por Petroecuador, a un plazo de 20 años de concesión, en donde al momento de la entrega tenían una producción promedio de 5.000 barriles diarios de crudo de petróleo; los campos marginales eran los siguientes (Petroecuador, 2010, pág. 68):

- Tigüino: Localizado al sur del área de explotación de la Empresa.
- Charapa: Ubicado en la provincia de Sucumbíos al noroeste de Lago Agrio.
- Bermejo: Ubicado en la provincia de Sucumbíos, en la Región Amazónica.
- Palanda-Yuca Sur: Localizado en la provincia de Napo, Región Amazónica.
- Pindo: Localizado en la provincia de Napo, Región Amazónica.

Por otro lado, más de 1 millón de hectáreas quedaron protegidas de las actividades petroleras, mineras, madereras y de colonización en las zonas de los parques nacionales Cuyabeno y Yasuní.

Para finales de 1999 e inicios del 2000, se concluye la ampliación a 110 mil barriles, de la refinería de Esmeraldas<sup>60</sup>, con el fin de poder procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades con tecnología para minimizar los impactos ambientales.

Recordando el decreto Ejecutivo N°1433 de 1994, se tiene que el margen de utilidad utilizado para la fijación de los precios de los derivados estuvo entre el 11% y el 23% para la Gasolina Super, así para los meses de agosto a diciembre de 1999, este margen se estabilizó en el 19,93%. Para mayo del 2000, el margen de utilidad fue de 15% para la gasolina extra y el diesel, quedándose los demás derivados con margen abierto. Cabe señalar que los fondos provenientes de las ventas de combustibles se destinan al denominado “Programa de Reactivación Económica del Ecuador”.

---

<sup>56</sup> Recordemos que la Amazonía para los 90`s representaba aproximadamente el 46% del territorio nacional.

<sup>57</sup> Desde 1999 hasta 2003, dentro del contrato con AGIP, el Estado recibió el 27,76% y la empresa el 72,4% del Ingreso Bruto.

<sup>58</sup> En abril de 1987 el Bloque 14 se adjudica al consorcio Elf - Aquitaine – YPF; después el bloque fue cedido a Elf, la cual en mayo de 1999 cambió el contrato a uno de participación.

<sup>59</sup> En enero de 1985 el Bloque 15 es adjudicado a la compañía Occidental, bajo la modalidad de prestación de servicios, que en mayo de 1999 se lo cambia por uno de participación.

<sup>60</sup> La REE produce gasolina, diesel, kerosene, gas licuado de petróleo (GLP), jet fuel, fuel oil No. 4, fuel oil No. 6, asfaltos 80/100 y RC-2, además de butano, propano y azufre sólido.

En el marco de la dolarización, en el inicio del Gobierno de Gustavo Noboa, se aprobaron un paquete de reformas legales, las que habían sido en principio, propuestas por su antecesor Jamil Mahuad, estas se agruparon en la Ley para la Transformación Económica del Ecuador (Ley 2000-4) conocida como TROLE. Esta ley modificaba, entre otras, a la Ley de Hidrocarburos, en donde uno de los puntos relevantes era la apertura para que empresas privadas manejen los sistemas de transporte de crudo, tanto de constructores como operadores.

En Agosto del año 2000, se expide la Ley de promoción inversiones y participación ciudadana que reformaba la Ley Especial de Petroecuador (conocida como TROLE II), en donde establecieron vicepresidencias en lugar de las gerencias, para las tres filiales permanentes de Petroecuador; en el mismo año mediante el Decreto N°799 se establecieron las alianzas estratégicas a celebrarse con las empresas petroleras estatales.

La ley “TROLE II” establecía, que dentro de las actividades hidrocarburíferas quedaba prohibido toda clase de regulaciones que limiten la *libre competencia* con el fin de atraer mayor inversión extranjera. Con toda la capacidad instalada de Petroecuador y las nuevas ampliaciones y remodelaciones realizadas, incrementa su capacidad de producción a 175 mil barriles diarios para el total de sus refinerías.

### iii. Principales cifras, datos e indicadores para el Periodo III: 1991 - 2000

En la tabla siguiente (Tabla 16) presentamos el resumen de la principal legislación del periodo, los nuevos tipos de contratos establecidos y la nueva infraestructura instalada.

**Tabla 16: Resumen del Marco Legal, Contratos e Infraestructura para el Periodo III: 1991 - 2000**

Periodo III	Marco Legal	Detalle
1991 - 2000	Constitución Gestión	Registro Oficial 1
	Ley 006	Control Tributario Financiero
	Ley Especial N° 45	CEPE y sus filiales
	Ley 147	Facilitación de Exportaciones y Transporte Acuático
	Ley 44	Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos
	Ley 49	Reformatoria a la Ley 44
	Ley - Registro Oficial 523	Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos
	Ley 77	Ley de Modernización del Estado
	Ley 98-09	Registro Oficial 12
	Ley de Gestión Ambiental	Registro Oficial 245
	Ley 99 24	Reforma Finanzas Públicas
	Ley de Racionalización Tributaria	Registro Oficial 318
	Decreto N° 851	Fusión Petroamazonas y Petroproducción
	Ley Presupuestos	Disminución 10% para reinversión Petroecuador
	Decreto n° 2633	Permitió cambio de un contrato a otro
Decreto Ejecutivo N°1433	Nuevas políticas precios combustibles	

Reglamento Ambiental	A las operaciones hidrocarburíferas
Ley para Transformación Económica del Ecuador	Ley 2000-4 ("TROLE")
Ley de Promoción de la Inversión y Participación Ciudadana	Reforma Ley Especial Petroecuador ("TROLE II")
Decreto N°799	
<b>Contratos</b>	<b>Detalle</b>
Prestación de Servicios para Exploración y Explotación	
Concesión	
Participación	
Exploración y Explotación para Campos Marginales	Ley N° 44 Reformatoria Ley de Hidrocarburos
<b>Infraestructura</b>	<b>Detalle</b>
Refinería 2	Complejo Shushufindi
SOTE	Petroecuador pasa a manejar SOTE (Gerencia Oleoducto)
SOTE	Ampliación
Planta modular de gas (GLP)	Del campo Secoya
Refinería La Libertad	Incrementó su capacidad anual a 15 millones de barriles

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Por otro lado las principales empresas contratistas y los principales pozos y campos petroleros que se dieron lugar entre 1991 – 2000, en donde se establecieron empresas extranjeras provenientes de Estados Unidos, Canadá, Australia, Brasil, Argentina entre otras más.

**Tabla 17: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación, en el Periodo III: 1991 - 2000**

Periodo III	Ubicación	Pozos - Campos - Hectáreas Concesionadas	Empresa
1991 – 2000	Cuenca Oriental	Auca	Petroamazonas
	Cuenca Oriental	Pocoa	Tripetrol
	Cuenca Oriental	Ishpingo	Petroecuador
	Cuenca Oriental	Tambococha	Petroecuador
	Cuenca Oriental	Biguno, Peña Blanca y Conga Sur	Petroecuador
	Amazonía	Bloque 11	Santa Fe
	Amazonía	Bloque 18	Amoco
	Amazonía	Bloque 19	Triton
	Amazonía	Bloque 21	Oryx
	Amazonía	Bloque 27	City Ramrod
	Amazonía	Bloque 28	Tripetrol
	Amazonía	Bloque 3	EDC
	Amazonía	Bloque 23	CGC - San Jorge

Amazonía	Bloque 31	Pérez Companc
Amazonía	Bloque 24	Arco Oriente
Amazonía	Huamaycu (MDC)	Petroecuador
Amazonía	Dabo y Wati	YPF
Amazonía	Bloque 16	Repsol – YPF
Amazonía	Bloque 15 –Yanaquincha	Minas y Petróleos - Petroecuador
Amazonía	Bloque 7	Oryx Ecuador Energy
Amazonía	Apaika y Obe	Pérez Companc
Amazonía	Pindo y Palanda	Petroecuador
Amazonía	Chanangué	Petroecuador
Amazonía	Awant y Hormiguero	Elf
Cuenca Oriental	Villano 2	AGIP
Cuenca Oriental	Conga	Petroecuador
Cuenca Oriental	Huachito y Armadillo	Petroecuador

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

El crecimiento de la economía para el presente periodo tuvo una tasa promedio anual del 2,06%, así para 1991 el crecimiento interanual con respecto al 1990 fue de 4,29% y para el 2000 fue del 1,09%. El PIB real en promedio alcanzó los USD 35.783 millones, siendo para 1991 de USD 32.199 millones y para el 2000 de USD 37.726 millones.

En términos estadísticos, las exportaciones totales acumularon para este periodo USD 40.939 millones, de los cuales el 32,29% son exportaciones petroleras, que si lo comparamos con los índices de participación de los dos primeros periodos, este sería el menor de los tres (Periodo I=52%, Periodo II=53%), tendencia que no se mantiene con las importaciones, ya que, si bien acumularon un monto de USD 36.367 millones, la participación de los derivados fue del 6%, es decir, un incremento del 16% con respecto al periodo anterior. Esto debido a que la importación de derivados, con una tasa de crecimiento anual del 25,28%, en términos de montos acumulados, estas se incrementaron en 127% con respecto al anterior periodo.

La apertura comercial se incrementó en un 38%, lo que guarda coherencia con los mayores niveles, en términos nominales, de los montos por exportaciones e importaciones; mencionado índice creció en promedio un 5,17% anual.

**Tabla 18: Principales Cifras e Indicadores para el Periodo III: 1991 - 2000**

Periodo III: 1991 - 2000	Unidad	Acumulado Periodo	Participación Sector Petróleo	Crecimiento Promedio Anual
Exportaciones Totales	Millones USD	40.939,69	32,29%	6,69%
Exportaciones Petroleras	Millones USD	13.220,49	-	10,13%
Ingresos Gobierno Central	Millones USD	31.820,19	37,88%	4,12%
Ingresos Petroleros	Millones USD	12.052,70	-	5,06%
Importaciones Totales	Millones USD	36.367,64	6%	10,20%
Importaciones Derivados	Millones USD	2.092,69	-	25,28%
Balanza Comercial	Millones USD	8.337,79	-	-

Periodo III: 1991 - 2000	Unidad	Promedio Periodo	Crecimiento Promedio Anual
Tamaño del Estado	Gasto/PIB	0,09	2,79%
Apertura Comercial	(X + M)/PIB	0,21	5,17%

Periodo III: 1991 - 2000	Promedio	1991	2000
PIB Real	35.783	32.199	37.726
Crecimiento Anual	2,06%	4,29%	1,09%

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

La balanza comercial muestra un saldo acumulado positivo de USD 8.338 millones, pero se tiene que tener en cuenta que mientras las exportaciones totales crecían anualmente en un 6,69%, las importaciones lo hacían en 10,20%, de igual manera, las exportaciones petroleras mostraron una tasa de crecimiento del 10,13%, mientras que las importaciones de derivados lo hacían en un 25,28% en promedio anual.

Se mostró una recuperación en la aceleración de las exportaciones petroleras, recordando se tiene que para el anterior periodo, estas exportaciones cayeron en un 99% en el nivel de aceleración de su crecimiento; para este periodo se percibe una recuperación y si la tasa de crecimiento para el periodo de 1981 – 1990 fue del 2,65%, para el periodo de 1991 – 2000 es de 10,13%, es decir cinco veces más en el ritmo de crecimiento.

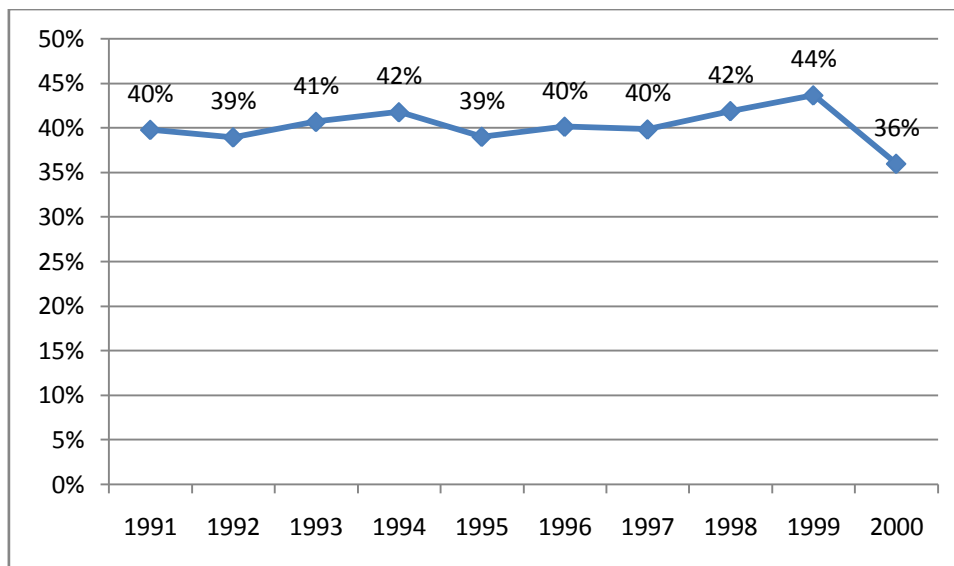
Por otro lado, si bien las importaciones de derivados se incrementaron en monto, el ritmo de aceleración paso de 90% al 25,28% de crecimiento promedio anual.

Los ingresos totales, por su lado, acumularon en el periodo USD 31.820 millones, de los cuales el 38% aproximadamente son ingresos petroleros, en donde si los comparamos con el periodo anterior, se observa que los ingresos totales crecieron en 54% y los petroleros 48%, disminuyendo el nivel de participación del petróleo en 4% con respecto al periodo anterior de 1981 – 1990.

El tamaño del Estado se incrementó en 15%, pasando de 0,08 a 0,09, en donde se percibe que nuevamente el ritmo de crecimiento presenta cifras positivas, ya que desde 1991 hasta el 2000, el Estado creció en promedio un 2,79% anual.

En términos de deuda, el indicador Deuda/PIB presenta una ligera estabilización con los niveles de crecimiento de décadas anteriores, así se tiene que en promedio durante 1991 al año 2000 la deuda representó un 40% del PIB. Así la deuda para el año 2000 alcanzó los USD 13.564 millones, con una tasa de crecimiento anual promedio del 1%, que si lo comparamos con la presentada en el periodo anterior de 10%, se puede percibir, como se lo dijo en las primeras líneas, en una posible etapa de estabilización (Véase gráfico 40).

**Gráfico40: Evolución del Indicador Deuda Total / PIB (Periodo III: 1991 – 2000)**



Fuente: BCE

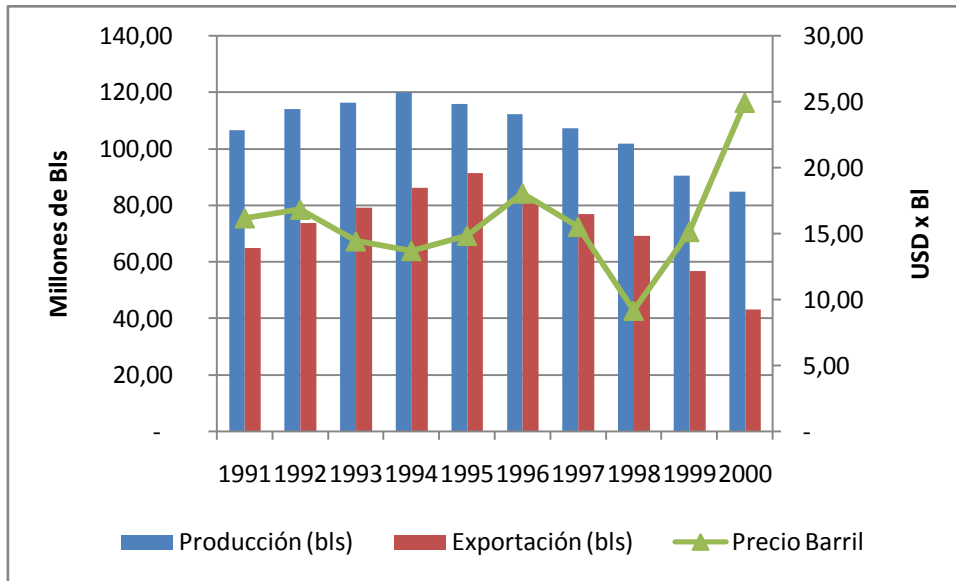
Elaboración: Rodrigo Humbol

En cuanto a la producción de crudo, las empresas públicas tuvieron una participación promedio de 81%, siendo 1993 en donde la disminución de la participación del Estado comenzaría a percibirse, así para el año 1993 la participación del Estado cayó en 4 puntos porcentuales, que fueron absorbidos por las empresa privadas, el ritmo de decrecimiento de la participación del Estado continuó hasta su mínimo del periodo, en el año 2000, en donde el 58% de la producción de crudo era del Estado y las empresas privadas tenían el restante 42%.

Con esto se explican las tasas de crecimiento en cuanto a producción de las empresas privadas que fueron de aproximadamente 50% anual, durante este periodo de tiempo, mientras que el Estado decrecía año a año en 2% aproximadamente. Con esto las empresas privadas pasaron de producir 2,15 mil barriles diarios en 1991 a 61,16 mil barriles diarios en el 200.

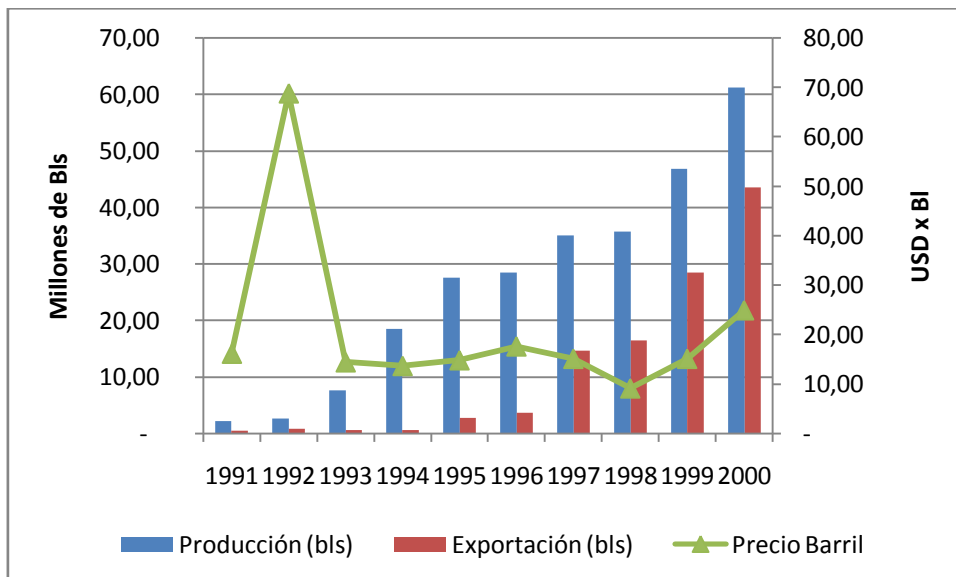
Para 1991 el precio del barril era de USD 16,16 el cual terminó el periodo con USD 24,92 por barril para el año 2000, presentando su nivel más bajo en 1998 con USD 9 aproximadamente por barril exportado. (Véase gráfico 41 y gráfico 42)

**Gráfico41: Empresas Públicas: Producción, Exportaciones y Precio de Exportación (Periodo III: 1991 – 2000)**



Fuente: BCE  
Elaboración: Rodrigo Humbol

**Gráfico42: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo III: 1991 – 2000)**



Fuente: BCE  
Elaboración: Rodrigo Humbol

## Gestión petrolera del periodo 2001 - 2011

### i. Periodos presidenciales entre 2001 – 2011

El mandato de Gustavo Noboa, que empezó en el año 2000, se extiende hasta el 2003, en donde el 15 de Enero de ese año se posesiona Lucio Gutiérrez como Presidente del Ecuador tras vencer en las elecciones al candidato Álvaro Noboa del Partido Renovador Institucional Acción Nacional (PRIAN).

El 20 de abril del 2005 derrocaron al entonces Presidente Lucio Gutiérrez, en la llamada “Rebelión de los Forajidos”, con lo que su Vicepresidente Alfredo Palacio asumió el poder ese mismo día; así para Octubre del 2006 se dieron las nuevas elecciones presidenciales, en donde los candidatos Álvaro Noboa del PRIAN y Rafael Correa del movimiento Alianza País (AP) pasaron a segunda vuelta y para el 26 de Noviembre de ese mismo año Rafael Correa gana con aproximadamente el 57% de la votación las elecciones presidenciales.

Con la victoria del Movimiento Alianza País, el 15 de Enero del 2007 se posesiona Rafael Correa como Presidente de la República del Ecuador para el periodo 2007 – 2011; para el año 2008 con la nueva Constitución redactada por la Asamblea Nacional Constituyente, se tenían que dar por adelantado las elecciones nacionales, de esa manera para el 26 de Abril del 2009 el candidato-presidente ganó en primera vuelta con aproximadamente el 52% de los votos.

Bajo la nueva constitución del 2008 y las adelantadas elecciones del 2009, Rafael Correa se posesionaría como Presidente el 10 de Agosto del 2009; para las elecciones del 2013, el nuevamente presidente-candidato Rafael Correa se lanza a la reelección, en donde gana en primera vuelta, con aproximadamente el 57% de votos válidos (la votación más alta en la historia de la democracia ecuatoriana) y se posesionó el 24 de Mayo del 2013.

**Tabla 19: Presidentes Ecuador entre 2001 - 2011**

<b>Periodo</b>	<b>Presidentes</b>	<b>Inicio Presidencia</b>	<b>Final Presidencia</b>
IV: 2001 - 2011	Gustavo Noboa	22-Ene-00	15-Ene-03
	Lucio Gutiérrez	15-Ene-03	20-Abr-05
	Alfredo Palacio	20-Abr-05	15-Ene-07
	Rafael Correa	15-Ene-07	10-Ago-09
	Rafael Correa	10-Ago-09	24-May-13
	Rafael Correa	24-May-13	Actualidad

Fuente: Varias

Elaboración: Rodrigo Humbol

### ii. Principales acontecimientos y gestión petrolera del Periodo IV: 2001 – 2011

Las prácticas de apertura de capitales, optadas a inicios del 2000, se mantienen para inicios del presente periodo analizado (2001-2011), así mismo los opositores sostenían que el pago de la deuda externa seguía siendo prioridad a los intereses sociales nacionales.

Para el inicio de este periodo de análisis (2001) el país ya se encontraba dolarizado, por lo que la sostenibilidad del tipo de cambio se convirtió en prioridad para los gobiernos, así surgieron varias alternativas y medidas necesarias para mantener el flujo de divisas al país. (Delgado, 2000) expone que las medidas impulsadas fueron la venta anticipada de petróleo, las privatizaciones, liquidación de activos del Estado, impulso de las exportaciones y endeudamiento externo.

Cualquiera de las alternativas demandaba mayor productividad y un incremento de inversión y capital fijo y para lograrlo, los incentivos fiscales y el mantenimiento de las relaciones entre las empresas privadas y el Estado parecía ser la mejor acción.

En el 2001 se llevó a cabo la novena ronda petrolera en donde se licitaron los campos de la costa, en particular los de “costa-afuera” de la península de Santa Elena, excluyendo a la Amazonía de estas licitaciones.

Por otro lado, después de una década de negociaciones, a inicios del 2001 se firma el contrato con la empresa OCPLimited<sup>61</sup> para la construcción del Sistema de Transporte de Crudos Pesados, en el mismo año, se da la concesión de los campos Victor Hugo Ruales, Atacapi – Parahuaco, al consorcio liderado por la empresa nacional Dygoil, en el marco de un nuevo tipo de contrato, los de Alianzas Operativas<sup>62</sup>.

En los puntos más relevantes de estos contratos de Alianzas Operativas, se expone lo siguiente (Petroecuador, 2010, págs. 126 - 127):

Mediante Decreto Ejecutivo 1420 publicado en el Registro Oficial 309, de 19 de abril del 2001, se expidió el Reglamento sustitutivo al Reglamento General a la Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus empresas filiales.

En su Art. 2, literal j) señala como una de las actividades principales que Petroecuador debe desarrollar la de “Emitir normas y controlar que Petroecuador y sus Empresas Filiales preserven el equilibrio ecológico, así como evitar que sus actividades afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde ellas operen.

Igualmente, en ese mismo artículo dos, literal c) se dispone que Petroecuador celebrará contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, y otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana, y que administrará, fiscalizará y controlará los contratos ya celebrados y en el literal k) se establece que PETROECUADOR celebrará Convenios de alianzas estratégicas con empresas petroleras estatales, los cuales fueron reglamentados anteriormente, mediante Decreto Ejecutivo 799, publicado en el Registro Oficial 170, de 25 de septiembre del 2000.

Dicho Decreto dice que se entiende por Alianza Estratégica o acuerdo general de cooperación bilateral, a todo convenio o relación bilateral o multilateral representado por el compromiso de dos o más empresas estatales que se asocian en un objetivo común y que tengan como finalidad participar en forma conjunta en la ejecución de proyectos relacionados con cualquiera de las fases de la industria hidrocarburífera, dentro o fuera del País, incorporando e intercambiando recursos, capacidades y experiencias (art. 2), y que estos Convenios de Alianza Estratégica podrán referirse a los convenios de

---

<sup>61</sup> La OCPLimited está integrada por las empresas: AECOCP Holdings Ltd., Repsol YPF-Ecuador S.A., Occidental del Ecuador Inc., Keer- McGee Ecuador OCP Holdings.

<sup>62</sup> Estos contratos son una nueva modalidad de cooperación entre el capital privado y Petroecuador; consiste principalmente en que la empresa privada operadora invierta y desarrolle los campos que son propiedad de la empresa estatal o del Estado, de modo que la producción incremental de dichos campos serán la forma inmediata de recuperación de capital, ya que se determina un porcentaje de ingresos por esa producción, en donde dicho porcentaje se establece dentro del contrato.

cooperación firmados por el Gobierno del Ecuador con otros países u organismos internacionales, debiendo suscribirse previa aprobación del Consejo de Administración de Petroecuador.

El nuevo reglamento en su Capítulo II, Artículos 3 al 11, señala que son órganos de Petroecuador: el Directorio, el Consejo de Administración, la Presidencia Ejecutiva y aquellas dependencias técnicas y administrativas que fueren necesarias para su gestión empresarial, estableciendo las funciones respectivas.

Las filiales Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial, tienen como Órganos al Consejo de Administración que coordina sus actividades y nombra al vicepresidente de cada una de ellas, quien es su representante legal y el encargado de cumplir y hacer cumplir las decisiones adoptadas por el Directorio, el Consejo de Administración y la Presidencia Ejecutiva (Petroecuador, 2010, págs. 126 - 127).

Existen varios historiadores y documentos institucionales que concuerdan en que estos tipos de contratos fueron perjudiciales para el país, así autores como (Aráuz, 2004) expresa que los contratos firmados en 2002 con la compañía SIPETROL para la explotación de los campos Paraíso, MCD, Biguno y Huacachito, en lugar de ser equilibradas, equitativas, justas y de beneficio mutuo de las partes, terminaron siendo peores para el Estado que algunos contratos firmados con otras denominaciones en el pasado.

Así mismo, (Aráuz, 2004) expresa más adelante:

Desconocemos los términos de los acuerdos de entrega del crudo diluyente a varios contratistas pero sí sabemos que las mezclas de los crudos menores a 20° API con el petróleo de Petroecuador de 29° API, ocasionaron una pérdida de 5° que afectaron a las ventas realizadas en el mercado internacional, al transporte por el SOTE y en las refinerías al aumentar del 30 al 50 % la producción de residuo, obligaron a importar gasolinas, naftas, LPG y diesel por más de 500 millones de dólares al año (Aráuz, 2004, págs. 62 - 63).

A pesar de esto, la versión oficial sostiene que estas decisiones se tomaron con el fin de buscar mayor productividad de los campos, además de incrementar la inversión extranjera así como también la privada nacional, y que el Estado disminuía sus riesgos en términos de capital, con lo cual podía controlar de mejor manera sus yacimientos y amortizaba las inversiones con la nueva producción lograda. El principal problema radica en los términos de esa producción incremental estipulada, ya que, de no haber un control eficiente, se puede incurrir en colocar potenciales de producción por debajo de sus capacidades reales y de esta manera las pérdidas las absorbería directamente el Estado y las ganancias las captarían las empresas privadas.

Las empresas en el año 2002, en su mayoría, declararon pérdidas el Servicio de Rentas Internas, en donde algunas ya llevaban años operando dentro del territorio nacional. Algunas de las empresas que tuvieron pérdidas operacionales fueron:

- BELLWETHER INTERNATIONAL INC.
- CANAM OFFSHORE LIMITED
- CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION S.A.
- CITY ORIENTE LIMITED
- ECUADOR TLC S.A.
- EDC
- LATINOAMERICANA
- LUMBAQUI

- OCCIDENTAL EXPOR. AND PRODUC. COMP.
- PERENCO
- PETROBRAS ENERGIAOPERACIONESESEC. S.A.
- PETROLEOS COLOMBIANOS LIMITED
- PETROLEOS SUDAMERICANOS
- PETROMANABI
- PREOSUD
- REPSOL-YPF ECUADOR S.A.
- SANTA FE
- TRIPETROLEPLOR.N AND PRODUCC. INC
- TRIPETROL HOLDING INC
- VINTAGEPETROLEUM ECUADOR INC
- YPF ECUADOR INC

Lo que quiere decir que para el 2002, el 66% de las empresas que operaban dentro del Ecuador registraron pérdidas operacionales; esto podría ser consecuencia de la misma ley de contratos que establecía un ingreso adicional del 10% para las empresas privadas, adicionalmente no se cumplía a cabalidad el mínimo de 35% de participación, con lo que se puede presumir que el poco control existente en la época pudo generar ciertos incentivos a la evasión fiscal.

Para este año (2002) se crea el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP), al cual le correspondía la participación del Estado en el crudo transportado a través del OCP (inaugurado en 2003). Estos ingresos tendrían el siguiente destino<sup>63</sup>:

- 70% para recomprar papeles de deuda externa
- 20% para la estabilización de los ingresos petroleros
- 10% para inversión en educación y salud

Con este anuncio los Bonos Global alcanzan más del 100% de su valor nominal (en 2003 los precios de los Bonos Global 2012 incrementaron su valor nominal de 64% a 96%, de igual manera los Bonos Global 2030 pasaron de 47% a 77%).

En Junio del 2002, se promulgó la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal (LOREYTEF), en donde se priorizó el pago de la deuda externa, se colocó un tope de 3,5% de crecimiento anual, se limitó el crecimiento del gasto primario.

Para el 2002, se inaugura la gasolinera más grande del país, de propiedad de Petrocomercial, creada con el fin de evitar presiones por parte de los distribuidores y con el lema de ofrecer calidad y cantidad, de igual manera se terminan los trabajos de ampliación en la refinería La Libertad y el Sistema de Transporte de Crudos Pesados termina de construirse.

Después de declararse desierta la Novena Ronda Petrolera en 2003, para mediados de ese año se realizó una nueva convocatoria para licitar los campos: Auca, Shushufindi, Culebra-Yulebra y Lago Agrio. Los contratos serían Contratos de Asociación, en donde las empresas recibirían un 35% del valor de la producción incrementada y regalías entre el 12,5% y 18%

---

<sup>63</sup> En Junio del 2002, el Congreso reformó la norma, en donde se permitía la utilización de los fondos del FEIREP para la recompra de la deuda pública.

En 2003 la Texaco anuncia el cierre del pozo petrolero Lago Agrío 1, uno de los más grandes e importantes de la historia petrolera del Ecuador, el cual se alimentaba de las areniscas de Hollín en un 99%, por lo que esta noticia genera señales de debilitamiento petrolero en la región amazónica. En este mismo año se anuncia la decima Ronda Petrolera, en la cual se concesionaron los territorios de Napo, Pastaza y Zamora Chinchipe, adicionalmente se establece la continuación del proyecto Yasuní ITT.

Con la culminación del Oleoducto de Crudos pesados la producción de las petroleras privadas subió de 60 millones de barriles anuales en 2000 a 105 millones en el 2006 (de esta producción sólo un 20% en promedio le corresponde al Estado).

Para el mes de marzo del 2004 la empresa francesa Beicip-Franlap certifica el potencial petrolero del eje estructural productivo Ishpingo-Tambococha-Tiputini, con un total de reservas de petróleo en sitio (probadas más probables) de 5.100 millones de barriles, lo que representaría aproximadamente un 25% del total de reservas de la Cuenca Oriente y un 30% del total de reservas probadas de Petroproducción.

La calidad del crudo en el ITT varía entre un 11,9° a 16,5° API, aunque se han encontrado con crudo de 19,6° API en una reserva secundaria conocida como Arenisca A-M2. Con los datos obtenidos tras la incursión de Petroproducción en el ITT por el año 1993 y posteriormente con la exitosa perforación de los pozos Ishpingo 3 e Ishpingo 4, los cálculos exploratorios se incrementaron.

Mediante Decreto Ejecutivo 1238, en Diciembre del 2004, se redefinen los grados API para determinar a los crudos pesados, en donde se pasó de 18° API a 23° API como límite, por lo que los crudos semipesados también tuvieron participación dentro del FEIREP. De los más de USD 1.000 millones que ingresaron al FEIREP, USD 538,7 millones se destinaron a la recompra de deuda (interna y externa), USD 110 millones para la estabilización de los ingresos petroleros, USD 40 millones para gasto fiscal y USD 373 millones para el nuevo fondo al término del FEIREP en 2005.

En cuanto a infraestructura instalada, en el 2004 el país dispone de una capacidad operativa de almacenamiento de 3'016.035 barriles, en donde el 46% (1,3 millones bls) se encuentra en la Zona Norte y el restante 64% (1'6 millones bls) en la Zona Sur; distribuidos a través de 120 tanques para combustible líquidos y gas, repartido en todo el territorio nacional.

El Parque Industrial en La Libertad se abastece mediante un sistema de “cabotaje” proveniente desde Esmeraldas y posee dos líneas submarinas de aproximadamente 4.390 metros, en donde en 2005 la segunda línea submarina de 14 pulgadas fue instalada.

A mediados del 2005, se eliminó el FEIREP mediante el Registro Oficial N°69, el que fue reemplazado por la cuenta *Reactivación Productiva y Social del Desarrollo Científico-Tecnológico y de la Estabilización Fiscal* (CEREPS), esta nueva cuenta sostenía que se destinarían:

- 35% Proyectos productivos y recompra de deuda pública
- 20% a Fondos de Ahorro y Contingencia (FAC)
- 45% Inversión en proyectos:
  - 15% Educación y cultura
  - 15% Salud y saneamiento ambiental
  - 5% Investigación científico y tecnológica
  - 5% Mejoramiento y Mantenimiento RED vial nacional
  - 5% Reparación ambiental y social

De julio del 2005 a Diciembre del 2006, al fondo ingresaron USD 1.837 millones, de los cuales el 37,6% se destinaron al FAC, 17,9% recompra de deuda, 3,3% para el Ministerio de Obras Públicas, 4,3% a Salud pública y 5,4% a Educación y cultura.

Un hecho importante, es el que se da en Mayo de 2006 cuando se declara la reversión del Bloque 15 al Estado Ecuatoriano (por incumplimiento de estipulaciones legales y contractuales de la empresa Occidental con el Estado) el cual será operado por Petroecuador. Así para finales de 2006 las reservas remanentes de Petroecuador se estiman en 3.603 millones de barriles.

Para el 2006 se expide la Ley 42 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, en donde se restableció el equilibrio entre el estado y la empresa privada en los beneficios extraordinarios, a un 50/50, 50% para el Estado y 50% para las empresas privadas.

Por otro lado, el proceso de caducidad del contrato con la compañía Occidental<sup>64</sup>, que se concreta en Mayo del 2006, disponiendo la devolución al Estado de las áreas contratadas, así como también de todos los equipos operarios.

Durante el 2006 se crea una cuenta corriente mediante el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), a la que se le asignan los ingresos producidos por el Bloque 15, que si recordamos, quedó bajo administración de Petroecuador, fondos que después fueron liquidados al fideicomiso *Fondo Ecuatoriano de Inversión de los Sectores Energéticos e Hidrocarburos* (FEISEH). Por lo tanto, en 2007 se convierte al Bloque 15 en una sociedad anónima estatal, cuyos principales accionistas son Petroecuador y Petroproducción.

Con Rafael Correa posesionado como presidente, para Noviembre del 2006 anuncia el regreso del Ecuador a la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, después de haber permanecido fuera de la misma durante más de 15 años. En este año también se da la transformación de Petroamazonas en compañía anónima estatal.

Para el 2007, Petrocomercial despachó aproximadamente 66 millones de toneladas (66.708.543 Tm) de derivados, 1,43% más que lo presentado en 2006, en donde se encontraron once tipos:

- Gasolina Super y Extra
- Diesel 1, Diesel 2
- Fuel Oil N°4
- Asfalto
- Solventes
- Spray Oil
- GLP
- Jet Fuel
- Nafta Base 90
- Combustible pesca artesanal
- Residuo

Ecuador firma en este año (2007) con Venezuela un convenio de intercambio, en donde, el Ecuador importaría derivados a cambio de petróleo, con lo que PDVSA sería la encargada de mencionado contrato, que según estimaciones oficiales dejó a Enero del 2008 una ganancia de USD 52 millones

---

<sup>64</sup> Recordemos que la Empresa Occidental traspasó, por fuera de la ley sin permiso del Ministerio de Energía, el 40% de sus acciones a la compañía Alberta Energy Corporation (ADC)

aproximadamente y que iniciaría con una relación de intercambio de 1,5 - 1,6 barriles de crudo por 1 barril de derivado.

Además en el 2007 se renegociaron los contratos petroleros con:

- Repsol
- Perenco
- Petrobras
- Andes Petroleum
- Panama City Oriente

En esta renegociación el Estado exigiría el 99% de las ganancias frente al 1% para las empresas, del precio diferencial fijado en el contrato de concesión, en este contexto se cambia la naturaleza de algunos contratos, a de prestación de servicios, en donde el centro de mediación de Chile realizaría eventuales divergencias.

Mientras tanto, con la Venezolana PDVSA se firma un contrato para exploración de Gas en el Golfo de Guayaquil en el Bloque 4, además en el mismo contrato se estableció la conformación de un equipo de trabajo técnico entre Petroecuador y PDVSA para los estudios de ingeniería de la nueva refinería de Manabí.

En cambio con la brasileña Petrobras, Petroecuador firma un memorando de entendimiento para realizar un estudio de viabilidad técnica, económica y legal para el desarrollo de proyectos de producción y distribución de biocombustibles en el Ecuador. En este mismo mes (Mayo 2007) se adjudica a FLOPEC la contratación para la construcción del proyecto de almacenamiento de gas licuado en tierra<sup>65</sup>.

De igual manera en ese año (2007) se presenta la Iniciativa Yasuní ITT, que consistía en entrar al mercado de carbono y obtener una suma de aproximadamente USD 350 millones anuales entregados por la comunidad internacional, a cambio de dejar el crudo de estos campos bajo tierra.

Desde Noviembre de 2007, la Armada del Ecuador, por mandato presidencial, vendría a dirigir la Estatal Petroecuador, con el fin de mejorar productividad dentro de la empresa estatal. La capacidad de gestión creció, así para 2008 con un incremento del 78%, las inversiones llegaron a los USD 1.147 millones y en 2009 un 95%, además del incremento en la producción estatal y por ende de los ingresos.

En el 2008 se realiza la Asamblea Constituyente, la cual para Abril de ese año promulga la *Ley Orgánica para la Recuperación de Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento*, con el argumento del uso flexible de la renta petrolera, para inversión y uso “ágil” de dichos recursos, además planteó la eliminación de todos los fondos petroleros como<sup>66</sup>:

- Fondo de Estabilización Petrolera (FEP)
- Reactivación Productiva y Social del Desarrollo Científico-Tecnológico y de la Estabilización Fiscal (CEREPS)
- Fondo de Ahorro y Contingencia (FAC)
- Fondo Ecuatoriano de Inversión de los Sectores Energéticos e Hidrocarburos (FEISEH)

---

<sup>65</sup> Con el cual se buscó bajar costos de almacenamiento y dar mayor seguridad al abastecimiento de energía.

<sup>66</sup> El único fondo exento de la eliminación fue el Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE)

Con la eliminación de los fondos, los ingresos petroleros, después de deducir de estos los costos de producción de Petroecuador, deberán ingresar a la Cuenta Corriente Única de Tesoro Nacional. Adicionalmente la Constitución de 2008, establece que el Estado posee el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar, entre otras cosas, los recursos naturales no renovables, la constitución de las empresas públicas para el manejo de los recursos estratégicos y el derecho del Estado a delegar a empresas de economía mixta, en donde el Estado tenga la mayoría de participación, el manejo de los recursos naturales no renovables (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 60).

Para el 2009 se expedía la Ley Orgánica de Empresas Públicas, con lo que se quiso regular el funcionamiento y la organización de las empresas públicas, estableciendo también mecanismos de control económico, administrativo y financiero. Desde el tres de noviembre de 2009 el campo Sacha, ubicado en la provincia de Orellana y que comprende los pozos Sacha, Pucuna y Paraíso, es operado por la empresa de economía mixta Operaciones Río Napo, firma constituida por Petroecuador, con el 70% de las acciones, y la estatal venezolana PDVSA, con el 30%.

Durante el año 2010 Petroecuador entregó al presupuesto del Estado 3.189 millones de dólares, mostrando un crecimiento del 37 % con relación a lo logrado en el año 2005. El tres de agosto de 2010 se firmó el fideicomiso<sup>67</sup> del proyecto Yasuní ITT entre Ecuador y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD.

Para Junio del 2010 se envió la propuesta de la Reforma a la Ley de Hidrocarburos, la cual proponía cambios de institucionalidad del sector, en los modelos de contratos vigentes, temas ambientales y montos impositivos; misma ley que entro en vigencia por “Ministerio de la ley” (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 61).

Con la entrada en vigencia de la ley, los principales cambios se dieron en tres ejes, la institucionalidad, los tipos de contratos y tarifas; cabe señalar que también se establecieron las nuevas reparticiones de las utilidades, en donde bajo la nueva ley, el 3% corresponden a los trabajadores de las empresas privadas y el 12% al Estado. Así se creó la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador (SHE), la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), la Nueva empresa Pública EP Petroecuador.

Por otro lado, la ley estableció el cambio de los contratos de participación por contratos de prestación de servicios, en donde las empresas con capital propio realizan los procesos de exploración y explotación, por lo que el Estado paga una tarifa única por cada barril extraído, tarifa que puede ser para producción de los campos o para financiar planes de exploración (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 62).

El presidente Rafael Correa Delgado, mediante Decreto Ejecutivo N°315, crea la nueva empresa pública de hidrocarburos del Ecuador: “EP Petroecuador” que reemplazó a la Estatal Petroecuador; Ep Petroecuador se constituye como un ente estatal con autonomía financiera y administrativa, en donde el discurso sostenía a la nueva estatal como una *“encargada de la actividad petrolera ecuatoriana en base a lineamientos de preservación ambiental, adecuadas normativas técnicas y administrativas”*.

A la creación de la ARCH, cuya función principal es la de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operativas concernientes a las actividades hidrocarburíferas, realizadas por cualquier tipo de empresa, ya sea privada, pública o mixta.

---

<sup>67</sup> Con este fideicomiso el Ecuador se comprometía a mantener indefinidamente inexploradas las reservas recuperables de 846 millones de barriles de petróleo del Campo ITT, con lo que se evitaría la emisión de 407 millones de toneladas de CO2 a la atmósfera.

La Secretaría de Hidrocarburos por su parte, administra la gestión de los recursos naturales no renovables, así como el ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 63). Esta secretaría celebraría a Noviembre del 2010 contratos de prestación de servicios con las empresas Petrobell, Consorcio Pegaso, Petrosud-Petroriva, Tecpecuador y Repsol, para los campos marginales más grandes; en promedio la tarifa otorgada fue de USD 32,12 por barril, con una inversión total de USD 1.385 millones y una producción diaria promedio que varía entre los 1.192 barriles diarios hasta los 47.600 barriles diarios aproximadamente para el más grande.

Cabe destacar las acciones emprendidas en el área de refinación, trajo consigo el avance y aumento de la capacidad de almacenamiento de las tres refinerías ubicadas en territorio ecuatoriano, La Refinería Estatal Esmeraldas con un 89%, Refinería La Libertad 97% y la Refinería Amazonas en Shushufiní con un 99%.

### iii. Principales cifras e indicadores para el Periodo IV: 2001 – 2011

A continuación se presenta el cuadro resumen, de los principales acontecimientos del presente periodo analizado (2001 – 2011), en donde se muestran la principal legislación propuesta y aprobada por el ejecutivo, en torno al sector petrolero, de igual manera la infraestructura instalada, ampliaciones y propuestas, así como también los tipos de contratos vigentes para el presente periodo.

**Tabla 20: Resumen del Marco Legal, Contratos e Infraestructura para el Periodo IV: 2001 - 2011**

Periodo IV	Marco Legal	Detalle
2001 - 2011	Reforma Reglamento Ambiental	Decreto Ejecutivo N°1215
	Ley Orgánica Empresas Públicas	
	Decreto Ejecutivo N°315	Constituye EP Petroecuador en lugar de Petroecuador
	Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal	LOREYFT-FEIREP
	Decreto Ejecutivo N° 91	Ene. 2003
	Decreto Ejecutivo N° 1238	Dic. 2004 - Crudo pesado de 18° a 23° API
	Ley 42 - 2006	Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos
	Ley Orgánica para la Recuperación de Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento	
	Constitución 2008	Art. 313 - Art. 318
	Reforma Ley de Hidrocarburos	Art. 6, 11, 16, y 94 (Principales)
	<b>Contratos</b>	<b>Detalle</b>
	Alianzas Operativas	
	Alianzas Estratégicas	
	Asociación	
Prestación de Servicios	Nuevo tipo de contrato	

<b>Infraestructura</b>	<b>Detalle</b>
Sistema Transporte de Crudo Pesado	Con el Consorcio OCPLimited
Segunda línea submarina	En el terminal marítimo de Esmeraldas (14")
Almacenamiento de GLP	Construcción en Tierra a cargo de FLOPEC
Mega Estación	En Guayaquil (Guasmo) para la venta combustibles al detal, con una capacidad de 120 mil galones
Refinería Pacífico	Planificación

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

En la tabla siguiente (Tabla 21) se muestran los principales pozos y campos explorados y explotados por las diferentes empresas establecidas para este propósito, de igual manera que en los periodos anteriores se tiene que la Amazonía sigue siendo la zona de mayor intervención, cabe señalar que para este periodo se muestran trabajos exploratorios y concesiones para explotación, costa afuera en el Golfo de Guayaquil, debido a su potencial de Gas Natural.

**Tabla 21: Principales Pozos, Campos y Hectáreas Concesionadas, por Empresa y Ubicación, en el Periodo IV: 2001 – 2011.**

<b>Periodo IV</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Pozos - Campos - Hectáreas Concesionadas</b>	<b>Empresa</b>
2001 - 2011	Amazonía	Bloque 16	Repsol – YPF
	Amazonía	Bloque 21	City Oriente
	Amazonía	Bloque 18 - Palo Azul	Cayman
	Cuenca Oriental	Víctor Hugo Ruales y Atacapi-Parahuacu	Dygoil
	Orellana	Sacha, Pucuna y Paraíso	Operaciones Río Napo
	Cuenca Oriental	Atacapi, Parahuacu, Shushufindi-Vista	Petroproducción
	Cuenca Oriental	Mauro Dávalos Cordero, Biguno, Huachito y Paraíso	Sipac
	Cuenca Oriental	Ishpingo 3 e Ishpingo 4	Petroecuador
	Cuenca Oriental	Charapa y Bermejo	Petroecuador
	Golfo Guayaquil	Bloque 4	PDVSA
	Amazonía	Tinguino– Ancón	Petrobell
	Amazonía	Puma	Consorcio Pegaso
	Amazonía	Palanda y Pindo	Petrosud-Petrotriva
	Amazonía	Bermejo	Tecpecuador
	Cuenca Oriental	Tarapoa	Andes Petroleum
	Cuenca Oriental	Bloque 14	Petrooriental
	Amazonía	Bloque 17	Petrooriental
	Amazonía	Bloque 10	AGIP
	Amazonía	Tivacuno	Repsol
Amazonía	MDC - PBH	ENAP	

Fuente: Varios - Elaboración: Rodrigo Humbol

El crecimiento de la economía, para el presente periodo,mostró una tasa de crecimiento promedio anual del 4,38%, siendo el 2011 el año de mayor crecimiento del con 7,43%. Para el 2001 el PIB fue

de USD 39.241 millones y para el 2011 de USD 60.279 millones, con un promedio de USD 49.217 millones para el periodo 2001 – 2011.

Las exportaciones totales acumularon USD 134.157 millones siendo el 50,09% exportaciones de petróleo crudo, en donde este último mostró un crecimiento anual promedio del 20,98%, mientras que las exportaciones totales lo hicieron en 16,32%. Si lo comparamos con el periodo anterior se obtiene que, las exportaciones totales se incrementaron en 2,2 veces (228%), y las exportaciones de crudo lo hicieron en 4 veces.

**Tabla 22: Principales Cifras e Indicadores para el Periodo IV: 2001 - 2011**

Periodo IV: 2001 - 2011	Unidad	Acumulado Periodo	Participación Sector Petróleo	Crecimiento Promedio Anual
Exportaciones Totales	Millones USD	134.157,06	50,09%	16,32%
Exportaciones Petroleras	Millones USD	67.198,06	-	20,98%
Ingresos Gobierno Central	Millones USD	98.064,78	29,70%	18,07%
Ingresos Petroleros	Millones USD	29.129,58	-	26,17%
Importaciones Totales	Millones USD	141.835,58	18,02%	19,87%
Importaciones Derivados	Millones USD	25.562,01	-	38,17%
Balanza Comercial	Millones USD	2.324,61	-	-

Periodo IV: 2001 - 2011	Unidad	Promedio Periodo	Crecimiento Promedio Anual
Tamaño del Estado	Gasto/PIB	0,18	13,18%
Apertura Comercial	(X + M)/PIB	0,49	12,56%

Periodo VI: 2001 - 2011	Promedio	2001	2011
PIB Real	49.217	39.241	60.279
Crecimiento Anual	4,38%	4,02%	7,43%

Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

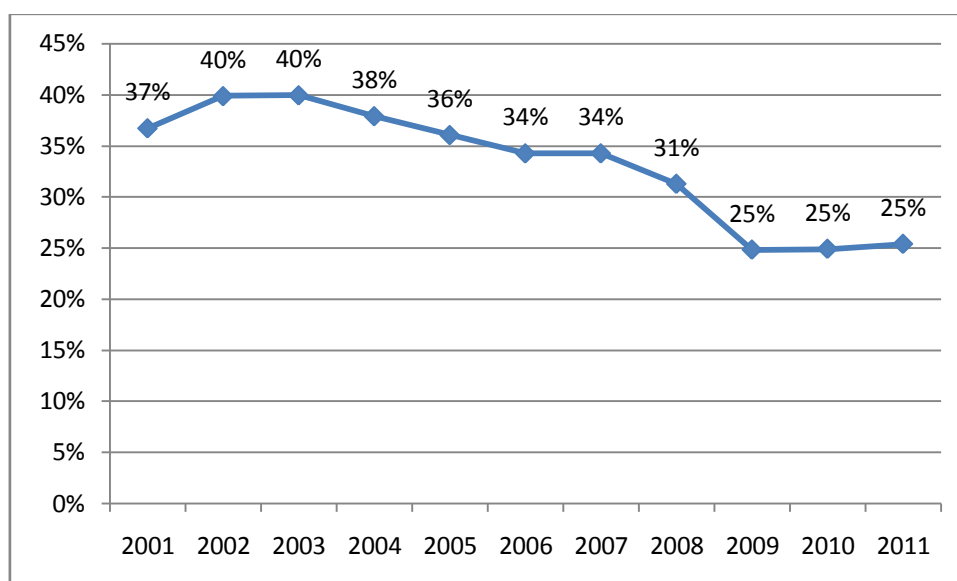
En cuanto a las importaciones, se tiene que las mismas acumularon USD 141.835 millones, de los cuales el 18,02% corresponden a la importación de derivados de petróleo, aunque hay que señalar que el ritmo de crecimiento de las importaciones totales fue de 19,87%, y para las importaciones de derivados fue de 38,17%. Si comparamos estas cifras con las del periodo anterior, se obtiene que las importaciones totales se incrementaron en casi tres veces (290%), y las importaciones de derivados se incrementaron en más de 11 veces (1.121%).

La balanza comercial mostró un saldo acumulado positivo de USD 2.324 millones, que si lo comparamos con el presentado en el periodo anterior, se tiene que el mismo se disminuyó en aproximadamente 72%.

En cuanto a la evolución del indicador Deuda/PIB, se observa que para el presente periodo se muestran tendencias decrecientes en la misma, como se puede observar en el grafico siguiente

(Gráfico 43), en donde el promedio del indicador fue de 33%, en donde de 2001 – 2005 fue de 38% y para 2006 – 2011 fue de 29%.

**Gráfico43: Evolución del indicador Deuda Total / PIB (Periodo IV: 2001 – 2011)**



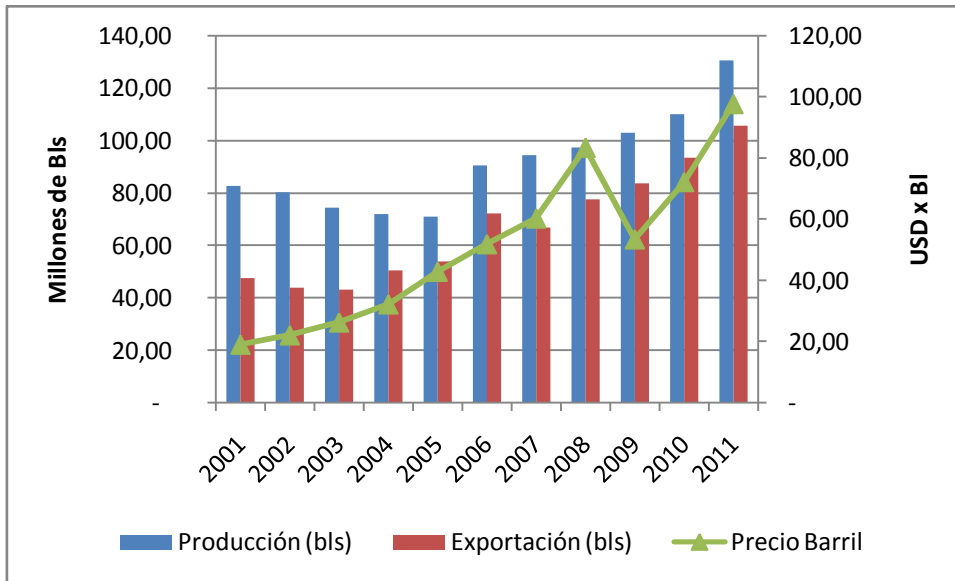
Fuente: Varios

Elaboración: Rodrigo Humbol

Durante el inicio del presente periodo la deuda fue de USD 14.410 millones de los cuales el 79% era deuda pública y el restante 21% fue deuda privada; deuda que tuvo un ritmo de decrecimiento promedio de -3% anual, siendo el 2004 en donde se presentó la primera variación negativa del -5%, y para el 2009 se dio la variación más significativa del -21% con lo que mostró un saldo de USD 13.544 millones en donde el 55% era deuda pública y el restante 45% deuda privada. Para 2010 y 2011 se observan nuevamente variaciones positivas, en donde para el 2011 el monto de la Deuda fue de USD 15.305 millones, de los cuales el 66% fue deuda pública y el restante 34% fue deuda privada.

Por otro lado analizando la producción de crudo en el país, se observa que, en términos de participación, la producción estatal presentó sus niveles más bajos entre el 2004 y 2005, con un 37% en cada año; en promedio para 2001 – 2005 la participación del Estado fue del 47% y para 2006 – 2011 fue del 57%, mostrando su nivel más alto de participación para el periodo, en el 2011 con un 72%. Analizando la producción de crudo estatal, se percibe que hasta el 2005 muestra variaciones anuales promedio negativas del -3,44%, pasando de 82,56 mil barriles diarios de producción en 2001 a 70,97 mil barriles diarios en 2005. A partir de 2006 hasta el 2011, la producción de crudo se incrementa en promedio un 11,03% anual y para el 2006 se presenta la variación más significativa del 27,43%. Así para final del periodo en 2011 se presenta una producción promedio diaria de 130,51 mil barriles.

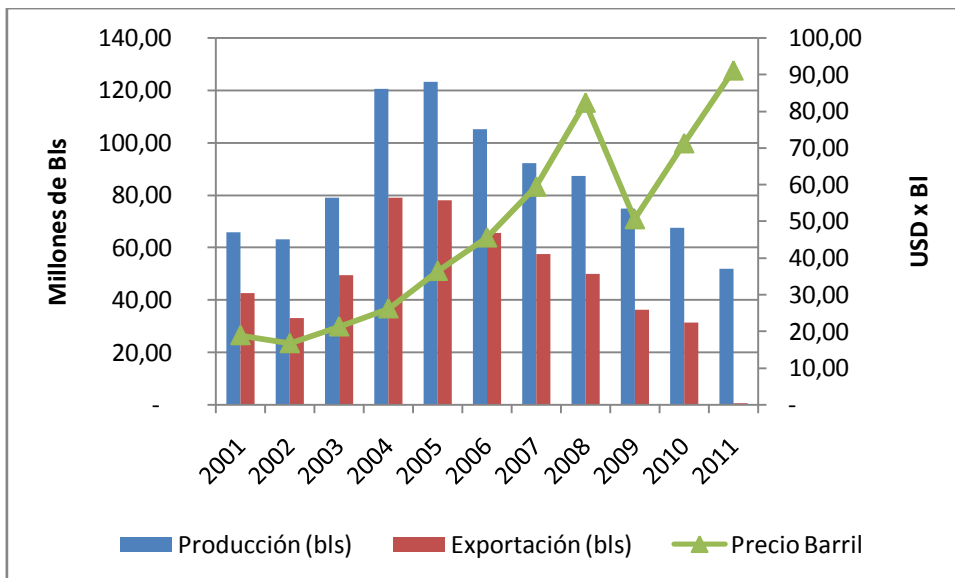
**Gráfico44: Empresas Públicas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo IV: 2001 – 2011)**



Fuente: Varios  
Elaboración: Rodrigo Humbol

En cuanto a la producción privada, se tiene que en estos años llego a su máximo histórico de participación, con un 63% para 2004 y 2005, llegando a producir más de 120 mil barriles de crudo al día.

**Gráfico45: Empresas Privadas: Producción, Exportación y Precio de Exportación (Periodo IV: 2001 – 2011)**



Fuente: Varios  
Elaboración: Rodrigo Humbol

Como pudimos observar, la gestión petrolera, como parte de las actividades realizadas por el tomador de decisiones, responden principalmente a la ideología y tendencias de manejo económico de los distintos gobiernos, así se observan periodos en donde la producción nacional de petróleo era prioritaria y otros periodos en donde se fomentó en mayor medida a la empresa privada.

Estas distintas decisiones por parte del Estado han generado distintos impactos en términos económicos para el Ecuador, por un lado los gobiernos nacionalistas incrementaron la participación del Estado en la producción y la renta petrolera, lo que incrementaba los ingresos petroleros para el gobierno central, pero por otro lado se tienen los periodos, en donde los gobiernos primaban la apertura al capital, en donde la eficiencia demostrada por las empresas privadas en términos de producción, aprovechamiento de recursos e inversión en infraestructura, fue positivo para la economía.

Con esto se puede decir, en términos generales, que tanto la gestión estatal como la privada poseen diferentes características que podrían generar impactos positivos a la economía ecuatoriana, pero que se deben evaluar para identificar sus falencias, de manera que se puedan implementar de manera conjunta las buenas características que han demostrado estas gestiones en los distintos periodos de tiempo.

De esta manera en el siguiente capítulo, se establecerán las principales gestiones que dieron resultados positivos a la economía, de manera que se puedan obtener recomendaciones para la gestión minera a gran escala.

## **Capítulo III**

### ***Aprendizajes de la Gestión Petrolera y Recomendaciones para el Sector Minero.***

En el presente capítulo se establecen los principales aprendizajes de la gestión petrolera para el periodo comprendido entre 1971 y 2011, para lo cual se realiza en primera instancia, un análisis de los principales aspectos del marco normativo minero del Ecuador y profundizando en la nueva ley minera, la cual regiría a la explotación minera a gran escala.

Posteriormente se analizan los principales puntos históricos de la gestión petrolera, que se puedan tomar como aprendizajes, con el fin de elaborar recomendaciones para la gestión del sector minero.

#### **Minería**

La minería como tal, históricamente no ha sido una actividad económica relevante dentro de la producción nacional, por este motivo la información disponible es escasa y muchas veces nula, ya sea en el ámbito histórico como en el estadístico.

De todas formas, como lo visto en el capítulo anterior, se tiene que los procesos mineros datan de la era precolombina, por lo que se puede decir que esta actividad si bien es practicada desde tiempos remotos (como posiblemente otras actividades productivas), en términos de impacto económico no han sido significativas.

Mirando un poco la historia, se tiene que para el siglo XIX las actividades mineras se dieron a cabo bajo el marco normativo de (Petroecuador, 2010):

- Real Ordenanza de Minería para la nueva España (1783)
- Reglamento sobre Minas (1829)
- Ley de Promoción de Fomento Minero (1830)
- Ley sobre Explotación de Minas (1847)

Para 1886 se aprobó el primer Código de Minería, el cual establecía como propiedad estatal las minas, pero reconociendo el dominio privado en la superficie que cubra las mismas; cuatro años más tarde, en 1890 el Congreso reforma el Código de Minería al introducir una enmienda que permite el arrendamiento de las minas por un periodo de hasta 50 años<sup>68</sup>(Petroecuador, 2010).

Se dice que la institucionalidad minera dentro del Ecuador comenzó en 1991 con la aprobación de una nueva Ley Minera, que muchos historiadores e investigadores la llaman como la primera en el Ecuador.

En esta ley minera de 1991, se reconocen los potenciales mineros del Ecuador y la importancia que puede tomar esta actividad dentro del país, la cual se centra principalmente en ofrecer lineamientos administrativos y marcos regulatorios a la actividad.

Para el año 2001 se dieron reformas a la ley de 1991, buscando mejorar la misma, pero sigue centrándose en características meramente normativas y más no en una Gestión Integral como tal; Por

---

<sup>68</sup>Esta enmienda fue derogada en 1901 por el mismo Congreso Nacional.

otro lado esta modificación de 2001 establece por primera vez las clasificaciones de las concesiones mineras (pequeñas y gran escala).

Para el 2008, con la Constitución de Montecristi, se establecen lineamientos para la promulgación de la nueva ley expedida en 2009, que entre una de sus principales reformas estableció el esquema recaudatorio por parte del Estado; además de la ley del 2009, se tienen normativas como (Domínguez Andrade, 2013, pág. 16):

- Reglamento del Régimen Especial de Pequeña Minería (Noviembre, 2009)
- Instructivo de autorizaciones y cesión en garantía de derechos mineros (Enero, 2011).
- Instructivo para Clasificación de Registro de Sujetos a Derechos Mineros (Enero, 2011).
- Pago de Utilidades al Estado por la Actividad Minera (Mayo, 2011).
- Instructivo para Etapas de Exploración y Explotación Minera (Mayo 2011).

La última modificación a la Ley Minera data de Noviembre de 2011 cuyas últimas modificaciones se las realizaron en el 2012. Es importante señalar que dentro de la Ley Minera se establece un porcentaje de los recursos obtenidos por la actividad minera, que tendrán que ser destinados directamente a los pueblos afectados (Jarrín & Pantoja, 2012).

Así las características generales del marco legislativo establece que(Domínguez Andrade, 2013):

- El dominio del Estado sobre los recursos mineros
- Participación mayoritaria del Estado en los beneficios de la actividad minera, frente a las empresas privadas
- La naturaleza de las empresa ejecutoras en la actividad minera pueden ser:
  - Públicas
  - Privadas
  - Comunitarias
  - Asociativas y Familiares
  - Autogestión
  - Personas Naturales
- Impuesto a la Renta del 22%
- Proyectos mineros deberán pagar al menos 5% de regalías
- Impuesto al Valor Agregado 12%
- 2% de Dividendos
- 15% de Dividendos
  - 13% para el Estado
  - 2% trabajadores
- Ingresos extraordinarios:
  - 70% Estado
  - 30% Empresa Privada

De manera general las empresas privadas mineras deberán pagar alrededor de 56% de sus ingresos en estos rubros.

En términos de institucionalidad en la actualidad, el sector minero presenta al recurso natural (minería) como propiedad del Estado manejado por el Ejecutivo y respaldado por la Constitución del 2008.

A través del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, junto con la Agencia de Regulación de Control Minero (ARCOM) se regulará todo lo concerniente a la venta de derechos de propiedad y uso del recurso. En donde el Ministerio es el encargado de administrar la gestión minera sujeto a las directrices del Ejecutivo y la ARCOM se considera como el órgano técnico administrativo, el cual debe, vigilar, auditar, intervenir y controlar todas las fases de la actividad minera<sup>69</sup> (Jarrín & Pantoja, 2012).

La Ley minera establece todos los derechos y garantía de las inversiones, cuyos procesos serán fiscalizados por una delegación compuesta por el Ministerio del Sector, la ARCOM, el Instituto Nacional de Investigación Geológico, Minero y Metalúrgico.

En este mismo marco todos los proyectos serán evaluados en términos de impactos ambientales por el Ministerio del Ambiente y la Secretaría Nacional del Agua (SENAGUA). En donde el Ministerio del Ambiente es el único encargado de otorgar la licencia ambiental<sup>70</sup> y SENAGUA sería la encargada de la regulación del uso del Agua<sup>71</sup>.

Por otro lado existen ciertos puntos más específicos a tomar en cuenta, como la autorización a terceros de las concesiones otorgadas por el Estado a las empresas privadas, aunque se tiene que señalar que estos traspasos se los pueden realizar dos años después de la adjudicación y con la autorización de la ARCOM<sup>72</sup>(Jarrín & Pantoja, 2012).

Las empresas privadas contratistas deben presentar informes semestrales de producción, en donde además se detallan los niveles de inversión y el cronograma estipulado a la firma del contrato. Estas son algunas de las responsabilidades que deben cumplir las empresas privadas, las cuales son administradas en cuanto a sus responsabilidades por el ministerio competente.

## **Aprendizajes de la gestión petrolera(1971 – 2011)**

En el presente acápite, se exponen los principales aprendizajes de la gestión petrolera para el periodo de 1971 a 2011, en donde el autor ha establecido dos principales ejes de análisis, primero en torno al Marco Normativo con el análisis puntual de los contratos firmados entre el Estado y los contratistas privados; como segundo eje se tiene la Infraestructura instalada, construida y planteada.

### **Marco Legal: Contratos**

Las principales lecciones aprendidas nacen del análisis puntual de ciertos lineamientos que han sido positivos para la economía nacional, por lo tanto se tiene como pilar fundamental la puesta en vigencia de la Ley de Hidrocarburos, la cual establece ciertos parámetros que influyen de manera positiva (dada la coyuntura) a la economía interna.

Con todo esto se puede decir que los principales pilares de la Ley de Hidrocarburos, de inicios de los años 70's, establecen un límite de concesión para los contratistas de 200 mil hectáreas, además de una restricción de la temporalidad de los contratos a 20 años; recordando que décadas atrás (más o menos por 1937) las concesiones por parte de las empresas privadas eran de por lo menos 50 años y no existía

---

<sup>69</sup> Artículo 27 Ley Minera

<sup>70</sup> Artículo 78 Ley Minera

<sup>71</sup> Artículo 79 Ley Minera

<sup>72</sup> Artículo 125 Ley Minería

una limitación de tierras, inclusive en estos años se adjudicaban territorios por más de 1 millón de hectáreas. Además se estableció que los recursos naturales eran propiedad del Estado y por ende del pueblo ecuatoriano.

En términos de contratos, los principales lineamientos positivos que pueden servir de lección para la gestión minera, son los establecidos en los contratos de *Asociación* (1972), los de *Operaciones Hidrocarburíferas* (1978), los de *Prestación de Servicios para Exploración y Explotación de Hidrocarburos* (1982) y la Nueva Modalidad de Prestación de Servicios (2010).

Así, los Contratos de Asociación de 1972, establecidos con la vigencia de la Ley de Hidrocarburos, establecen de manera positiva los siguientes lineamientos:

- Nada debe pagar CEPE a la empresa contratista que abandona o devuelve en su totalidad las áreas improductivas, siendo el riesgo minero asumido por el contratista.

El riesgo minero es totalmente asumido por la empresa privada, quien invierte en los procesos de exploración con capital propio, minimizando las pérdidas del Estado en actividades exploratorias, además de incentivar al sector privado en la búsqueda de nuevos yacimientos.

- Se debe estipular órganos directivos y de administración del contrato (según el Art. 15 de la Ley de 1971), plazo de duración, obligaciones mínimas de inversión y de trabajo; también regalías, primas de entrada, derechos superficiarios, obras de compensación, garantías, extensión y forma de seleccionar las áreas de explotación; derechos, deberes y responsabilidades del operador, relaciones de los asociados en la etapa de producción, y las formas, plazos y demás condiciones de las amortizaciones.

En este punto, la ley señala los plazos de duración del contrato, recordando se tiene que para los años 30's y 40's las adjudicaciones de concesiones se realizaban por 50 años o más y sin límites en cuanto a áreas de trabajo, por lo tanto con la nueva ley, se establecen plazos de máximo 20 años de contrato y 200 mil hectáreas. De igual manera se establecen las regalías y demás formas que las empresas privadas contribuirán al Estado.

- Al término de un contrato de exploración y explotación por cualquier causa, el contratista debe entregar a CEPE, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que al momento estuvieren en actividad, y en buenas condiciones los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás bienes muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los objetivos del Contrato, según el Art. 29 de la Ley. Esta obligación rige también para los contratos con fines de industrialización, refinación, comercialización y transporte de petróleo.

Este punto es de análisis ambiguo ya que, por un lado la entrega de todos los bienes y activos de las empresas al final del periodo puede ser una manera de desincentivar la inversión, pero la información empírica nos demuestra que los capitales privados si invirtieron bajo estas condiciones, si se recuerda, los contratos tenían una duración de 20 años, en donde la empresa recuperaba ya su inversión y percibía ganancias. En este punto es importante señalar que esta característica de los contratos de asociación se puede potencializar incluyendo en la norma la obligatoriedad de que la empresa privada realice transferencia de tecnología y capacitación a personal ecuatoriano, de manera que al final del periodo de contrato, el Estado cuento con activos y personal capacitado para manejarlo de manera más eficiente.

- Ingresos para el Estado: el Estado recibirá por lo menos primas de entrada, derechos superficiarios, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación por concepto de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos. En los contratos de

transporte, el Estado recibirá participación en las tarifas (Art. 44) La Ley regula la cuantía y forma en que deben pagarse por estos conceptos.

Este punto es relevante, ya que en base a la experiencia, el Estado recibía regalías mínimas que eran fijadas, en muchos de los casos por los mismos contratistas, con lo que bajo esta ley, se establecen primas de entrada y pagos de compensación por la actividad, tanto exploratoria como de explotación; estas compensaciones tenían como destino la inversión en los sectores social y ambiental, como educación y uso de agua, entre otros.

- Al entrar el período de explotación habrá la obligación de efectuar obras de compensación, según los planes del Gobierno, dispone el Art. 53.

Estas obras, como lo se indica en el apartado anterior, son de carácter social y ambiental, por el uso de los recursos naturales en los procesos de exploración y explotación, así las empresas privadas otorgaban al Estado una cantidad de recursos establecidos en la ley para estos fines; se debe tener en cuenta que estas compensaciones deben ser dirigidas como prioridad a los pueblos directamente afectado en la actividad petrolera.

- En estos contratos debe constituirse un comité que administrara el contrato, conformado por dos representantes de CEPE, dos del contratista y un observador de las Fuerzas Armadas.

Este punto es importante, ya que la conformación de un comité para la administración del contrato, con representantes, tanto del Estado como de la empresa privada, en donde el Estado posea una participación activa mediante varias entidades públicas, es positiva en el sentido de que la misma administración responderá a los intereses nacionales y por otro lado dará la seguridad a la empresa privada de su manejo.

Por otro lado, encontramos ciertos aspectos de la contratación de Asociación, que pueden generar impactos negativos en la atracción del capital privado, como:

- Mediante negociación entre CEPE y el Contratista, se fija una escala de participación entre las partes en los resultados de la producción, lo que constituye el pago y la utilidad por las inversiones que realiza.

Al establecer las escalas de participación, estas no deberían ser por negociación entre las partes, sino deberían ser fijadas por parte del Estado, esto debido a que la experiencia nos ha permitido establecer que en algunas ocasiones los contratos negociados terminan generando un costo de oportunidad al Estado; se tiene que señalar que, a esta ley se puede añadir como recomendación que los contratos podrán ser negociados para casos específicos en los que el yacimiento a explotar salga del estándar establecido por el mismo ejecutivo.

- CEPE tiene derecho a adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidos en esos contratos, así como también de los activos adquiridos por los contratistas para los fines productivos, en donde se negociara la forma de pago.

Este punto genera consecuencias negativas en la atracción del capital privado, ya que no establece la seguridad jurídica a las empresas privadas y por ende los incentivos se disminuyen.

Continuando con la ley de Hidrocarburos, se tiene que para la reforma de 1973, se establece el cobro de impuestos del Estado mediante un precio de referencia, con lo que se tenía seguridad y continuidad en los ingresos petroleros, adicional a esto el Ecuador se convierte en pionero al contemplar los costos

presuntivos<sup>73</sup>. Es de suma importancia este acontecimiento de la reforma de 1973, en donde el Estado establece un precio de referencia para la recaudación fiscal, así mismo el contemplar los *costos presuntivos* genera mayor seguridad tributaria y menos posibilidades de evasión.

Para el mismo periodo el Ecuador entra a ser parte de la OPEP, situación positiva para los intereses nacionales, ya que en primer lugar el precio del crudo se incrementa por ser parte de esta organización, además de esto se cuenta con el apoyo y la experiencia de los demás países miembros, que son los mayores productores de crudo a nivel mundial.

Para 1976 se da un hecho importante de análisis, cuando la Transnacional Gulf, al incumplir los términos del contrato suscrito con el Estado en 1973, es desplazada por la Estatal CEPE en su participación en el consorcio CEPE - TEXACO – GULF, en donde CEPE con esta nueva adquisición de acciones llega a ser la empresa mayoritaria del consorcio.

Esta adquisición por parte del Estado genera que CEPE pase a manejar parte de la cadena productiva que estaba a cargo de Gulf, pero al no tener la capacidad en talento humano ni la experiencia necesaria, los esfuerzos no son del todo eficientes, y para muestra de ello, la operación de los campos petroleros y del Oleoducto Transecuatoriano continuaron operados por la Texaco hasta 1989.

Para el mismo 1976, con la infraestructura establecida la Estatal Ecuatoriana posee la capacidad instalada en términos de transporte, almacenamiento y refinación, lo que permite al país ser autosuficiente en el consumo y abastecimiento de combustibles. Esto es de suma importancia, ya que toda gestión gubernamental debe tener como objetivo la autosuficiencia de gestión en toda la cadena productiva, en el caso del petróleo, para 1976 CEPE se captaba desde la explotación hasta la refinación del crudo, pero por otro lado la capacidad instalada de esta infraestructura no fue en su totalidad esfuerzo de la estatal, fue por las nacionalizaciones que se dieron lugar en la época, lo que genera un marco negativo para las inversiones que pudieran transferir tecnología y talento humano, para de manera eficiente poder controlar y manejar toda una industria desde el Estado con la experiencia e infraestructura necesaria para realizarlo de manera eficiente.

Para noviembre de 1978 se reformaron los contratos de *Prestación de Servicios* los cuales ya no serían para exploración y explotación, sino para ejecución de servicios específicos que necesite la Estatal CEPE contratar y se denominarían contratos de *Operaciones Hidrocarburíferas*<sup>74</sup> (Petroecuador, 2010, págs. 120 - 121).

Este nuevo tipo de contrato tendría como puntos relevantes los siguientes que se analizan de igual manera que los anteriores contratos de Asociación:

- Riesgo Minero asume la empresa privada

Nuevamente el riesgo minero es asumido por la empresa privada, ya que la Ley establecía que el contratista recibiría el pago únicamente si en el proceso de exploración encontraba hidrocarburos comercialmente exportables.

- Contempla el pago de inversiones en especie y pueden celebrar hasta dos contratos con CEPE.

---

<sup>73</sup> Es un método de cálculo que es aplicado por parte del fiscalizador, en donde, de no poseer información cierta o concreta del contribuyente para el cálculo de los pagos, se toma como referencia los resultados de otros contribuyentes que hayan realizado la misma actividad en el periodo.

<sup>74</sup> Según la Ley es aquél en que el contratista tiene la obligación de realizar con sus propios recursos actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con lo cual recibirá como pago un volumen de hidrocarburos que le tendría que permitir la recuperación de las inversiones.

Es importante el pago en especies, ya que históricamente se pudo observar como el remate de estas adquisiciones dejó ganancias al Estado, además el hecho de poder celebrar más de un contrato con CEPE evita la constitución de empresas fantasmas.

- Los hidrocarburos que reciban los contratistas no podrán ser utilizados para cubrir las necesidades del consumo interno, salvo que esto último no pueda ser satisfecho con crudo proveniente de otros contratistas o asociados que tuvieren esa obligación. De ser así, el contratista de operaciones hidrocarburíferas recibirá en dinero el volumen de crudo que le corresponda.

Este punto de la ley, establece que las empresas no podrán utilizar crudo para necesidades internas, como lo hacían las empresas contratantes de Gas Natural en el Golfo, en donde el Estado asignaba a las mismas un porcentaje del recurso para necesidades internas. Esto es positivo ya que permite que el recurso natural se destine en su totalidad al Estado, siendo coherente con la soberanía en los recursos naturales.

- Los contratistas de operaciones hidrocarburíferas, como operadores de CEPE, no estarán sujetos al pago de regalías, como tampoco a los gravámenes establecidos por la Ley, debiendo pagar únicamente una asignación anual destinada a promover la investigación y el desarrollo científico y tecnológico, de acuerdo con la producción del área.

Este punto es positivo, tanto para las empresas privadas como para el Estado, ya que permite que los procesos exploratorios sean cubiertos por los contratistas con una cuota fija, lo que permite que, además del riesgo minero que es asumido por la empresa privada, el Estado perciba ingresos por esta actividad y los invierta en el desarrollo científico y la investigación.

En cuanto a los puntos relevantes negativos de los contratos de Operaciones Hidrocarburíferas, se expone:

- Los contratistas de operaciones hidrocarburíferas, están exentos de la obligación de devolver una parte de la superficie contratada, pudiendo retener al término del período exploratorio más del 40% de la superficie total, y si ésta fuera menor a 50 mil hectáreas hasta el 50%.

Ya que las empresas no estaban obligadas a la devolución de la superficie contratada, pero esta medida incurría en costos de oportunidad por parte del Estado ya que al término de los contratos las empresas pueden tener incentivos a ocultar información de la fase exploratoria y sacar provecho del 40% o 50% al que podría acceder.

Cabe señalar que para 1971 a 1980, bajo los marcos legales antes descritos la producción de crudo era prácticamente 100% estatal (salvo de 1978 a 1980 en donde fue del 99% y 98%), se tenía un crecimiento de las exportaciones petroleras de casi 6 veces por año y los ingresos del Estado provenientes del petróleo se incrementaban en un 82% promedio anual. Así el crecimiento de la economía marcaba una tasa del 6,96% promedio anual y para 1980 este era de USD 23.884 millones.

Para el segundo periodo de 1981 a 1990, se tienen varias experiencias que permiten establecer lecciones de la gestión petrolera, como:

Para el 13 de Agosto de 1982 se establecen los nuevos tipos de contratos de *Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos*, los cuales poseen como sus principales características las siguientes, que de igual manera que en los párrafos anteriores serán evaluados en sus impactos y recomendaciones:

- El Art. 2 dirá: “El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior, en forma directa a través de CEPE, la que podrá hacerlo por sí misma o celebrando contratos de asociación o de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o constituyendo compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia, legalmente establecidas en el País.

Como lo expresado en las anteriores líneas, el Estado a través de CEPE realiza actividades de exploración y explotación, rama en la cual no posee la experiencia, ni la capacidad instalada en talento humano para manejarla de manera eficiente, por esto se tienen que hacer contratos, en este caso de asociación o prestación de servicios para estas actividades.

- Las obras o servicios específicos que CEPE tenga que realizar podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales (Petroecuador, 2010, pág. 121).

Con esto el Estado fomenta en mayor medida la inversión de capital extranjero dentro del país, ya que las empresas nacionales no se encuentran del todo capacitadas para la realización de este tipo de actividades, en donde las extranjeras guardan una ventaja importante en cuanto a tecnología, innovación y talento humano.

- La estatal CEPE debe realizar la deducción de los costos y gastos de producción, transporte y comercialización, previo a la distribución de los ingresos, Esto presentando de manera previa los balances y estados financieros a la Contraloría General del Estado.

Este punto de los contratos es positivo, en el sentido de que propone a la Contraloría General del Estado como ente fiscalizador de las acciones de la empresa Estatal, pero como habíamos comentado anteriormente, no es eficiente que el Estado actúe directamente en las actividades de exploración y explotación

- De los ingresos netos generados, el Presidente de la República tendrá que destinar un porcentaje<sup>75</sup> de estos recursos a la conformación de un fondo permanente de inversión, que tendrá como fin la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos y será administrado por CEPE con supervisión de la Contraloría General del Estado.

La creación de un fondo para la búsqueda de nuevas reservas es importante, ya que permite manejar de mejor manera los ingresos por esta actividad, que se los registra como extraordinarios por su caducidad en el tiempo. Además es importante tener en cuenta que este porcentaje puede ser utilizado para el desarrollo de nuevas tecnologías dentro del territorio nacional, incrementando nuestras capacidades internas también alimentadas con el traspaso de tecnología por parte de las empresas privadas.

- Según el art. 4 son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos aquellos en que los contratistas se obligan a **realizar con sus propios recursos** los servicios de exploración y explotación hidrocarburíferas invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para este cumplimiento.

---

<sup>75</sup> En la ley establece que el Presidente destinará los recursos “necesarios” para el fondo mencionado.

- Solo en caso de hallar hidrocarburos comercialmente explotables tendrá derecho el contratista al reembolso de sus inversiones, costos, gastos y pagos por sus servicios. Aquí radica el **riesgo minero**<sup>76</sup>.

Nuevamente el aspecto positivo es que el riesgo es asumido por los contratistas, además de generar inversión privada, se establecen infraestructuras que al término de los contratos podrán ser manejadas de manera más eficiente por el Estado.

- Dispone en su artículo 18 que dada la naturaleza de este tipo de contratos, que no otorga derechos reales al contratista, no habrá lugar a la retención parcial de la superficie del bloque contratada, finalizado el período de exploración.

Este punto es importante ya que establece la soberanía sobre el territorio y sobre los recursos naturales del país.

- Los contratistas se obligan a construir los ductos secundarios que fueren necesarios para transportar los hidrocarburos hasta un ducto principal, debiendo **reembolsarse los valores correspondientes junto con las otras inversiones que realice el contratista.**

Esto es importante en el sentido de que la empresa privada genera infraestructura dentro de la actividad hidrocarburífera que permite a la misma generar encadenamientos más fuertes y por ende rendimientos más altos.

En cuanto a los aspectos negativos de este tipo de contratación, se considera:

- De la producción restante en estos contratos, el Estado asigna como única participación, previa deducción de los costos de producción, transporte y comercialización, para la defensa nacional, el 12.5% de la producción total fiscalizada de los yacimientos hidrocarburíferos.

Este rubro debería ser invertido en el desarrollo de más tecnología o transferido a los sectores productivos sostenibles del país, como la agricultura o al fortalecimiento de la industria nacional.

- El contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos **no está sujeto al pago de regalías** y es CEPE, como propietaria de la producción, la que entrega el porcentaje equivalente a las regalías, en favor del Presupuesto General del Estado.

Este punto es de carácter negativo en el sentido de que, al ser CEPE el que entregue las regalías, se puede estar incurriendo en costos de oportunidad por la transferencia de estos fondos.

- Exonera a los contratistas el pago de primas de entrada, derechos superficiarios y aportes en obras de compensación, a explotación, una contribución no reembolsable equivalente al 1% del monto del pago por los servicios previos algunas deducciones legales.

En este sentido, esta medida se la propuso para atraer más capital privado, pero no fue eficiente en términos de soberanía e intereses del Estado, ya que los ingresos se vieron disminuidos.

La reformativa de la ley atrae la Inversión Extranjera nuevamente al país y con ello el apareamiento de compañías de economía mixta que contaban con estímulos fiscales, por así el Impuesto a la Renta disminuyó al 44,4%, para luego pasar a un 25% y por último en 2003 llegó al 15%.

---

<sup>76</sup> Es decir el derecho que tiene el contratista a ser retribuido únicamente si encuentra hidrocarburos; caso contrario nada le debe CEPE por ningún concepto.

Este aspecto de la ley es contrario a los intereses nacionales, ya que con los impuestos a la renta establecidos en los anteriores contratos (ascendían hasta un 80%) existían empresas invirtiendo, lo que da señales de rentabilidad inclusive a esos niveles de impuestos.

Más adelante, en la misma década de los 80`s se comienzan a dar las rondas petroleras, periodo en donde da lugar la modificación de la ley de protección de las áreas protegidas para la explotación petrolera, en donde se incurren en modificaciones de carácter territorial de los límites de los parques nacionales.

Esta modificación de las áreas protegidas, establece un lineamiento claro de la poca certeza de los yacimientos petroleros y sus ubicaciones exactas, además de generar impactos ambientales en zonas protegidas, generan desconfianza en el manejo de la gestión pública, en donde no se generan alternativas.

En Septiembre de 1989 se constituye la empresa estatal PETROECUADOR, en reemplazo de CEPE, bajo la modalidad de HOLDING el cual se encuentra constituido por filiales de carácter permanente y transitorio, en donde se tiene:

- Permanente:
  - Petroproducción (Exploración y Producción)
  - Petroindustrial
  - Petrocomercial
- Transitorio:
  - Petroamazonas (Operadora consorcio CEPE-TEXACO)
  - Transecuatoriana de Petróleos
  - Petropenínsula

Así Petroecuador se constituye con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, y cuyo punto relevante es la entrega al fisco del 90% de sus utilidades y la reinversión del restante 10%.

El hecho de que la nueva empresa estatal este constituida bajo modalidad Holding, hace que sus operaciones sean más eficientes al tener la posibilidad de que cada filial busque especializarse con el fin de mejorar en eficiencia sus operaciones en cada ramo de la actividad petrolera, aunque como ya venimos sosteniendo, el país y la empresa estatal no tiene la capacidad instalada suficiente para realizar dichas actividades con el menor costo posible. De todas formas la estructura de organización es más eficiente y sobre todo la reinversión del 10% de los ingresos en la misma empresa, genera estabilidad y continuo proceso evolutivo.

Así para este periodo los ingresos petroleros incrementaron su participación en los ingresos totales, las exportaciones petroleras bajaron su ritmo de crecimiento y la importación de derivados creció anualmente a una tasa promedio del 90,27%. El tamaño del Estado se disminuyó y se dio una desaceleración de la economía.

La experiencia y la historia, nos demuestra que muchos de los encargados de la fiscalización provenían del aparato burocrático, los cuales necesitan recursos para campañas y demás, en épocas de elecciones, así los capitales privados financiaban estas campañas lo que daba paso a la alta probabilidad de que estos fiscalizadores favorezcan a los contratistas más que al Estado, por el conflicto de intereses existente.

A esto se debe entonces tener en cuenta que los procesos fiscalizadores no deben ser realizados por el aparato burocrático del país, sino por entidades autónomas pero de carácter Nacional, con lo que la probabilidad de fraude o corrupción disminuya.

En el gobierno de Sixto Durán Ballén se expidió la Reformatoria a la Ley de Presupuesto, en donde se estableció que la Estatal Petroecuador transfiera el 100% de las utilidades al Estado, en donde el 10% que se destinaba para la reinversión desapareció. Además de esto se estableció el manejo presupuestario independiente en cada filial de Petroecuador, lo que desencadenó en que los procesos de fiscalización sean más difíciles y el gasto en control se incremente.

Para 1993 el Ecuador anuncia su retiro de la OPEP, decisión que no fue del todo positiva, ya que como habíamos establecido, al ser parte de esta organización nuestro crudo se vendería con “premio” a los mercados internacionales, es decir a un precio mayor, además del respaldo de los mayores productores de crudo del mundo, en base a experiencia y tecnología.

El Gobierno, mediante la Ley 44, introduce el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, en donde el Estado recibe un porcentaje fijo participativo que se encuentra en función de la producción diaria de crudo. Este nuevo tipo de contrato establece características positivas en cuanto al incentivo del incremento de productividad por parte de los contratistas.

A la vez se estableció que el 10% que Petroecuador reinvertía en exploración y mantenimiento, se lo transfiera al Ministerio de Finanzas. Esta medida genera impactos negativos dentro de la empresa estatal, ya que ese 10% se lo destinaba a la reinversión, lo que sin este recurso el mantenimiento de la empresa se ve sacrificado.

En la misma década de los 90`s, con la legislación de hasta ese entonces, se tenía la prohibición de cambios de contratos, *esto mediante el Decreto N°2633 se elimina y las empresas, en su mayoría, modifican los contratos de prestación de servicios, ya suscritos, a unos de concesión o denominado de participación, en donde el Estado participaba en promedio del 31% y las compañías del 69%.*

Esta medida genera impactos negativos, ya que la experiencia nos permite establecer que el cambio de contratos generaba pérdidas significativas al Estado al darse las condiciones para actos de corrupción, además de que las empresas buscarán siempre el mayor beneficio, por lo que al término de la expedición del decreto 2633m, la gran mayoría de empresas cambiaron los contratos y el Estado vendría a participar en promedio un 20% hasta la finalización de los mismos en 1999, lo que significó efectivamente pérdidas y lucro cesante alto para el Estado.

En 1995 se expide el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, cuyo principal objetivo era el de regular las actividades petroleras en todas sus fases, en donde se establezcan impactos ambientales. Es importante la puesta en vigencia de este reglamento ya que se comienza a tomar de manera más seria los impactos ambientales en la actividad productiva petrolera.

Para este periodo los ingresos petroleros disminuyeron su participación en los ingresos totales en dos puntos, pero se recupero el nivel de las exportaciones petroleras, las cuales para 1991 a 2000 crecieron a una tasa del 10,13% promedio, mientras que la importación de derivados seguía creciendo, pero a una tasa del 25%, menor a la de 90% presentada en el periodo anterior. El tamaño del estado crece pero a un ritmo del 2,79%. El crecimiento de la economía presenta una tasa de 2,06% promedio anual, un poco más de medio punto menos que el periodo 1981 – 1990.

A inicios del 2001 se firma el contrato con la empresa OCPLimited<sup>77</sup> para la construcción del Sistema de Transporte de Crudos Pesados,

En el mismo 2011 se da la implementación de los contratos de Alianzas Operativas, los cuales consisten principalmente en que la empresa privada operadora invierta y desarrolle los campos que son propiedad de la empresa estatal o del Estado, de modo que la producción incremental de dichos campos serán la forma inmediata de recuperación de capital, ya que se determina un porcentaje de ingresos por esa producción, en donde dicho porcentaje se establece dentro del contrato.

En los puntos más relevantes de estos contratos de Alianzas Operativas, se tiene que:

- En su Art. 2, literal j) señala como una de las actividades principales que Petroecuador debe desarrollar la de “Emitir normas y controlar que Petroecuador y sus Empresas Filiales preserven el equilibrio ecológico, así como evitar que sus actividades afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde ellas operen.

Este punto es positivo e importante, dentro de la historia de la actividad petrolera, debido a que se emitirán por primera vez normas específicas para evitar los impactos a las poblaciones directamente afectadas por la actividad extractiva, así como la preservación del equilibrio ecológico en las mismas zonas.

- Art.2, literal c) se dispone que Petroecuador celebrará contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, y otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana, y que administrará, fiscalizará y controlará los contratos ya celebrados y en el literal k) se establece que PETROECUADOR celebrará Convenios de alianzas estratégicas con empresas petroleras estatales, los cuales fueron reglamentados anteriormente, mediante Decreto Ejecutivo 799, publicado en el Registro Oficial 170, de 25 de septiembre del 2000.

Así se abre la posibilidad de que el mismo Petroecuador sea el que administre, fiscalice y controle, lo que en términos general sería positivo para el Estado, pero que basados en la experiencia el ente que realice estas actividades debería ser uno autónomo pero nacional, que no guarde relación ni intereses con la actividad petrolera.

- Se entiende por Alianza Estratégica o acuerdo general de cooperación bilateral, a todo convenio o relación bilateral o multilateral representado por el compromiso de dos o más empresas estatales que se asocian en un objetivo común y que tengan como finalidad participar en forma conjunta en la ejecución de proyectos relacionados en cualquiera de las fases de la industria hidrocarburífera, dentro o fuera del País, incorporando e intercambiando recursos, capacidades y experiencias (art. 2), y que estos Convenios de Alianza Estratégica podrán referirse a los convenios de cooperación firmados por el Gobierno del Ecuador con otros países u organismos internacionales, debiendo suscribirse previa aprobación del Consejo de Administración de Petroecuador.

En estos tipos de contratos se establece ya lo sugerido en la revisión de los contratos anteriores, la transferencia de tecnología como intercambio de recursos, capacidades y experiencias, lo que es positivo para la empresa estatal ya que el largo plazo podrá ejecutar de manera más eficiente los procesos productivos de la actividad petrolera.

- Las filiales Petroproducción, Petrocomercial y Petroindustrial, tienen como Órganos al Consejo de Administración que coordina sus actividades y nombra al vicepresidente de cada unas de ellas,

---

<sup>77</sup> La OCPLimited está integrada por las empresas: AECOCP Holdings Ltd., Repsol YPF-Ecuador S.A., Occidental del Ecuador Inc., Keer- McGee Ecuador OCP Holdings.

quien es su representante legal y el encargado de cumplir y hacer cumplir las decisiones adoptadas por el Directorio, el Consejo de Administración y la Presidencia Ejecutiva (Petroecuador, 2010, págs. 126 - 127).

En este punto, si bien es cierto, al establecer el carácter autónomo de las filiales se incrementan las posibilidades de corrupción dentro de cada una, el establecer vicepresidencias como representantes legales que se encarguen de administrar a las filiales, es algo positivo en términos de mejora en la gestión como empresa, ya que el directorio establece lineamientos generales y cada uno de los vicepresidentes genera especialización en cada rama dependiendo de su filial, con lo que los procesos administrativos mejorarían.

El principal problema de estos contratos radica en los términos de esa producción incremental estipulada, ya que, de no haber un control eficiente, se puede incurrir en colocar potenciales de producción por debajo de sus capacidades reales y de esta manera las pérdidas las absorbería directamente el Estado y las ganancias las captarían las empresas privadas.

Las empresas en el año 2002, en su mayoría, declararon pérdidas el Servicio de Rentas Internas, en donde algunas ya llevaban años operando dentro del territorio nacional. De manera más puntual se expone que para el 2002, el 66% de las empresas que operaban dentro del Ecuador registraron pérdidas operacionales. Esto es consecuencia del poco control estatal dentro de las cuentas privadas, así como la poca gestión recaudadora, que la experiencia nos expone, a través de la historia que explica que ni el porcentaje mínimo del 35% del Estado no se cumplía a cabalidad.

Para el 2002 se crea el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP), al cual le correspondía la participación del Estado en el crudo transportado a través del OCP (inaugurado en 2003). Estos ingresos tendrían el siguiente destino<sup>78</sup>:

- 70% para recomprar papeles de deuda externa
- 20% para la estabilización de los ingresos petroleros
- 10% para inversión en educación y salud

A mediados del 2005, se eliminó el FEIREP mediante el Registro Oficial N°69, el que fue reemplazado por la cuenta *Reactivación Productiva y Social del Desarrollo Científico-Tecnológico y de la Estabilización Fiscal* (CEREPS), esta nueva cuenta sostenía que se destinarían:

- 35% Proyectos productivos y recompra de deuda pública
- 20% a Fondos de Ahorro y Contingencia (FAC)
- 45% Inversión en proyectos:
  - 15% Educación y cultura
  - 15% Salud y saneamiento ambiental
  - 5% Investigación científico y tecnológica
  - 5% Mejoramiento y Mantenimiento RED vial nacional
  - 5% Reparación ambiental y social

Los fondos de estabilización como tal son una forma de ahorro que permite al estado mantener ingresos tendenciales, protegiéndose de las fluctuaciones de los precios internacionales, en este caso de los petroleros, ya que como país somos precio aceptante de los mismos; lamentablemente, la historia nos expone que esos fondos no han sido utilizados de manera eficiente para los intereses del

---

<sup>78</sup> En Junio del 2002, el Congreso reformó la norma, en donde se permitía la utilización de los fondos del FEIREP para la recompra de la deuda pública.

Estado, en donde para el primer fondo expuesto en los párrafos anteriores, el FEIREP, se dio prioridad al pago de la deuda acumulada durante los años de auge petrolero y para el segundo si bien se estipularon pesos diferentes para pago de deuda y mayor peso para la inversión en sectores sociales, en la práctica la deuda siguió siendo la más importante y el porcentaje para la estabilización del petróleo continuo con un 20%.

Para el 2006 se expide la Ley 42 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, en donde se restableció el equilibrio entre el estado y la empresa privada en los beneficios extraordinarios, a un 50/50, 50% para el Estado y 50% para las empresas privadas. Esta medida reformativa es positiva tomando en cuenta que para la década pasada, el Estado mantuvo en promedio una participación del 20%, además se tiene evidencia de que las empresas siguieron operando de manera regular bajo estos parámetros, lo que nuevamente expresa que la rentabilidad sigue siendo positiva para la empresa privada.

En el 2007 se buscaría renegociar los contratos petroleros, en donde el Estado exigiría el 99% de las ganancias frente al 1% para las empresas, del precio diferencial fijado en el contrato de concesión, en este contexto se cambia la naturaleza de algunos contratos, a de prestación de servicios, en donde el centro de mediación de Chile realizaría eventuales divergencias.

Esta medida, si bien deja mayores ingresos al Estado, genera desconfianza al sector empresarial, ya que da señales de inestabilidad en la toma de decisiones por parte del Ejecutivo, por este motivo las empresas proceden al cambio de contratos por una rentabilidad mayor.

Adicionalmente la Constitución de 2008, establece que el Estado posee el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar, entre otras cosas, los recursos naturales no renovables, la constitución de las empresas públicas para el manejo de los recursos estratégicos y el derecho del Estado a delegar a empresas de economía mixta, en donde el Estado tenga la mayoría de participación, el manejo de los recursos naturales no renovables (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 60). Esta gestión tomada a partir de la nueva constitución, es positiva en el sentido de la creación de empresas de compañía mixta que si bien ya se habían constituido desde los inicios de la actividad petrolera, estas se incentivan bajo este nuevo marco jurídico, con lo que permite al Estado poder emprender de manera más fácil procesos de transferencia de tecnología y capacitación.

Para Junio del 2010 se envió la propuesta de la Reforma a la Ley de Hidrocarburos, en donde los principales cambios se dieron en tres ejes, la institucionalidad, los tipos de contratos y tarifas; cabe señalar que también se establecieron las nuevas reparticiones de las utilidades, en donde bajo la nueva ley, el 3% corresponden a los trabajadores de las empresas privadas y el 12% al Estado. Así se creó la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador (SHE), la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), la Nueva empresa Pública EP Petroecuador.

Bajo este nuevo marco, se establecen varios puntos positivos, como en términos de institucionalidad con la creación de la SHE, la ARCH y la nueva empresa estatal EP Petroecuador, ya que la SHE administrará el patrimonio petrolero, la ARCH fiscalizará la actividad petrolera y EP Petroecuador se podrá concentrar en toda la fase productiva de la extracción de crudo; lineamientos que históricamente habíamos observado como necesarios en cierta medida para mejorar la eficiencia del sector petrolero.

Por otro lado, se observa que la ley estableció el cambio de los contratos de participación por contratos de prestación de servicios, en donde las empresas con capital propio realizan los procesos de exploración y explotación, por lo que el Estado paga una tarifa única por cada barril extraído, tarifa que puede ser para producción de los campos o para financiar planes de exploración (Ruiz Acosta & Iturralde, 2013, pág. 62). Lo que es positivo en términos de eficiencia en el manejo de los recursos

obtenidos por la actividad, ya que a la vez que se establecen lineamientos claros de soberanía sobre estos recursos, el estado no arriesga capital estatal y la producción se incrementa por la eficiencia de las empresas privadas.

Para este último periodo, se tiene un crecimiento anual de las exportaciones petroleras del 20,98% anual, una participación del 29,70% del petróleo en los ingresos del Estado, así como también un incremento anual promedio del 38,17% en la importación de derivados. El tamaño del estado creció a una tasa del 13,18% anual y el PIB alcanzó los USD 60.279 millones al 2011, con un crecimiento promedio de 4,38%.

### Infraestructura

En términos de Infraestructura, para las refinerías más importantes del país se tiene:

- Refinería La Libertad.- Instalada en 1940 por la empresa inglesa Anglo; esta refinería produce 45.000 barriles diarios de derivados con una carga anual promedio de 14'850.000 barriles; produce los siguientes productos, *L.P.G., gasolina base, dieseloil 2, diesel 1, turbo fuel base, rubbertsolvent (solvente de caucho), solvente No.1 (de uso general), mineral turpentine (solvente de pinturas), spray oil, absorveroil, y fuel oil 4.*

**Tabla 23: Producción diaria de la Refinería La Libertad**

<b>Producción diaria de la Refinería la Libertad (46.000 bpd de Carga)</b>	
GLP 667	667
Gasolina	6.900
Diesel 1	800
JP4 1.	1.900
Diesel 2	9.000
Fuel oil 4	24.500
Absorber oil	10
Spray oil	482
Solventes	320

Fuente: Informe diario de la Unidad de Producción de PETROINDUSTRIAL / (Petroecuador 2010, pág. 82).

Elaboración: Rodrigo Humbol.

- Refinería de Esmeraldas.- Construida con capital extranjero, ha tenido dos ampliaciones para llegar a su capacidad de 110 mil bls/día, produce principalmente gasolina, diesel, kerosene, gas licuado de petróleo (GLP), jet fuel, fuel oil No. 4, fuel oil No. 6, asfaltos 80/100 y RC-2, además de butano, propano y azufre sólido.

**Tabla 24: Producción diaria de la refinería de Esmeraldas**

<b>Producción diaria en Refinería Esmeraldas (Capacidad 110 mil barriles)</b>	
GLP	5.000
Gasolina Super	30.800
Gasolina Extra	
Diesel 1 (Kerosene)	1.000
Jet fuel	3.700
Diesel 2	26.000
Fuel oil	45.500
Diesel Premium	
Asfalto	2.000
Pesca Artesanal	
Azufre	20 Tm/Día

Fuente: Informe diario de la Unidad de Producción de PETROINDUSTRIAL / Petroecuador 2010, pág. 82.

Elaboración: Rodrigo Humbol.

- Complejo industrial Shushufindi.- Ubicado en la provincia de Sucumbíos, región Oriental del país, es el principal centro de industrialización de petróleo de esta zona. Posee dos plantas:
  - Refinería Amazonas, inicio operaciones en 1987, gasolina extra, diesel-1, jet-fuel, diesel-2 y residuo, este último es devuelto a Petroproducción (se inyecta al Oleoducto secundario Shushufindi-Lago-Agrio)
  - Planta de Gas de Shushufindi, inició sus operaciones en 1981 Su máxima carga es de 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado, tiene capacidad para producir hasta 500 Tm/día de GLP y 2.800 BPD degasolina.

En cuanto al transporte se tiene:

- SOTE.- Julio de 1970, Texaco – Gulf construyen a través de la empresa William Brothers, el contrato de la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Para 1989 se revierte al Estado el manejo de este sistema.
- OTA.- El Oleoducto Transandino es de propiedad de la empresa estatal colombiana Ecopetrol, la cual ofrece servicios adicionales de transporte de crudo dentro del país.
- OCP.- Febrero del 2001 se firma la autorización para la construcción del sistema de Oleoductos de Crudos Pesados, que fue privado pero que luego de 20 años de operación y después de su amortización, fue revertida al Estado. 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 del ramal que viene del bloque 10, en las cercanías de Baeza.

En lo que tiene que ver al almacenamiento el país *dispone de una capacidad operativa de almacenamiento de 2`662.617 barriles, dividida en: 1`345.588 barriles en la Zona Norte y 1`317.029 en la Zona Sur del Ecuador, que se distribuyen en 103 tanques y seis salchichas y 10 esferas de gas que se ubican en los diferentes terminales del país* (Petroecuador, 2010, pág. 96).

Por otro lado en cuanto al almacenamiento se tiene:

**Tabla 25: Principales centrales de almacenamiento de derivados**

Ubicación	Nº Tanques	Volumen Operativo	Volumen Total
Ambato	8	133.128	137.879
Riobamba	5	8.490	8.944
Loja, La Toma	4	4.279	4.537
Cuenca, Chaullabamba	8	96.936	110.387
Quito, El Beaterio	17	607.098	630.105
Quito, Oyambaro*	3	27.960	30.000
Santo Domingo	9	248.702	271.569
Shushufindi	2	36.000	40.000
Esmeraldas, Cabecera del Poliducto	10	449.978	497.608
Guayaquil, Pascuales	24	938.286	975.671
Guayaquil, El Salitral - Fuel Oil	2	63.318	70.111
Guayaquil, El Salitral - Gas Licuado	9	36.378	40.065
Manta, Barbasquillo	8	136.198	139.814
La Libertad	6	127.263	135.925
Galápagos	5	22.262	23.420
<b>Total</b>	<b>120</b>	<b>2.936.276</b>	<b>3.116.035</b>

\*Terminal en funcionamiento desde el 2002, en reemplazo de las instalaciones de GLP de el Beaterio

Fuente: Petroecuador 2010, pág. 99 – Gráfico 22

Elaboración: Rodrigo Humbol

En términos de comercialización las principales áreas de operación son (Petroecuador, 2010, pág. 101):

- Estación de servicio Amazonas (Quito)
- Estación de servicio Guayaquil (Guayaquil)
- Estación de servicio Puerto Ayora (Isla Santa Cruz)
- Estación de Servicio Puerto Baquerizo (Isla San Cristóbal)
- Estación de servicio Esmeraldas (Esmeraldas)
- Red de 179 gasolineras asociadas, en las diferentes regiones del país.

Y las principales comercializadoras del país son:

**Tabla 26: Principales comercializadoras del país**

Mobil Oil Ecuador S.A.	Petrolitoral
Transmabo	Lyteca - Texaco
Repsol	Shell Ecuador S.A.
Petroworld	Petróleos y Servicios P&S
Guelfi	Tripetrol Gas
Vepamil	Petrolríos
Sercompetrol	Petrolgrupsa
Nivapac	Comdec S.A. Puma
Distrisel	Marzán Cía. Ltda
Petroecéano	Petroquality

Oil Trade S.A.	Sercasa
Petrosur World Fuel	Nucopsa S.A.
Masgas S.A.	ICARO
Tranei S.A.	

Fuente: Petroecuador, 2010 – pág. 104

## Recomendaciones de gestión para el sector minero

Una vez establecidas las lecciones aprendidas de la gestión petrolera, se establece una serie de recomendaciones para la nueva gestión minera que se implementará en el país; para eso en primera instancia se establecerán ciertos puntos generales de la actual ley minera con el fin de contrastar con los aspectos positivos de las lecciones aprendidas.

Así se tiene que:

- El Estado es el único que puede otorgar concesiones para extraer recursos mineros a través del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables,
- Todos los recursos mineros son propiedad del Estado, bajo la constitución del 2008 y la ley minera<sup>79</sup>
- Para cualquier incorporación de y constitución de empresas mixtas, el Estado debe tener la mayoría de participación.
- Se pueden realizar concesiones mineras en los que los derechos pueden ser negociados a terceros, bajo la autorización de la Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM) después de dos años de adjudicación del título.
- El gasto por parte de los inversionistas es monitoreado por las autoridades estatales de control, en donde los contratistas deben presentar informes semestrales de producción en donde se detallen los niveles de inversión y el cronograma establecido.
- Bajo la ley minera el encargado de fiscalizar las actividades de la minería en el país es el Estado a través del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, que es el encargado de administrar la gestión minera, y la Agencia de Regulación y Control Minero es la encargada de auditar, vigilar, intervenir y controlar todas las fases de la producción minera.
- Para la realización de cualquier actividad minera se necesita una licencia ambiental, la cual será otorgada por el Ministerio del Ambiente.
- En cuanto al uso específico del agua, la Secretaría Nacional del Agua será la encargada de la regulación de este recurso.
- En cuanto al acceso a la información de la actividad minera, el Estado es el encargado de participar y consultar los temas concernientes a la actividad minera en todas sus fases, como la responsabilidad de la consulta previa a las poblaciones directamente afectadas.
- Las regalías se encuentran en función de las ventas de los minerales extraídos, en donde la entidad que interviene para la recaudación de estos valores es el Servicio de Rentas Internas (SRI).
- De la renta minera, un porcentaje será destinado a los pueblos directamente afectados.

<sup>79</sup>Constitución 2008 – Artículos 313 y 317; Ley Minera bajo la última modificación de noviembre del 2011 – Artículo 4.

Con estos lineamientos de la actual gestión minera, se establecen recomendaciones basados en las lecciones aprendidas de la actividad petrolera, con lo cual se consideran las siguientes recomendaciones:

- El riesgo minero debe ser totalmente asumido por la empresa privada.
- Los límites de temporalidad de los contratos deben responder a parámetros en donde se pueda establecer de manera completa el proceso de “transferencia de tecnología”; Esto con el fin de que el Estado en el largo plazo tenga conocimientos plenos de la actividad minera y del uso de la tecnología y porque no, del desarrollo interno de toda la cadena productiva de la misma.
- El estado debería pagar a las empresas por la capacitación y la transferencia de tecnología.
- El estado asumirá la competencia de la actividad extractiva minera, únicamente en el largo plazo, pasado la temporalidad de la caducidad de los contratos, en donde el Estado tenga pleno conocimiento de la actividad y pueda administrar de manera eficiente estos recursos y de ser necesario establecer compañías mixtas en donde el Estado tenga mayoría participativa.
- Al término del contrato se debe entregar al Estado y a la empresa estatal competente, la infraestructura instalada para la actividad minera en todas sus fases.
- Se deben establecer regalías mínimas, pago de primas de entrada las cuales se transfieran a las zonas directamente afectadas.
- Los contratos deberían ser de Prestación de Servicios, en donde el estado pague a la empresa en términos de productividad, es decir, en el caso de la explotación de oro, el Estado paga un precio base establecido, por cada onza de oro extraída por la empresa. Así para todos los minerales extraídos.
- De los ingresos obtenidos por la actividad minera, se destinará un porcentaje a la creación de un fondo de estabilización de ingresos mineros, que tendrá como fin el poder cubrir las fluctuaciones de los cambios de precios en los mercados internacionales, esto teniendo en cuenta que el Ecuador es un precio aceptante.
- El estado fomentará el establecimiento de toda la cadena productiva de los minerales, desde su exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización, procurando establecer los mismos con las mejores empresa competentes en el área Nacionales o Extranjeras, siempre y cuando exista la transferencia de tecnología necesaria para al término del contrato, el Estado pueda manejar de manera soberana y eficiente la infraestructura instalada.
- El estado deberá establecer un porcentaje de remediación ambiental en base a la sostenibilidad débil de la economía ambiental.
- El Estado deberá también estimar un porcentaje de los precios extraordinarios de los minerales explotados (cobre, plata y oro) al fomento del desarrollo agrícola y demás actividades productivas fuera de la actividades extractivas, con el fin de asentar bases productivas sostenibles en el largo plazo y que generen riqueza intergeneracional, dando como resultado una economía no dependiente de la mera extracción de materias primas.

En cuanto a los puntos establecidos en la Ley Minera vigente, se tiene las siguientes recomendaciones:

- Gestión: Se pueden realizar concesiones mineras en los que los derechos pueden ser negociados a terceros, bajo la autorización de la Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM) después de dos años de adjudicación del título.

- Recomendación: históricamente se han visto casos de fraude al Estado por permitir el traspaso de derechos de concesión a terceros, un ejemplo claro es el ocurrido en la década de los 60's en el sector petrolero, con el empresario Howard Steven de nacionalidad austriaca, que traspasó los derechos a varias empresas y algunas fantasmas, generando ganancias fraudulentas y de perjuicio para el Estado, por este motivo décadas más tarde se prohibió en la actividad petrolera el traspaso de los derechos de concesión, por lo tanto, se recomienda el no traspaso de los derechos de los contratos o al menos una especial vigilancia por parte, en este caso de la ARCOM a este tipo de transacciones.
- Gestión: Para cualquier incorporación de y constitución de empresas mixtas, el Estado debe tener la mayoría de participación.
- Recomendación: Como lo expusimos en las lecciones, esto se debería dar siempre y cuando el Estado tenga las capacidades tecnológicas instaladas y de talento humano para manejar de manera eficiente el recurso y su cadena productiva; que se proponía sea finalizado el contrato y una vez transferida la tecnología por parte de la empresa privada.
- Gestión: Para la realización de cualquier actividad minera se necesita una licencia ambiental, la cual será expedida por el Ministerio del Ambiente.
- Recomendación: Antes de establecer las licencias ambientales, se deben estipular de manera clara y permanente las áreas protegidas del territorio Nacional, de tal manera que estas no puedan ser modificadas con fines de explotación o exploración.
- Gestión: En cuanto al uso específico del agua, la Secretaría Nacional del Agua será la encargada de la regulación de este recurso.
- Recomendación: El agua como recursos natural fundamental para la vida debe responder a un manejo y control especializado, en este caso por SENAGUA, lo que generará una mayor responsabilidad por parte de la empresa privada en términos de impacto a este recurso, aunque se pueden dar varias distorsiones debido a que la minería es una de las actividades más contaminantes del agua, por lo que se deben dejar normas bien claras y parámetros reales de contaminación, con el fin de evitar “roces” de carácter político o civil, que dificulten la actividad minera ya establecida.
- Gestión: De la renta minera, un porcentaje será destinado a los pueblos directamente afectados.
- Recomendación: este porcentaje deberá ser canalizado de manera directa sobre los pueblos afectados, de manera primordial en el desarrollo de educación, salud e infraestructura para servicios básicos.

Las demás políticas establecidas en la ley minera, concuerdan con las recomendaciones y las lecciones aprendidas de la gestión minera durante el periodo de 1971 al 2011, las cuales se puntualizó a continuación enfatizando su beneficio para el Estado:

- El Estado es el único que puede otorgar concesiones para extraer recursos mineros a través del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables

- Todos los recursos mineros son propiedad del Estado, bajo la Constitución del 2008 y la ley minera<sup>80</sup>
- Estos dos puntos responden a lo establecido desde los primeros indicios de la nacionalización de los recursos, que favorece a la soberanía del pueblo sobre sus recursos y la mejor utilización de los mismos. Es una norma que nunca se debería eliminar.
  - El gasto por parte de los inversionistas es monitoreado por las autoridades estatales de control, en donde los contratistas deben presentar informes semestrales de producción en donde se detallan los niveles de inversión y el cronograma establecido.
- Es de suma importancia este punto, ya que establece la fiscalización de los contratos y de las actividades de las empresas privadas, lo que afecta de manera positiva al control de los ingresos y al manejo más transparente de la actividad minera.
  - Bajo la ley minera el encargado de fiscalizar las actividades de la minería en el país es el Estado a través del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, que es el encargado de administrar la gestión minera, y la Agencia de Regulación y Control Minero es la encargada de auditar, vigilar, intervenir y controlar todas las fases de la producción minera.
- Se establece lo que históricamente se recomendaba en las lecciones aprendidas, que los entes de fiscalización sean entidades con autonomía, en el sentido de que no tengan vinculación directa con la actividad petrolera ni con las empresas privadas.
  - En cuanto al acceso a la información de la actividad minera, el Estado es el encargado de participar y consultar los temas concernientes a la actividad minera en todas sus fases, como la responsabilidad de la consulta previa a las poblaciones directamente afectadas.
- Con el acceso a la información los procesos de fiscalización y monitoreo serán más precisos lo que disminuirá las probabilidades de corrupción.
  - Las regalías se encuentran en función de las ventas de los minerales extraídos, en donde la entidad que interviene para la recaudación de estos valores es el Servicio de Rentas Internas (SRI).
- Es importante que el SRI sea la entidad que vele por la correcta recaudación de los impuestos generados por la actividad minera, dada su experiencia y por su incremento de gestión en los últimos años.

Los procesos de nacionalización de empresas o de infraestructura de la empresa privada generan un ambiente negativo y sin incentivos para la continuidad de las inversiones, así dentro de los principales procesos de nacionalización se consideran los siguientes:

- Octubre de 1989, Texaco revierte a Petroamazonas el Oleoducto Transecuatoriano
- Diciembre de 1989, la refinería de la empresa Anglo paso a Petroindustrial
- Agosto de 1990, Petroindustrial absorbió a la empresa Repetrol

---

<sup>80</sup>Constitución 2008 – Artículos 313 y 317; Ley Minera bajo la última modificación de noviembre del 2011 – Artículo 4.

Esta evidencia nos permite establecer que el capital privado extranjero o nacional, es importante para el desarrollo de la industria y de los encadenamientos productivos generadores de valor agregado para los productos producidos y exportados.

Con esto se tiene que, los distintos procesos de nacionalización de la producción de crudo en función de los ejemplos antes vistos, no son deseables en el sentido de la baja en los incentivos al sector privado para seguir con esta clase de inversiones.

El Estado como tal y como se lo ha venido mencionando, no posee la capacidad instalada ni el talento humano, para poder encargarse de manera autónoma en la incorporación de industria productiva generadora de valor agregado a la producción de materia prima.

Por este motivo es importante permitir la inclusión del capital privado en la explotación de la minería con el fin de poder construir un capital fijo fuerte y manejado de manera eficiente por las mismas empresas expertas en el tema, de manera que se incentive la construcción de toda la cadena productiva. Además estos convenios (como se lo vio en anteriores puntos) permiten que este capital se quede en el país y a cargo del Estado, después de finalizado el contrato y finalizado las amortizaciones, como sucedió en el 2001 con el Sistema de Oleoductos Pesados.

## *Conclusiones*

Los ingresos petroleros han tenido una participación histórica del 33,77%, desde 1971 hasta el 2011, dentro de los ingresos totales del Gobierno Central.

Las exportaciones petroleras han tenido una participación histórica del 49% dentro de las exportaciones totales, para el periodo de 1971 al 2011.

El valor agregado bruto petrolero ha contribuido en un 10,51% dentro del valor agregado bruto nacional para el periodo comprendido entre 1971 y 2011.

Las distintas administraciones presidenciales que ha tenido el país, ya sean dictaduras o democráticas han tenido dos clases de gestiones que se puede generalizar: la primera, una de carácter nacional buscando mayor participación del Estado en la renta y actividad petrolera, y otra que se enmarca en una apertura hacia el capital privado en donde se priorizan las actividades de la empresa privada dentro del sector petrolero.

Tanto las gestiones de carácter nacionales - estatal o privadas, poseen distintas características que son positivas para la economía del Ecuador, por un lado la búsqueda de la soberanía y la participación significativa del Estado en la renta petrolera hace que la gestión de carácter nacional genere recursos para el gobierno central; por otro lado las gestiones de carácter privado genera eficiencia en términos de producción e inversión, lo que permite tener menor riesgo financiero y mayores ingresos en términos de costos de oportunidad.

Los dos tipos de gestiones, tanto la nacional - estatal como la privada, deben converger en una sola política que establezca las buenas prácticas de cada una de estas con el fin de poder generar una actividad petrolera eficiente y soberana.

Al inicio del auge del petróleo, la composición productiva del país se encontraba en función de la producción agrícola y la exportación de esta producción netamente primaria, además de tener como antecedentes el auge del cacao y del banano, el auge petrolero se asentó sobre estas mismas bases de producción y exportación de recursos naturales primarios.

En la primera década del auge petrolero analizado (1971 – 1980), el país pudo contar con un autoabastecimiento de derivados, con lo que el consumo interno de los mismos se encontraba cubierto por el Estado y un bajo nivel de importaciones.

Entre los años 80`s y 90`s, la privatización ganó terreno en la producción de crudo dentro del país, desplazando al Estado como principal productor de crudo, esto afectó de manera directa al Estado en términos de ingresos directos, pero benefició al sector petrolero en sí, por las inversiones realizadas en términos de infraestructura, que posteriormente terminarían siendo administradas por el mismo Estado.

La evolución creciente de los precios del petróleo no influyen en mayor medida a la penetración del sector petrolero en el Valor Agregado Bruto Nacional, pero al incrementarse con la producción local, los niveles de ingreso generan que la renta nacional se desplace, incrementando los ingresos estatales.

El tamaño del Estado presenta tasas de crecimiento similares entre el Periodo I (1971 – 1980) y el Periodo IV (2001 – 2011) analizados en la presente investigación, influenciado por contextos también similares, como la fuerte liquidez de los mercados internacional, el incremento en los precios del petróleo y la intervención estatal como política económica relevante.

La inestabilidad política del Ecuador, ha dado paso a que no se pudieran establecer de manera clara lineamientos y políticas sólidas de gestión pública, en torno al manejo de los recursos naturales y en general de toda la actividad extractiva petrolera.

La minería puede crecer en un ambiente político estable, en donde el tamaño del Estado ha alcanzado niveles significativamente altos para el periodo analizado (1971 – 2011), lo cual puede ser una oportunidad para establecer políticas de Estado en torno a la explotación de la minería a gran escala, que permita tener un mejor manejo en el largo plazo de estos recursos.

El Ecuador es un país en donde su economía ha estado basada en actividades netamente extractivas, lo que genera vulnerabilidad ante las fluctuaciones de los precios internacionales ya que el país es precio aceptante; debido a esto es necesario poder generar políticas que puedan prevenir esta clase de variaciones, como la creación de fondos de estabilidad de ingresos que respondan a los intereses nacionales, y de esta manera poder generar sostenibilidad y buenas prácticas en el manejo fiscal del Estado.

Se necesitan establecer códigos de ética fuertes, que permitan evitar actos de corrupción en el manejo de los recursos naturales.

El sector minero con los minerales como el oro, la plata y el cobre, posee un potencial igual y superior, en términos de ingresos y explotación, que el petróleo crudo en los años 70's.

El manejo del sector petrolero en el Ecuador se vio envuelto en una serie de irregularidades políticas y gubernamentales, con una inconsistencia en términos de gestión económica tomada en torno al desarrollo del sector.

La minería posee iguales o mayores potenciales en cuanto a ingresos estatales que el petróleo en su auge de 1971.

El país no posee una estructura instalada ni una capacidad en términos de talento humano, para poder manejar de manera eficiente los recursos mineros existentes, por ende necesita de la empresa privada y de capitales extranjeros para la correcta extracción del mencionado recurso.

Históricamente la actividad de la empresa privada en el Ecuador no ha sido del todo positiva en términos de los intereses nacionales, pero es claro la necesidad de la misma para mejorar en términos de eficiencia su productividad, por eso el Estado debe consolidar bases fuertes de regulación y control, así como de transferencia de tecnología, capacitación e inversión en el mejoramiento del talento humano nacional, con el fin de que en el largo plazo se pueda ser autosustentable con el traspaso de la infraestructura instalada por la empresa privada.

La necesidad de establecer un Estado “fuerte”, de carácter regulador es indispensable para el correcto manejo de los recursos naturales, pero procurando no ser intervencionista dentro de las actividades, con el fin de establecer un marco jurídico que incentive de mayor medida a la empresa privada.

Para el buen manejo de los recursos en cuanto a eficiencia y productividad, se tiene que dar un entorno político estable que permita tomar medidas de largo plazo y así generar continuidad y mejora de experiencias en el manejo de los recursos naturales no renovables.

El nuevo marco jurídico en el cual se basará la actividad minera, incorpora ciertos aspectos que no tomaron en cuenta en la implementación de la actividad petrolera, como el manejo ambiental y el establecimientos de entidades de control que se encuentran constituidas fuera de la actividad minera como tal, pero recae en ciertos aspectos a los errores cometidos en el pasado con el petróleo, que si bien no responden a políticas idénticas, se asemejan, como el traspaso de derechos a terceros.

## *Recomendaciones*

De acuerdo a los resultados de la presente investigación, se establecen las siguientes recomendaciones para futuras investigaciones en torno a este tema:

Se deberían analizar todas las políticas públicas desde la implementación del sector petrolero hasta la actualidad, así como también dar seguimiento a las políticas del sector minero a gran escala; con el fin de poder establecer periódicamente aprendizajes de la gestión en base a resultados obtenidos y poder aplicarlos en el manejo de todos los recursos naturales no renovables.

El Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, debería ser el encargado de construir bases estadísticas primarias de toda la cadena productiva, tanto del sector petrolero como del minero.

Para un mejor análisis de las bases estadísticas, las mismas deben estar con un mismo año base y homologado su estructura de cálculo, como por ejemplo, para el análisis del presupuesto general del estado o de las operaciones del gobierno central.

Se tiene que tener en cuenta la importancia de complementar la historia petrolera, con análisis cualitativos y cuantitativos obtenidos de fuentes primarias, con el fin de poder establecer estadísticas duras y periódicas que permitan realizar de mejor manera los análisis en torno a las actividades extractivas.

Se deben crear indicadores y mecanismos cuantitativos y cualitativos de evaluación de gestión y monitoreo de políticas públicas, en torno al manejo de los recursos naturales no renovables.

No se puede realizar análisis comparativos de las cuentas nacionales ecuatorianas, por lo que se recomienda tomarlas como referenciales, esto debido a que el marco jurídico ha establecido a lo largo de la historia diferentes metodologías de cálculo y por ende no todos los periodos ni años son comparables entre sí. Por este motivo es importante generar estadísticas comparables, cuyas metodologías perduren en el tiempo.

Al analizar el sector petrolero, no se lo debería hacer solamente desde el auge de los años 70`s, sino que se debería tener en cuenta desde sus inicios de explotación y desde los primeros registros de exportación del recurso.

Para realizar análisis de los recursos naturales no renovables, se tienen que tener en cuenta su producción en el largo plazo, así como su sostenibilidad en el tiempo de explotación.

Al momento de analizar la historia del Ecuador, en especial en el análisis en torno al sector petrolero, es importante enmarcar la misma en el periodo presidencial vigente, ya que el mismo permite ampliar mencionado análisis.

Para realizar un análisis más completo del sector petrolero en el Ecuador, este se lo debería realizar a partir de las primeras exportaciones de crudo registradas por el Banco Central del Ecuador en 1927.

Con el fin de poder analizar de mejor manera los impactos del sector petrolero, es importante poder añadir a los análisis, indicadores de bienestar social, que se puedan obtener a partir de la data más antigua existente en torno al sector petrolero; indicadores como índice de Gini, necesidades básicas insatisfechas, ingresos, etc.

Se debería realizar un análisis complementario de impactos en las regiones específicas, en donde se ha desarrollado la actividad petrolera en los últimos años, así como también, el cambio en las diferentes variables de bienestar social que ha tenido cada región en cada tipo de contratación.

En cuanto a los contratos celebrados en torno a los recursos naturales no renovables, como el petróleo o la minería, se debería realizar una matriz que defina parámetros generales y específicos de los mismos, en donde contenga información de todo el marco jurídico, con el fin de poder establecer de manera homóloga, los diferentes impactos y diferencias que puede tener un contrato con otro.

En términos energéticos, se debe profundizar el análisis en torno a la matriz energética y sus diferentes cambios en la evolución del sector petrolero dentro de la economía ecuatoriana, desde sus primeros indicios, pasando por el auge del petróleo hasta la actualidad, de tal manera que se puedan obtener registros históricos que puedan ser comparados con datos recopilados de igual manera para el sector de la minería a gran escala.

Se debería profundizar en las relaciones entre los auges y las políticas de subsidios, en especial las generadas en torno al sector petrolero, para estudiar los posibles escenarios dentro de la minería a gran escala.

Se debe profundizar en el análisis de la influencia de las actividades extractivas en torno a los resultados de la balanza comercial y poder determinar si una balanza negativa en torno a estos escenarios es o no deseable.

En cuanto a precios internacionales del crudo, se deben establecer parámetros y estudios que permitan mejorar el manejo de los ingresos dependientes de estos flujos de precios, de igual manera para el sector de la minería se deben establecer fórmulas de cálculo de precios que mantengan ingresos tendenciales para el país.

## ***Referencias Bibliográficas***

- Acosta, A. (2000). **Ecuador Post-Petrolero**. Ecuador: Acción Ecológica.
- Acosta, A. (2009). **La Maldición de la Abundancia**. Quito: Abya-Yala.
- Aráuz, L. A. (2004). **Contratación petrolera ecuatoriana 1972 - 2003**. En Apuestas de Política Petrolera.
- Ayala Mora, E. (2008). **Resumen de la Historia del Ecuador**. Quito: Corporación Editorial Nacional.
- Bielschowsky, R. (2009). Setenta años de la CEPAL: **Estructuralismo y Neoestructuralismo**. CEPAL 97 , 173 - 194.
- Cachanosky, J. (1994). **Historia de las Teorías del Valor y del Precio**. Revista Libertas 20 .
- Chamorro, A. (2009). **Análisis e impacto de la inclusión de los subsidios a los derivados de petróleo en el presupuesto general del Estado del Ecuador. Periodo 1992 - 2008**. Ecuador: PUCE.
- Corden, W. M. (1984). **Booming sector and dutch disease economics: Survey and consolidation**. Oxford Economic Paper , 360.
- D'Ors, Á. (2000). **La Crematística**. 383-386.
- Deyon, P. (1976). **Los orígenes de la Europa moderna: el mercantilismo**. Barcelona: Península.
- Diario HOY. (8 de Febrero de 2010). **Reservas petroleras llegarían a 2045**. Diario HOY .
- Domínguez Andrade, J. M. (2013). **La minería a Gran Escala en el Ecuador: Una Perspectiva de Desarrollo**. E+E ESPAÑA Y EMPRESA , 16 - 19.
- Ekelund Jr., R. B., & Hebert, R. F. (1992). **Historia de la teoría económica y de su método**. Madrid: McGraw-Hill/Interamericana.
- El Comercio. (12 de 11 de 2011). **Ancón promociona su Ruta del Copey**. Ancón promociona su Ruta del Copey .
- Escartín González, E. (2006). **Historia del Pensamiento Económico**.
- González, E. E. (s/d). **Historia del Pensamiento Económico - La Antigüedad Clásica**. [http://personal.us.es/escartin/La\\_Antiguedad.pdf](http://personal.us.es/escartin/La_Antiguedad.pdf) .
- Guaranda, W. (2010). **Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador**. Ecuador: Fundación Regional de Asesoría en Derechos Humanos.
- Guerra Rosero, T. E. (2009). **Análisis del agotamiento de los recursos petroleros en el Ecuador: Una comparación con nivel de riqueza petrolera para el periodo 1970 - 2008**. Diciembre: Disertación PUCE.
- Gutiérrez, G. (2011). **Historia del Pensamiento Económico**. México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- Jarrín, S., & Pantoja, M. d. (2012). *Marco Institucional de las Industrias Mineras: Experiencias Internacionales y Recomendaciones para el Ecuador*. Quito: Grupo Faro.
- Jevons, W. S. (1866). *The Coal Question*. Recuperado el 2012, de Library of economics and liberty: <http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Jevons/jvnCQ4.html#Chapter%204>
- Kee, P., & Mark, D. H. (s/d). *Accounting for Sustainable Development, Division of Macroeconomic Statistics and Dissemination*. Holanda.
- Kneese, A., & Sweeney, J. (1993). *Handbook of Natural Resource and Energy Economics Vol. 3*. Estados Unidos.
- Kolstad, C. (2000). *Environmental Economics*. Oxford University Press.
- Lynn, T. (2005). *Understanding the Resource Curse*. Revenue Watch , 21.
- Malthus, T. R. (1798). *Ensayo sobre Población*.
- Marshall, A. (1920). *Principles of Economics*. London: Macmillan and Co., Ltd.
- Mendieta, J. C. (2000). *Economía Ambiental*. Facultad de Economía Universidad de los Andes.
- Mill, J. S. (1909). *Principles of Political Economy with some of their Applications to Social Philosophy*, Recuperado el Enero de 2013, de Library of Economics and Liberty: <http://www.econlib.org/library/Mill/mlP.html>
- Monzón, J. A. (1992). *Una revisión crítica de los factores condicionantes del comportamiento energético empresarial, previo y posterior a la crisis 1973 y 1979-80*. Barcelona: Universidad de Barcelona.
- Ontaneda, L. (2010). *Las antiguas sociedades precolombinas del Ecuador*.
- Paz y Miño, J. J. (2007). *La historia inmediata del Ecuador y la deuda histórica con la sociedad ecuatoriana*. Quito.
- Petroecuador. (2010). *El Petróleo en el Ecuador*. Quito.
- Petroecuador. (2006). *Informe Estadístico 1972 - 2006*. Quito - Ecuador: Planificación Corporativa de Petroecuador.
- Ricardo, D. (1817). *On the Principles of Political Economy and Taxation*. Recuperado el Enero de 2012, de Library of Economics and Liberty: <http://www.econlib.org/library/Ricardo/ricP2.html#Ch.4,%20On%20Natural%20and%20Market%20Price>
- Rosero, T. G. (2009). *Análisis del agotamiento de los recursos petroleros en Ecuador. Una comparación con el nivel de riqueza petrolera para el periodo 1970 - 2008*. Ecuador: PUCE.
- Rothbard, M. (2009). *Historia del Pensamiento Económico*. Ludwig von Mises Institute .
- Ruiz Acosta, M., & Iturralde, P. (2013). *La alquimia de la riqueza*. Quito: CDES.
- Smith, A. (1776). *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*. Recuperado el

15 de Enero de 2013, de Library of Economics and Liberty:  
<http://www.econlib.org/library/Smith/smWN.html>

Stiglitz, J. (2006). *Cómo hacer que funcione la globalización*. Madrid: Taurus.

Taylor, J. S., & Bogdan, R. (2000). *Introducción a los métodos cualitativos*. Paidós.

Tsalik, S. (2003). Oil Windfalls: Who Will Benefit? *Caspian Revenue Watch* , 3 - 4.

United Nation. (2000). *enviromental accounting for sustainable growth and development with special reference to a system of integrated enviromental and economic accounting (SEEA): The Indonesian expeience*. En K. Saleh, *Environmental Accounting* (págs. 243 - 270).

United Nations, European Commission, International Monetary Fund, Organisation for Economic Co-operation and Development, World Bank. (2003). *Integrated Environmental and Economic Accounting*.

Villacís, D. C. (2011). *Mecanismos de Seguro petrolero para la prevención de su agotamiento*. Ecuador: PUCE.

York, R. (2006). Ecological Paradoxes: *William Stanley Jevons and the Paperless Office*. Human Ecology Review , Vol. 13, No 2.

Zalduendo, E. (1994). *Breve Historia del Pensamiento Económico*. Buenos Aires: Macchi.