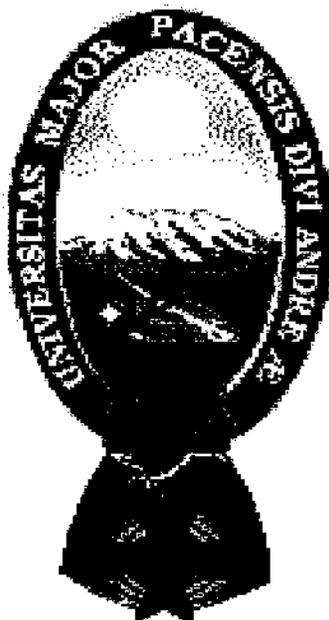


**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE CS. ECO. Y FIN.  
CARRERA DE ECONOMIA**



**TRABAJO TESIS DE GRADO**

**“IMPACTO DE P.A.E. SOBRE LA INVERSION Y  
PRODUCTIVIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS”  
(1985-2000)**

**TUTOR: DR. LUIS MARTIN VERA B.  
POSTULANTE: JAMES JUAN SARAVIA ZAMBRANA**

**LA PAZ – BOLIVIA**

Dedico este trabajo principalmente a Dios, a mis padres Juan y Benilda por, su cariño, colaboración y su aliento, a quienes debo la vida, entre otras cosas.

También a una persona muy especial, que para mi es la persona más buena, y la quiero mucho a mi Mamá Inés.

Y a toda mi familia que siempre me está apoyando en las buenas y las malas, con gratitud a todos ellos.

## INDICE DE CONTENIDO

I. INTRODUCCION.....	1
II. DELIMITACION DEL TEMA.....	4
1. JUSTIFICACION LA TEMATICA DE LA TESIS.....	4
2. JUSTIFICACION TEORICA.....	5
3. FDRMULACION DEL PROBLEMA.....	6
3.1. Elementos del problema que se conocen.....	6
3.2. Elementos del problema que se pretenden conocer.....	12
4. PLANTEAMIENTO DE LA HIPOTESIS.....	13
4.1. Hipótesis Principal.....	13
4.2. Hipótesis Secundaria.....	13
4.3. Determinación de las Variables.....	14
5. OBJETIVO DE LA TESIS.....	15
5.1. Objetivo General.....	15
5.2. Objetivos Específicos.....	15
6. METODOLOGÍA DE LA TESIS.....	16
7. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA.....	17
CAPITULO 1.....	18
MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL.....	18
1. INVERSION.....	18
1.1. Definición.....	18
1.2. La inversión: según la Renta Nacional.....	18
1.3. Decisión de Invertir.....	21
1.3.1. Enfoque Keynesiano.....	21
1.3.2. Enfoque según Harrod y Domar.....	22
1.3.3. Teoría Q de la Inversión.....	23
1.3.4. Enfoque Neoclásico.....	24
1.3.5. Enfoque según Arrow.....	28
2. PROGRAMA DE AJUSTE ESTRUCTURAL.....	29
2.1 Políticas de Estabilización Macroeconómica.....	29
2.2 Reforma Estructural.....	32
2.2.1 La función de producción.....	33
2.2.2 Teoría del Crecimiento.....	35
CAPÍTULO II.....	38
MARCO HISTORICO.....	38
1. LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES EN LA ECONOMIA BOLIVIANA Y SUS EFECTOS.....	38
1.1 Políticas de Estabilización.....	42
1.1.1 Nueva Política Económica. Período 1985-1989.....	42
1.1.2 Política Fiscal.....	43
1.1.3 La Reforma Tributaria.....	46
1.1.4 Política Cambiaria.....	48
1.1.5 Política Monetaria.....	51
1.1.6 Negociaciones Internacionales y gestión de la deuda externa.....	55
1.2. Reforma Estructural.....	57
1.2.1 Liberalización Comercial.....	57
1.2.2 Promoción de Exportaciones.....	60
1.2.3 Acuerdos Internacionales.....	62
1.2.4 Liberalización Financiera Regulación Prudencial.....	64
1.2.5 Privatización, Capitalización e Inversión Privada Extranjera.....	67
1.2.6 Reformas Estructurales en el Sector Hidrocarburos. Período 1994-1997.....	74
CAPITULO III.....	78
MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL Y LA REGULACION.....	78
1. LEGISLACION LABORAL.....	78

<b>2. PODER EJECUTIVO.....</b>	<b>79</b>
<b>3. MARCO LEGAL, INSTITUCIONAL Y REGULACION PARA LAS INVERSIONES EN SECTORES DE SERVICIOS PUBLICOS.....</b>	<b>80</b>
<b>4. POLITICA REGULATORIA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN BOLIVIA.....</b>	<b>81</b>
4.1 Antecedentes.....	81
4.2 Reformas en el Upstream y en el Downstream.....	87
4.3 Reformas del Sector Hidrocarburos en Bolivia.....	88
4.3.1. Ley de Hidrocarburos N° 1689.....	90
4.3.2 Modalidades de los contratos.....	93
4.3.3 Exploración.....	94
4.3.4 Explotación.....	94
4.3.5 Unidades de Trabajo de Exploración, UTE.....	95
4.3.6 Régimen tributario.....	96
4.3.7 Licitaciones públicas internacionales.....	100
<b>CAPITULO IV.....</b>	<b>103</b>
<b>EVALUACION DE LAS REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS DE BOLIVIA.....</b>	<b>103</b>
<b>1. RESERVAS.....</b>	<b>103</b>
<b>2. POZOS EXPLORATORIOS.....</b>	<b>112</b>
<b>3. CONTRATOS DE RIESGO COMPARTIDO.....</b>	<b>113</b>
<b>4 SUPERFICIE EXPLORADA.....</b>	<b>115</b>
<b>5. INGRESOS POR REGALIAS, PARTICIPACIONES Y PATENTES.....</b>	<b>118</b>
5.1. Regalías.....	121
5.2. Participaciones.....	126
5.3. Patentes.....	128
<b>7. LICITACIONES.....</b>	<b>131</b>
7.1. Licitación y Denominación para la Gestión 1997.....	131
7.2. Licitación y denominación para la Gestión 1998.....	133
7.3. Licitación y denominación para la Gestión 1999.....	134
<b>8. EL PROBLEMA DE LA VARIABILIDAD DE LAS RECAUDACIONES.....</b>	<b>138</b>
<b>9. ANALISIS Y CRITICA A LA LEY DE HIDROCARBUROS.....</b>	<b>141</b>
9.1 El Nuevo Papel de YPFB.....	142
9.2 Capitalización de la YPFB.....	143
9.3 El Órgano Regulador.....	148
9.4 Crítica de la ley de hidrocarburos.....	150
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>154</b>
<b>MARCO DEMOSTRATIVO DE LA HIPOTESIS.....</b>	<b>154</b>
<b>1. INVERSION EN BOLIVIA PERIODO 1981 - 2002.....</b>	<b>154</b>
1.1 Inversión Extranjera Directa.....	156
<b>2. POTENCIAMIENTO DEL SECTOR EXPORTADOR.....</b>	<b>160</b>
<b>3. INFLACION.....</b>	<b>163</b>
<b>4. PIB PETROLEO.....</b>	<b>167</b>
<b>5. MODELO ECONOMETRICO.....</b>	<b>168</b>
<b>6. RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>	<b>169</b>
6.1 Autocorrelación.....	171
6.2 Heterocedasticidad.....	172
6.3 Multicolinealidad.....	173
<b>7 INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>174</b>
<b>CAPITULO VI.....</b>	<b>179</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>179</b>
<b>1. CONCLUSIONES.....</b>	<b>179</b>
<b>2. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>181</b>
<b>3. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>183</b>

## **“Impacto de P.A.E. sobre la Inversión y Productividad del Sector Hidrocarburos (1985-2000)”**

### **Resumen**

El objetivo del presente documento fue de mostrar las Reformas Estructurales llevadas a cabo en Bolivia desde 1985, acompañadas de su impacto en la evolución de la Inversión y Productividad en el Sector Hidrocarburos. En una primera parte, el documento resalta el marco teórico y conceptual, de la Inversión, Productividad y principalmente en el Programa de Ajuste Estructural.

En una segunda parte, el documento resalta el Marco Histórico de los cambios Estructurales en la economía Boliviana, principalmente de las Políticas de Estabilización y Reforma Estructural y sus efectos en el Sector Hidrocarburos.

En la tercera parte, se muestra el Marco Legal e Institucional y de Regulación que llegaron a tener efecto en el Sector Hidrocarburos. En la cuarta parte, se realiza una evaluación de las Reformas del Sector Hidrocarburos y su impacto en la Productividad. En la última parte se resalta el marco demostrativo de la hipótesis, tomando en cuenta las variables de Inversión en el Sector, Inflación, P.I.B. petróleo, y utilizando un modelo econométrico.

En su conjunto, el documento presenta una visión global e histórica entre las Reformas Estructurales, la evolución de la Inversión y Productividad, en el ámbito nacional y sectorial (hidrocarburos). En ambos ámbitos, el documento hace contribuciones a la discusión permanente sobre crecimiento económico.

## I. INTRODUCCION

El sector hidrocarburos en Bolivia tiene importancia significativa, ya que contribuye al Producto Interno Bruto (PIB), a exportaciones e Ingresos del Tesoro General de la Nación (TGN). Este sector ha participado en promedio en el PIB en 4.4% entre 1990 y 2001, creciendo a una tasa promedio anual de 3.2% entre 1990 y 1996 y en más del 15% entre 1996 y 2001. También contribuyó con aproximadamente el 40% de los Ingresos Fiscales y ha generado 10% de las exportaciones totales.

Entre 1982 y 1985 la economía boliviana presentó profundos desequilibrios macroeconómicos que desembocaron en un proceso hiperinflacionario. En este periodo denominado periodo de crisis de la economía boliviana e hiperinflación, se aplicaron seis programas de correctivos económicos, que consistían en medidas de estabilización, entre las cuales se destaca las medidas de control de precios y tipo de cambio, políticas fiscales en materia de tarifas públicas, reformas tributarias, manejos de encaje legal, desvalorización de las obligaciones contraídas en moneda extranjera, y entrega obligatoria de divisas. Sin embargo, estas medidas no fueron suficientes para lograr estabilizar y reactivar la economía, presentándose distorsión en los precios, desembocando en un proceso hiperinflacionario.

Por esta situación que se presentó en agosto de 1985 se dictó la Nueva Política Económica (N.P.E.), que era básicamente un Programa de Ajuste y Estabilidad con el propósito de frenar el proceso hiperinflacionario, restablecer equilibrios macroeconómicos y generar un crecimiento sostenido en el largo plazo. Este programa está dirigido a reducir la demanda agregada, a través de las políticas fiscal, monetaria restrictivas y reformas tributarias, liberalización de precios y aplicación de medidas de ajuste estructural, como la apertura de la economía, reestructuración y racionalización del aparato productivo y administrativo del Estado.

La base legal de estas reformas fueron el Decreto Supremo 21060 de estabilidad macroeconómica y la Ley nº 843 de Reforma Tributaria. Continuando estas reformas, para lograr mayor participación privada se dicta en 1990 la Ley de Inversiones y en 1992 las Leyes de Privatización y Medio Ambiente.

En 1993, se inicia en Bolivia una segunda fase de reformas estructurales basadas en el proceso de participación popular, reforma educativa y capitalización de las empresas públicas, dentro del cual se encuentra la empresa estatal del petróleo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.). En 1996, se promulga la Ley de Hidrocarburos y en 1997 el Decreto Supremo 24914, que reglamenta el régimen de precios de los productos de petróleo.

Desde 1985 se consigue a la fecha importantes logros respecto a la estabilidad macroeconómica, con una tasa de inflación de un dígito. Sin embargo, el crecimiento económico todavía no se ha incrementado en forma importante y los niveles del Ingreso per capita son similares a las que prevalecían en 1980.

Estudiar el impacto de las Reformas Estructurales Bolivianas, en la Inversión, incidiendo en su relación con la productividad, mediante el estudio del sector de Hidrocarburos, es materia de la presente tesis.

Con todos los instrumentos de Economía y principalmente con el Modelo Econométrico, se abocará a demostrar que la política de estabilidad económica aplicada en el país a partir de 1985, ha determinado potenciar el sector hidrocarburos.

## **II. DELIMITACION DEL TEMA**

- Enfoque económico: ANALISIS MACROECONOMICO
  
- Línea de Investigación: ECONOMIA DEL DESARROLLO
  
- Eje Temático: DESARROLLO Y CRECIMIENTO ECONOMICO
  
- Delimitación espacial: El ámbito geográfico de estudio es Bolivia
  
- Delimitación Temporal: Como referente temporal se tomará el periodo comprendido entre 1985 a 2000.

### **1. JUSTIFICACION LA TEMATICA DE LA TESIS.-**

A más de 15 años de la crisis económica en que Bolivia soporta una de las peores hiperinflaciones de su historia y de América Latina, La Nueva política económica requirió iniciar un Programa de Estabilización, Ajuste Estructural y de Reformas, en consecuencia a partir de este hecho histórico entra en vigencia el paradigma del libre mercado en Bolivia y así se plantea la presente investigación, que busca analizar el impacto de las Reformas Estructurales, ya sea en, sus estructuras políticas, económicas y sociales, resaltando las características de reformas sectoriales (Hidrocarburos). Presentando resultados en cuanto al

desempeño del sector y sus Inversiones, con la finalidad de aportar análisis e interpretación de coyunturas económicas y sociales.

## **2. JUSTIFICACION TEORICA.-**

La aplicación de la teoría y conceptos básicos de Economía Fiscal, Economía Monetaria, Macroeconomía permitirá realizar análisis del comportamiento del Programa de Ajuste Estructural y sus componentes.

La presente investigación pretende aportar con instrumental teórico, que permita realizar exámenes sectoriales y su incidencia en el Desarrollo Económico Nacional.

### 3. FORMULACION DEL PROBLEMA

#### 3.1. Elementos del problema que se conocen

Después de la implementación del Programa de Ajuste Estructural, en Agosto de 1985, Bolivia incorpora el modelo de economía de libre mercado. La visión neoliberal identificó un actor central del cual debería depender la dinámica de la propuesta económica, la inversión privada.

Se puede enfatizar que las reformas estructurales y la nueva normatividad legal presentes a lo largo de estos diecisiete años de ajuste estructural han generado no sólo un nuevo escenario, sino que también han emergido nuevos agentes de inversión. Entre ellos se puede citar a los siguientes<sup>1</sup>:

- I. Empresas transnacionales que capitalizaron las seis empresas estatales.
- II. Empresas transnacionales aliadas a los capitales nacionales, principalmente en la minería mediana y la agricultura comercial.

---

<sup>1</sup> Villegas, Carlos (1997), *Nuevo escenario y nuevos agentes de inversión en Bolivia*, p. 6

### III. Empresas nacionales grandes y medianas

### IV. Empresas nacionales pequeñas y micro con serias limitantes estructurales.

Más allá del impulso e incentivo a la inversión privada y en particular a la extranjera, se formulan políticas comerciales y de incentivo a las exportaciones.

Bolivia aplicó un programa de liberalización comercial que reemplazó a un complejo sistema de aranceles, cuotas, licencias previas, de importación, etc. por un sistema arancelario reducido<sup>2</sup>(Política de Comercio Exterior). Además, se apertura la cuenta de capitales casi totalmente.

La política global de comercio exterior se manifiesta claramente a partir de tres políticas específicas que buscan facilitar y dinamizar al sector exportador, éstas son: la política arancelaria, la política de integración económica y la política de promoción a las exportaciones, la cual a su vez comprende el manejo de la política cambiaria, la política crediticia y los aspectos fiscales e institucionales referidos al sector.

---

<sup>2</sup> Antes el arancel tenía una gran dispersión, con una tarifa máxima de 150%. *Liberalización comercial y desarrollo en América Latina en Nueva Sociedad No. 132, 1994.*

En relación por ejemplo a la Política de Promoción de Exportaciones se basa centralmente en:

a) un principio de neutralidad dirigido ante todo a la eliminación del sesgo antiexportador<sup>3</sup>

b) la aplicación de una política de promoción al sector exportador a través de la creación de un grupo de instituciones de apoyo al sector.

A su vez la Política Cambiaria se constituye en un importante referente para la promoción de las exportaciones, puesto que por un lado, el tipo de cambio nominal influye sobre las exportaciones mediante el costo de los insumos intermedios importados así como a través de los precios de bienes de capital; por otro lado, es también evidente que el nivel y variabilidad del tipo de cambio real influye definitivamente en la competitividad del producto a ofrecerse en el exterior.

El otro pilar de la liberalización comercial: apertura de la cuenta capital, en este aspecto, la estrategia se cifró en atraer inversión extranjera directa, para lo cual se formularon una serie de leyes marco que garantizarían la libre operación de capitales extranjeros en la economía nacional y en sectores estratégicos.

---

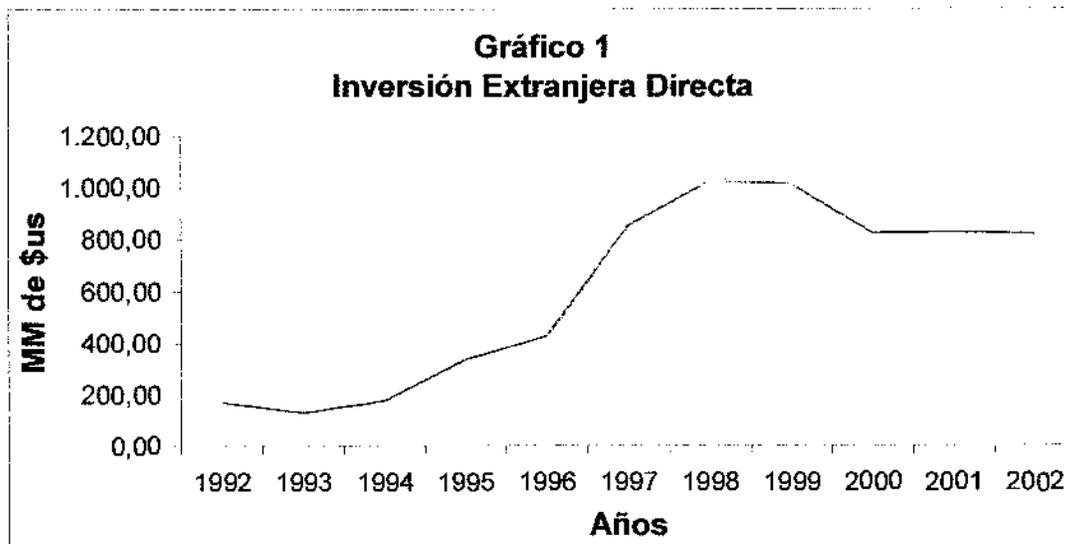
<sup>3</sup> El principio de Neutralidad pretende generar condiciones de igualdad entre los competidores; dentro de este tema se involucran elementos referente a la devolución impositiva.

De hecho, la Inversión Extranjera Directa se constituye en el principal componente del crecimiento que ha experimentado la Inversión Privada en general. La Inversión Extranjera Directa ha tenido un incremento por demás importante, desde 1992, año en que con 169 millones de dólares representaba el 45% de la Inversión Privada y el 18.4% de la Inversión Total en Bolivia, ha alcanzado en 1999 los 1.010 millones de dólares y ha pasado a representar el 80.6% de la Inversión Privada y el 62.6% de la Inversión Total en Bolivia como se observa en el cuadro 1.

**CUADRO 1**  
**Inversión Extranjera Directa**  
**(Millones de dólares americanos)**

<b>Variables</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>IED</b>	169,0	128,8	173,9	335,4	427,2	854,0	1026,1	1010,4	821,1	825,7	816,7
<b>Hidrocarburos</b>	37,9	65,3	62,8	137,7	53,4	295,9	461,9	384,1	377,6	404,7	342,2
<b>Minería</b>	112,0	42,0	28,1	47,4	19,7	29,9	38,2	23,1	28,5	32,3	13,8
<b>Industria</b>	18,1	20,9	31,5	52,9	28,2	25,4	16,1	149,6	89,1	87,3	49,2

*Fuente: propia con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización; INE; BCB.*



Fuente: propia con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización; INE; BCB.

La magnitud del flujo de IED en 1999 es 501.3% mayor a la de 1992, es decir, más de cinco veces el valor del flujo inicial. Si se toma como punto de partida el valor de Inversión Extranjera Directa en 1992, se puede concluir que el stock alcanzado en los últimos 7 años es 24 veces el valor de 1992. Lo anterior revela indudablemente mayores posibilidades de crecimiento de la economía en general y de las actividades vinculadas a las inversiones en particular (gráfico 1).

**CUADRO 2**  
**Composición de la Inversión Extranjera Directa**  
**(Porcentajes)**

Variables	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>IED</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Hidrocarburos</b>	22,4	50,7	36,1	41,1	12,5	34,7	45,0	38,0	46,0	49,0	41,9
<b>Minería</b>	66,3	32,6	16,2	14,1	4,6	3,5	3,7	2,3	3,5	3,9	1,7
<b>Industria</b>	10,7	16,2	18,1	15,8	6,6	3,0	1,6	14,8	10,9	10,6	6,0
<b>Servicios</b>	0,6	0,5	29,6	29,0	76,3	58,9	49,7	44,9	39,7	36,5	50,4

*Elaboración: propia con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización; INE; BCB.*

Por lo tanto el panorama que caracteriza a las reformas estructurales en Bolivia esta determinado por variables fundamentales como son la inversión extranjera directa, y el incentivo a las exportaciones caracterizadas fundamentalmente por el papel protagónico del sector energético (cuadro 2).

En este contexto se plantea las siguientes cuestionantes:

### **3.2. Elementos del problema que se pretenden conocer**

En el marco de la Política de Ajuste, las reformas estructurales globales, las políticas macroeconómicas implementadas permitieron alcanzar la estabilidad económica, política y social. ¿Este ambiente habría determinado, en el sector de Hidrocarburos, un ambiente propicio para la Inversión Privada?

¿Las políticas de ajuste estructural contribuyeron en forma fundamental al potenciamiento del sector Hidrocarburífero en Bolivia?

¿La inversión extranjera directa permitió alcanzar un crecimiento económico sostenido en Bolivia?

¿Cuál es el aporte de la inversión extranjera directa en el sector hidrocarburos a la generación de empleo en Bolivia?

## **4. PLANTEAMIENTO DE LA HIPOTESIS**

### **4.1. Hipótesis Principal**

La política de estabilidad económica aplicada en el país a partir de 1985 con la premisa de lograr el equilibrio fiscal, en perspectiva de captar Inversión, ha determinado potenciar el sector hidrocarburos, en términos de mayores ingresos para el país de tal manera que le permitió asumir un rol determinante en este proceso.

### **4.2. Hipótesis Secundaria**

El crecimiento de la Formación Bruta de Capital Fijo se debe principalmente a la Inversión Privada Extranjera hacia sectores productivos (Hidrocarburos) sin embargo este hecho no repercutió en mayor generación de empleos ni crecimiento económico.

### 4.3. Determinación de las Variables

#### Primer modelo

##### VARIABLES INDEPENDIENTES

- Políticas de Ajuste Estructural:
- Incentivo a la Inversión Extranjera Directa
  - Potenciamiento del sector Exportador (tipo de Cambio)
  - Producto Interno Bruto por actividad Petrolera
  - Control Inflacionario

##### VARIABLES DEPENDIENTES

Sector Hidrocarburo                      Volumen de producción.

#### Segundo Modelo

##### VARIABLES INDEPENDIENTES

Formación Bruta de Capital Fijo

Producto Interno Bruto

##### VARIABLES DEPENDIENTES

Tasa de Desempleo

## **5. OBJETIVO DE LA TESIS**

### **5.1. Objetivo General**

Determinar y analizar la participación de las políticas de ajuste estructural en las del Sector Hidrocarburos, y el impacto en la política de estabilidad y crecimiento económico del país, durante 1985-2000.

Analizar la evolución de la economía nacional a partir de la intensificación de estas políticas e identificar y analizar logros en políticas de estabilidad y crecimiento económico.

### **5.2. Objetivos Específicos.**

- Identificar y examinar la Inversión y productividad en el Sector Hidrocarburos.
- Conocer las características y efectos que genera la transferencia de excedentes del Sector Hidrocarburos.
- Determinar la Inversión Privada que se encuentran influenciados por Reformas Estructurales.

## 6. METODOLOGIA DE LA TESIS

Con el propósito de establecer la estrategia procedimental para la comprobación de la hipótesis se elaborará un diseño metodológico, definiendo en este el universo, unidades de análisis, métodos, procedimientos y la forma de análisis de los datos a obtenerse; información que ligada a investigación teórica nos posibilitará realizar conclusiones.

Las fases que pretendemos en la investigación son:

- Primero. Acoplar lecturas básicas, informes, datos estadísticos, etc., procediendo luego al estudio, análisis y ordenamiento de dicha información en relación al contenido de nuestra tesis.
  
- Segundo. Definir el objeto y objetivo de la investigación en cuanto a la determinación y análisis de la participación de las Políticas de Ajuste y su impacto en el sector Hidrocarburos.
  
- Tercero. Se utilizará publicaciones de prensa escrita referidas a declaraciones y artículos sobre el Sector Hidrocarburos.

## **7. JUSTIFICACION METODOLOGICA.-**

El desarrollo del presente trabajo se realizará, mediante un análisis de la importancia que asume las políticas de ajuste estructural en el Sector Hidrocarburos, del cual, se efectuará un examen y explicación en forma cronológica de todos los procesos que le tocó asumir a la Economía Nacional.

Para la realización del mencionado análisis es necesario implementar un instrumental metodológico científico, que permita relacionar las variables de estudio.

## CAPITULO 1

### MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL

#### 1. INVERSION

##### 1.1. Definición

“La Inversión es el gasto dedicado a incrementar o a mantener el stock de capital, y posibilitar un crecimiento de producción”<sup>4</sup>. La materialización de la inversión depende del agente económico que la realice. Se constituye por fábricas, maquinaria, oficinas y bienes duraderos que son utilizados en el proceso de producción. Para un individuo o una familia, la inversión puede darse mediante la compra de activos financieros (acciones o bonos) así como la compra de bienes duraderos (una casa o un automóvil, por ejemplo).

##### 1.2. La Inversión: según la Renta Nacional

El concepto de Inversión, desde el punto de vista de la Renta Nacional, se refiere al “valor de la parte de la producción de la economía en un periodo dado que toma la forma de nuevas estructuras, nuevo equipo duradero de producción y variaciones de existencia”<sup>5</sup>. En la práctica, la inversión se mide por gastos en esa partida.

---

*Rudiger Dornbusch y Stanley Fischer. "Macroeconomía" (quinta edición), McGraw-Hill, p.351*  
*Shapiro Edward, Análisis Macroeconómico. 1975.*

La inversión o formación bruta de capital supone un aumento del stock de capital real del país, sobre todo del productivo, como fábricas, maquinaria o medios de transporte, por ejemplo, así como el aumento del capital humano como mano de obra cualificada. Si excluimos de la contabilidad la variación de inventarios estamos hablando de formación bruta de capital fijo. Si tenemos en cuenta la depreciación (el consumo del capital), hablamos de formación neta de capital. Así pues, aunque la compra de un automóvil por un individuo particular no constituye inversión nacional, la compra de medios de transporte por una empresa sí será considerada como inversión porque se utilizará para aumentar el capital productivo de la comunidad. Existe una excepción importante: la compra de vivienda nueva sí es formación bruta de capital, aunque su utilización no aumenta el producto nacional.

El capital nacional incluye el capital humano, se puede defender que la inversión en éste debiera contabilizarse como inversión. Esto implica que habría que incluir los gastos en educación como parte de la inversión y no como parte del consumo (ya sea privado o público).

Hogares y Empresas deciden sobre destino de recursos financieros provenientes del Ahorro y Utilidades, y proporciones destinadas a compra de Activos e Inversión. "Decisión final responde a contrastación de rendimientos de cada uno de destinos, en la línea de optimización de Beneficios y minimización de Costos, que impere en menor riesgo posible".

Activos financieros su rendimiento se expresa por tasa de interés pasiva en caso de Bonos y Títulos, y Activos reales otorgan rendimientos de tipo cualitativo. Países con riesgo cambiario demasiado alto, se considera como activos financieros a unidades monetarias fuertes.

La riqueza total de un Estado no aumenta cuando lo hace la cantidad de activos financieros que poseen los ciudadanos del mismo país, porque estos activos representan pasivos de otros ciudadanos. La compra y venta de estos activos refleja un cambio de propiedad de los activos existentes (o del producto que generan). Entonces, la compra de bienes de capital de segunda mano no constituye una nueva inversión en la economía nacional. Esto es así porque su compraventa no implica creación neta de ingresos, puesto que también implican sólo un cambio de propiedad de activos existentes cuya producción ya había sido contabilizada el año que se fabricaron.

Además, según las normas de contabilidad nacional que aplican casi todos los países, las compras de las economías domésticas (familias e individuos particulares) en bienes de consumo duraderos, como automóviles y electrodomésticos, no deben incluirse en el apartado de inversión, sino en el de consumo privado. Esto se debe a las convenciones contables aceptadas y a motivos de conveniencia estadística, ya que se parte del supuesto de que estas transacciones no sirven para incrementar el producto nacional. De la misma forma, la compra de automóviles por parte de un gobierno no se incluye en la inversión del país.

### 1.3. Decisión de Invertir

Es una de las cuestiones más polémicas de la economía. Existen diversos enfoques, que indagaron el comportamiento de los inversores, tratando de formular una teoría que explique la decisión de invertir.

#### 1.3.1. Enfoque Keynesiano

Este enfoque muestra que “la Inversión depende de la eficiencia marginal del capital esperado respecto a alguna tasa de interés que refleje el costo de oportunidad de fondos de Inversión”<sup>6</sup>. Entonces el productor demandará Inversión hasta que la Productividad Marginal de Capital, se iguale a Tasa de Interés real.

El empresario para decidir Invertir toma en cuenta relación de tres factores:

- el flujo esperado de beneficios derivados de utilización de bienes de Capital adquiridos;
- tipo de interés de mercado y,
- precio de compra del bien de Capital.

Los rendimientos de Inversión se expresa por eficacia marginal del Capital, definido por “el tipo de descuento que lograría igualar el valor presente de la serie

---

<sup>6</sup> *Serenen y Solimano (1989), World Bank.*

de anualidades dada por los rendimientos esperados del bien de Capital, durante el tiempo de su vida, a su precio de Oferta<sup>7</sup>.

La Eficacia Marginal de Capital excede la Tasa de Interés la nueva Inversión en bienes de Capital resultará lucrativa, ya que Precio de Oferta o Costo de reposición permanecerá por debajo del precio de demanda.

Racionalidad de agentes económicos poseedores del ahorro, los mismos toman decisiones de acuerdo a cada uno de los rendimientos, como activos e Inversión.

### 1.3.2. Enfoque según Harrod y Domar

Este enfoque de la teoría de inversión se basó en modelos de crecimiento, donde la Inversión se considera como proporción lineal de cambios en el producto. Entonces la demanda agregada sería variable que determine los volúmenes de Inversión.

Dado el objetivo de crecimiento del producto, los requerimientos de Inversión se calculan mediante el ICOR.

---

<sup>7</sup> Keynes John M. *Teoría General de la ocupación, el interés y el dinero*. Fondo de Cultura Económica. Novena Impresión. 1977.

En un determinado periodo, la Inversión efectiva es mayor que Inversión deseada, existe un exceso de Inversión, en periodo siguiente, iniciándose un periodo recesivo que llegará a su fin por la intervención de Política Económica para elevar el nivel de demanda agregada, mediante el incremento de los componentes.

### 1.3.3. Teoría Q de la Inversión

Que fue formulada por Tobin, planteando que la tasa de Inversión está en función de  $q$ , esta es relación entre valor de mercado de nuevos bienes de Capital y Costo de Reposición. El sustento principal de esta teoría es que en contexto que no existía Impuestos, las empresas invertirán un monto determinado en comprar bienes de Capital, en la medida que el valor de la firma incrementa en proporción mayor. Tobin supone valor de mercado de unidad adicional de Capital es igual valor promedio de mercado del stock existente de Capital, que es igual a la relación entre valor de mercado del stock de Capital y costo de reposición, siendo dable aproximación para valor de  $q$  marginal. Suponemos que Inversión es función creciente de  $q$ .

O sea,

$$I = I(V/K)K$$

$$I(1) = 0 \quad I' > 0,$$

Donde  $I$  es la Inversión bruta y  $V/K$  es relación  $q$ . si Inflación es nula, precio de capital se puede tomar igual a unidad. Supuesto que la relación  $I/K$  dependa de  $q$ , asegura que tasa de crecimiento de Stock de Capital sea independiente.<sup>8</sup>

Si una empresa tiene capacidad de elegir sus insumos, mediante función de producción reflejada en su tecnología, incrementará o reducirá adiciones de capital hasta que  $q$  sea igual a uno. Tobin encontró dos razones para  $Q$  distinta a uno: rezagos de bienes de Capital e instalación de Inversión.

#### 1.3.4. Enfoque Neoclásico

La Teoría Neoclásica de Inversión se centra en el estudio de la fijación del equilibrio del stock de capitales en función de variables como el nivel de actividad, los precios de los bienes finales, los costes de los bienes de capital y el coste de oportunidad del capital (determinado por el tipo de interés que podría haberse obtenido invirtiendo el mismo dinero en activos financieros). El nivel de inversión estará determinado por el deseo de eliminar la diferencia entre el stock de capital disponible y el deseado para unos valores fijos de las variables que determinan este último. Se ha intentado a menudo descubrir las relaciones entre estas variables y la función de producción de la economía, pero las dificultades econométricas son enormes, entre otras cosas porque las estimaciones del stock de capital no son muy precisas y porque la inversión en un periodo concreto (por

---

<sup>8</sup> Lawrence H. Summers, "Taxation and Corporate Investment: A  $q$ -Theory Approach". *Brooking Papers on Economy Activity*, 1:1981.

ejemplo, un año) reflejan el intento de alcanzar el nivel de capital deseado. En tanto en cuanto las variables que determinan este nivel de capital cambian de modo constante, y en tanto en cuanto la inversión puede realizarse a lo largo de varios años, la interpretación de las variaciones pasadas en el nivel de inversión y en las variables determinantes de ésta resulta una interpretación muy compleja. Otros planteamientos subrayan la importancia de las expectativas de la empresa y la de la incertidumbre asociada con cualquier inversión; otras teorías se centran en las necesidades de liquidez de la empresa. Todas estas teorías no se excluyen entre sí; puesto que las empresas varían sus ritmos de inversión, así como la cuantía de ésta, el análisis de los determinantes de la inversión depende de cuándo y en qué circunstancias se realice.

Esta teoría basada en la acumulación óptima del Capital. Se divide en dos etapas, para fines útiles de exposición:

#### **1.3.4.1. Primera etapa: según Jorgenson**

En la primera etapa planteada por Jorgenson<sup>9</sup> fundamenta que la demanda por Stock de Capital se determina al maximizar el beneficio neto, definido por sumatoria de Ingresos Netos descontados, y a su vez estos son Ingresos Corrientes menos gastos en cuenta corriente y Capital.

---

<sup>9</sup> Jorgenson. D. "Capital theory and behavior." American Economic Review. (1963)

Donde  $R_t$  ingreso antes de aplicar Impuestos;  $D_t$  impuestos directos y  $r$  la tasa de Interés, el beneficio neto  $W$  es:

$$W = \int_0^{\infty} e^{-rt} (R_t - D_t) dt$$

Sea  $p$  precio de producto,  $s$  tasa de salarios,  $q$  precio bienes de capital,  $Q$  cantidad de producto,  $L$  cantidad del insumo variable e  $I$  tasa de Inversión, Ingreso neto es:

$$R = pQ - sL - ql.$$

U tasa de Impuestos directos,  $v$  proporción reserva de ingreso para pago de Impuestos,  $w$  proporción de interés,  $x$  proporción de pérdidas de capital descontables del ingreso y  $\delta$  tasa de depreciación, tenemos:

$$D = u (pQ - sL - (v\delta q + wrq - xq) k).$$

Maximización del beneficio neto, sujeta a función neoclásica de producción y supuesto de tasa de crecimiento stock de capital es igual a Inversión menos depreciación, obteniendo productividades marginales de capital e insumo variable. En la primera deducimos el costo de uso del Capital y Capital deseado de empresas:

$$K^* = \zeta (pQ/c)$$

$K^*$  es capital deseado,  $c$  costo de uso de capital y  $\zeta$  es elasticidad de producto respecto de capital. Inversión son adiciones en tiempo al capital efectivo hasta lograr capital deseado.

La velocidad con que realiza la Inversión, la más usual es del acelerador flexible de Inversión, siendo que la Inversión de un periodo es igual a fracción brecha entre capital deseado, entonces

$$I_t = \beta(K^* - K_{t-1})$$

Resumiendo, demanda de Inversión se obtiene mediante la maximización del beneficio por parte de empresas. Stock de capital deseado depende del costo de uso de capital y nivel de producto. De empresa su objetivo es maximizar valor presente descontando del flujo neto de caja sujeto a restricción tecnológica.

#### **1.3.4.2. Segunda etapa: según Treadway y Lucas**

Según Treadway y Lucas, introduce costo de instalación de nuevos bienes de capital en la optimización de empresa. Entonces empresa controla la tasa de Inversión y no el stock de Capital.

### 1.3.5. Enfoque según Arrow

Los investigadores económicos iniciaron fase en la que se presta atención a la noción de inversión irreversible, en sentido de que los recursos destinados a la inversión, cuando se ejecuta en la adquisiciones de bienes de capital, se tornan específicos de la actividad a que fueron destinados, es decir, la transferencia a otras actividades, representa un mayor costo. Uno fue Arrow, mostró que en presencia de certidumbre en ambiente económico, la irreversibilidad constituye un impedimento entre costo de capital y contribución marginal de beneficio. Condiciones de incertidumbre cumplen rol determinante, donde la irreversibilidad tiene implicaciones importantes en decisión de Inversión: Inversión irreversible puede ser afectada por factores de riesgo. La intuición que si el futuro es incierto alguna adición de Capital a capacidad productiva en presente, incrementa oportunidades que empresa podría tener en el futuro con demasiado capital, el cual no se puede eliminar debido a irreversibilidad del capital.

## 2. PROGRAMA DE AJUSTE ESTRUCTURAL

Se entiende por Programa de Ajuste Estructural (PAE)<sup>10</sup> a un sistema de políticas que busca adaptar las economías nacionales a nuevas condiciones de la economía mundial, caracterizado fundamentalmente por patrón tecnológico-productivo, circuitos comerciales y financieros en proceso de cambios. Analíticamente por el tipo de objetivos que tiene el PAE, se pueden distinguir dos niveles: Estabilización Macroeconómica y Reforma Estructural; en este último comprende el ámbito económico y social.

### 2.1 Políticas de Estabilización Macroeconómica

"Las políticas de estabilización son políticas monetarias y fiscales ideadas para moderar las fluctuaciones de la economía- concretamente de la tasa de crecimiento, de inflación y de desempleo."<sup>11</sup>

Principalmente la política de estabilización es una política económica encaminada a evitar la inflación.

Cualquier intento serio de atacar la inflación implicará dificultades y riesgos, siendo además un proceso largo porque las medidas restrictivas tienden a reducir la producción y el empleo antes de que se hagan patentes los beneficios. Por otra parte, las medidas fiscales y monetarias expansivas tienden a aumentar el nivel de

---

<sup>10</sup> Elementos de esta estrategia se trazó por el Banco Mundial.

<sup>11</sup> Rudiger Dornbusch y Stanley Fischer, "Macroeconomía" (quinta edición), McGraw-Hill, p. 33

actividad económica antes de que aumenten los precios. Estos riesgos económicos y políticos explican por qué predominan las políticas expansionistas.

Las políticas de estabilización<sup>12</sup> anulan los efectos de la inflación y la deflación al restablecer el nivel normal de actividad económica. Para que sean efectivas, estas medidas tienen que ser permanentes y no solamente ajustes temporales que, a menudo, no consiguen más que agravar las variaciones cíclicas. El requisito indispensable para luchar contra la inflación implica que la cantidad de dinero y de créditos crezca a una tasa estable en función de las necesidades de crecimiento de la economía real y financiera. Los bancos centrales pueden determinar, a largo plazo, la disponibilidad de dinero y créditos controlando las reservas financieras necesarias, y con otro tipo de medidas. La restricción monetaria durante las recesiones cíclicas permite la recuperación financiera. Sin embargo, las autoridades monetarias no pueden imponer la estabilidad económica si la inversión y el consumo privados siguen creando presiones inflacionistas o deflacionistas, o si el resto de la política económica entra en contradicción con la política monetaria anti-inflacionista. El gasto público y la política impositiva tienen que ser coherentes con la actuación monetaria con el fin de lograr estabilidad y evitar excesivas oscilaciones en la política económica.

---

<sup>12</sup> Enciclopedia Microsoft® Encarta® 2002. © 1993-2001 Microsoft Corporation.

Concretamente, los gobiernos tienen que financiar su enorme déficit presupuestario pidiendo préstamos externos, impuestos o bien emitiendo dinero. Si se adopta esta última medida, las presiones inflacionistas aparecen inevitablemente. La única forma de lograr que las medidas de estabilización sean efectivas es manteniendo una política monetaria y fiscal estable y coordinada.

También es necesario emprender medidas desde el lado de la oferta para luchar contra la inflación y evitar los efectos de estancamiento económico debidos a la deflación. Entre las posibles medidas a tomar desde el lado de la oferta se encuentran las medidas incentivadoras del ahorro y la inversión; mayor gasto para el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías; la mejora de las técnicas de gestión y de la productividad del trabajo a través de la educación y las prácticas laborales; mayores esfuerzos para mantener estable el valor de las materias primas y para desarrollar nuevos recursos; y la reducción de la excesiva regulación gubernamental.

Algunos analistas recomiendan la aplicación de políticas de rentas para luchar contra la inflación. Estas políticas abarcan desde las imposiciones gubernamentales sobre niveles de precios, salarios, rentas y tipos de interés hasta los incentivos fiscales, o simplemente recomendaciones hechas por el gobierno. Algunos afirman que la intervención del gobierno podría complementar las principales medidas económicas monetarias y fiscales, pero los críticos de esta postura señalan las ineficiencias de los anteriores programas de control en los países desarrollados. Entra en lo posible que las futuras medidas de estabilización

se basarán en coordinar las políticas monetarias y fiscales y en aumentar los esfuerzos desde el lado de la oferta para mantener la productividad y desarrollar nuevas tecnologías.

Todos los temas relacionados con la inflación, la deflación y las políticas asociadas con estas problemáticas están adquiriendo mayor importancia debido a la creciente movilidad de la inversión y a la especulación de los mercados internacionales que cada vez están más interrelacionados, sobre todo en las últimas décadas del siglo XX. Dado que las finanzas internacionales pueden cambiar el valor de una moneda en cuestión de minutos, o llevar a un país a la crisis económica, la gestión empresarial está adquiriendo un papel relevante a la hora de lograr la estabilidad económica.

## **2.2 Reforma Estructural**

Reforma Estructural consiste en un “conjunto de medidas orientadas a impulsar el desarrollo económico, sobre la base de un nuevo aparato productivo y el nuevo ordenamiento político, social, exterior, económico y financiero.”<sup>13</sup>

Entonces el desarrollo económico es un “proceso de crecimiento de una economía caracterizado por innovaciones tecnológicas, aumentos en la productividad y cambios sociales que suele ir acompañado por un mejor reparto de la renta y riqueza.”<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> *Diccionario de Economía y Negocios (Arthur Andersen)* © Espasa Calpe, S.A.

<sup>14</sup> *Idem*

Utilizaremos la función de producción para estudiar las fuentes del crecimiento. Que principalmente son tres: el crecimiento del trabajo, el crecimiento del capital y el perfeccionamiento de la eficiencia técnica.

### 2.2.1 La función de producción

“La función de producción relaciona la cantidad producida en una economía con los factores de la producción utilizados y con el nivel de conocimientos técnicos”<sup>15</sup>. La ecuación (1) representa la función de producción mediante símbolos:

$$Y = A F ( K, N ) \quad (1)$$

Donde  $K$  y  $N$  son las cantidades utilizadas de capital y de trabajo, y  $A$  es el estado de la tecnología. Esta función expresa que la producción depende de las cantidades de los factores  $K$  y  $N$  y del estado de la tecnología. Los aumentos de las cantidades de los factores y el perfeccionamiento tecnológico conducen a un aumento de la oferta de producto.

El paso siguiente consiste en hacer más precisas estas relaciones deduciendo una expresión de la tasa de crecimiento de la producción. En la Ecuación (2) mostraremos los determinantes del crecimiento de la producción:<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> Rudiger Dornbusch y Stanley Fischer, “Macroeconomía” (quinta edición), McGraw-Hill, p. 835

<sup>16</sup> la Ecuación (2) se cumple cuando hay rendimientos constantes de escala en la producción.

$$\Delta Y/Y = (1-\theta) \times \Delta N/N + \theta \times \Delta K/K + \Delta A \quad (2)$$

Crecimiento de la producción = participación del trabajo  $\times$  crecimiento del trabajo + participación del capital  $\times$  crecimiento del capital + progreso técnico

donde  $(1-\theta)$  y  $\theta$  son ponderaciones iguales a las participaciones del trabajo y del capital en la renta.

La ecuación (2) resume la participación que tienen en el crecimiento de la producción, el crecimiento de los factores y las mejoras de la productividad:

a) la participación del crecimiento de los factores se recoge en los dos primeros términos. El trabajo y capital contribuyen cada uno con una cantidad que es igual a su tasa de crecimiento multiplicada por su participación en la renta.

b) la tasa de perfeccionamiento tecnológico, denominada progreso técnico, o el crecimiento de la productividad total de los factores, es el tercer término de la ecuación (2). La tasa de crecimiento de la productividad total de los factores es lo que crecería la producción como consecuencia del perfeccionamiento de los métodos de producción, si permanecieran constantes las cantidades utilizadas de los factores. Es decir, tiene lugar un crecimiento de la productividad total de los factores cuando se obtiene una cantidad de producto mayor utilizando las mismas cantidades de factores de la producción<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Existe diferencia entre la productividad del trabajo y la productividad total de los factores. La productividad del trabajo es solamente la relación entre la producción y la cantidad de trabajo,  $Y/N$ . la

La función de producción es un buen punto de partida para pensar en el desarrollo. El desarrollo económico requiere la acumulación de factores de la producción y una mejor utilización de los recursos o un aumento de la productividad de los factores.

### **2.2.2 Teoría del Crecimiento**

La teoría del crecimiento busca respuestas a preguntas sobre cuatro elementos decisivos: el crecimiento de la población, capital humano, Inversión y eficacia para utilizar los recursos productivos. Cada uno de estos determinantes del crecimiento está influido, por la política económica.

#### **2.2.2.1. Modelo neokeynesiano**

Este principio otorga un rol determinante en el equilibrio macroeconómico a la demanda agregada y a la función de Inversión. En este modelo las decisiones de ahorro son independientes de las de Inversión: mientras un aumento en la inversión deseada aumenta la demanda agregada, un aumento en la propensión a ahorrar la reduce.

---

*productividad del trabajo crece, como resultado del progreso técnico, y por la acumulación del capital por trabajador.*

Tomando la ecuación (1) como base del modelo de crecimiento. Si suponemos que no existe depreciación del capital físico y, a su vez, hacemos abstracción del progreso tecnológico, la tasa de crecimiento del producto será

$$\Delta Y/Y = 1/Y [F_k \Delta K + F_N \Delta M] \quad (3)$$

donde  $F_k$  y  $F_N$  representan la productividad incremental del capital y del trabajo, respectivamente.

Tomando la ecuación (1) y (3) como base para el modelo de crecimiento, las variaciones del stock de capital y de la fuerza de trabajo en este enfoque surge del equilibrio en el mercado de bienes. Con la demanda agregada, se supone que el consumo se determina a partir de una propensión constante a consumir. Por parte la inversión responde a las expectativas de los inversionistas sobre la tasa de rentabilidad del capital.

La inversión deseada también depende de la rentabilidad del capital, de modo que el crecimiento inducido por la inversión será:

$$[\Delta Y/Y] = 1/Y [F_k I(r) + F_N \Delta M]$$

donde  $I(r)$  representa una función de inversión. El mecanismo que ajusta el mercado de bienes en este modelo es el nivel de precios, con salario nominal que puede ser considerado como numerario. Cuando la demanda agregada es mayor

a la oferta, el nivel de precios tiende a elevarse aumentando la oferta a través de la contratación de mayor cantidad de mano de obra, y la demanda agregada tiende a reducirse, ya que el salario real cae, lo cual reduce el consumo y eleva el ahorro. De este modo un alza en el nivel de precios está asociada a una recomposición de la demanda agregada desde el consumo hacia la inversión.

## CAPITULO II

### MARCO HISTORICO

#### 1. LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES EN LA ECONOMIA BOLIVIANA Y SUS EFECTOS

La economía boliviana ha experimentado profundos cambios desde agosto de 1985, tras la crisis económica, política y social, se determinó impulsar un nuevo modelo de desarrollo en el país. El nuevo modelo se basó en el programa de estabilización económica, a partir de la promulgación del Decreto Supremo 21060, que estableció la Nueva Política Económica (N.P.E.), y paulatinamente a las reformas estructurales, que estuvieron enmarcadas en los lineamientos del "Consenso de Washington", buscando la estabilidad económica, una mejor eficiencia y asignación de recursos, y promover un mayor crecimiento con equidad.

La diferencia entre políticas de estabilización y políticas estructurales se justifica por diferentes tratamientos y velocidades en que estas políticas fueron aplicadas, y para mostrar la dificultad que puede encontrar una economía, de presentar una transición rápida entre estabilidad y crecimiento económico. "...por lo menos en el corto plazo, existe un conflicto inherente entre las políticas de medida que pretenden garantizar la estabilidad económica y aquellas que buscan promover el crecimiento."<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> Antelo, E(1993). "Producto, Inversión y Desarrollo económico". *Análisis económico*, 6:45-72. UDAPE. La Paz.

En la primera fase, el objetivo dominante se refirió a la estabilización; la segunda recayó sobre el ajuste estructural. Esto se debió, entre otros factores, a la persistente restricción financiera que siguió enfrentando la economía, principalmente el sector público. De esta manera, si bien el programa de estabilización fue exitoso en el control de la inflación, habiendo logrado estabilizar la tasa de crecimiento de los precios en los últimos años, en un rango de 15 a 20 por ciento anual, esto fue conseguido además por la reducción del déficit fiscal, la tasa de crecimiento de los productos no alcanza aun niveles superiores a la de la población, el consumo per cápita permanece constante y la tasa de inversión de la economía se encuentra en niveles inferiores al 15% del PIB.

Las reformas de primera generación ejecutadas desde 1985 tuvieron un impacto muy importante en asegurar la estabilidad macroeconómica y sentar las bases para el crecimiento. Sin embargo, el crecimiento no se daba a las tasas que pretendía la economía, para así salir de las condiciones de subdesarrollo y pobreza, por ello se hicieron necesarias las reformas de segunda generación ejecutadas entre 1994-97, y luego se profundizó las mismas en 1998.

Bolivia ha cambiado en esencia, el Estado ya no cumple su función en las actividades productivas y su inversión va principalmente a los sectores sociales y de infraestructura básica.

El sector privado extranjero ha tomado el papel fundamental en las inversiones, el cual se encuentra creciendo a elevadas tasas y que se centra en los sectores de hidrocarburos e industrias de servicios básicos.

Mientras el gobierno cumplió con su parte en mantener la estabilidad, no se observaron las inversiones esperadas por parte del sector privado doméstico. Este se había convertido en muy dependiente de las propias inversiones del gobierno, no disponía de grandes capitales de riesgo y no había desarrollado capacidades tecnológicas y administrativas para competir de acuerdo a las exigencias de la globalización. Además, permanecía un ambiente de incertidumbre respecto a la consolidación del nuevo modelo y cuestionamientos sobre si algunas características de la economía boliviana, como la mediterraneidad, su infraestructura básica y su capital humano, realmente podrían producir una nación exportadora.

El resultado fue que el sector público continuó siendo el principal inversor a través de sus empresas públicas, aunque en condiciones de crecientes críticas por temas de ineficiencia interna y dinámica. Estas críticas llegaban a todos los niveles de gobierno, caracterizados por una estructura altamente centralizada, y a sus empresas de bienes y servicios en particular, por su falta de eficiencia dinámica. A pesar del esfuerzo del Estado por enfrentar las inversiones requeridas, estas eran insuficientes y ya no se disponía de un fácil acceso al endeudamiento externo de organismos internacionales como el Banco Mundial y Banco Interamericano de

Desarrollo, los cuales ya indicaron su desinterés en continuar apoyando a empresas e instituciones públicas en condiciones de ineficiencia.

En este ambiente de incertidumbre, el gobierno inició una etapa de promoción de inversión privada extranjera mediante varias leyes muy favorables a dicha inversión y también experimentó tímidamente con la privatización de algunas de sus pequeñas empresas. Esta situación se mantuvo hasta 1994, cuando se inicia un agresivo plan de transferencias de las principales empresas públicas de bienes y servicios al sector privado, particularmente extranjero, y al nuevo repliegue del Estado hacia la regulación de mercados e inversiones en el sector social, luego de una descentralización del mismo.

## **1.1 Políticas de Estabilización**

### **1.1.1 Nueva Política Económica. Periodo 1985-1989**

A partir de agosto de 1985 Bolivia realiza, una profunda reforma económica centrada en el mercado, la apertura comercial, la liberalización financiera interna, la liberalización de los flujos de capitales, la eliminación de controles al mercado de cambios y la aplicación de una política cambiaria flexible, con base en el funcionamiento del bolsín en el Banco Central.

El modelo propiciaba el crecimiento económico liberalizado por las exportaciones como respuesta y alternativa al viejo modelo económico proteccionista basado en la sustitución de importaciones. Sin embargo, curiosamente, la reforma comercial fue una de las reformas menos claras desde los inicios de la Nueva Política Económica hasta el momento actual. No se le dio la importancia necesaria a las exportaciones, y en especial a las exportaciones con valor agregado, al aumento de la competitividad ni tampoco a una estrategia de integración. La tendencia fue más bien a una apertura importadora que condujo a elevados déficits comerciales y desequilibrios en la balanza de pagos en cuenta corriente. El tema de la competitividad no fue parte de un tema de consenso de los distintos gobiernos, puesto que si incluso llegó a crearse todo un Ministerio de Competitividad y Exportaciones, éste tuvo una vida efímera.

En materia de aranceles si bien la tendencia fue a una apertura unilateral no hubo una política arancelaria clara. Primero, en 1985 se aplicó una tarifa uniforme equivalente al 10% más un adicional de 10% del nivel arancelario existente. Posteriormente, con el 21660 en 1987 se estableció un arancel uniforme del 20% y después se definió un programa de desgravación hasta el 10%, pero se suspendió cuando el nivel de desgravación era del 17%. En 1989 se continuó la desgravación arancelaria al 16% y por último se la aceleró hasta llegar al arancel del 10% para todos los bienes, excepto un 5% para los bienes de capital.

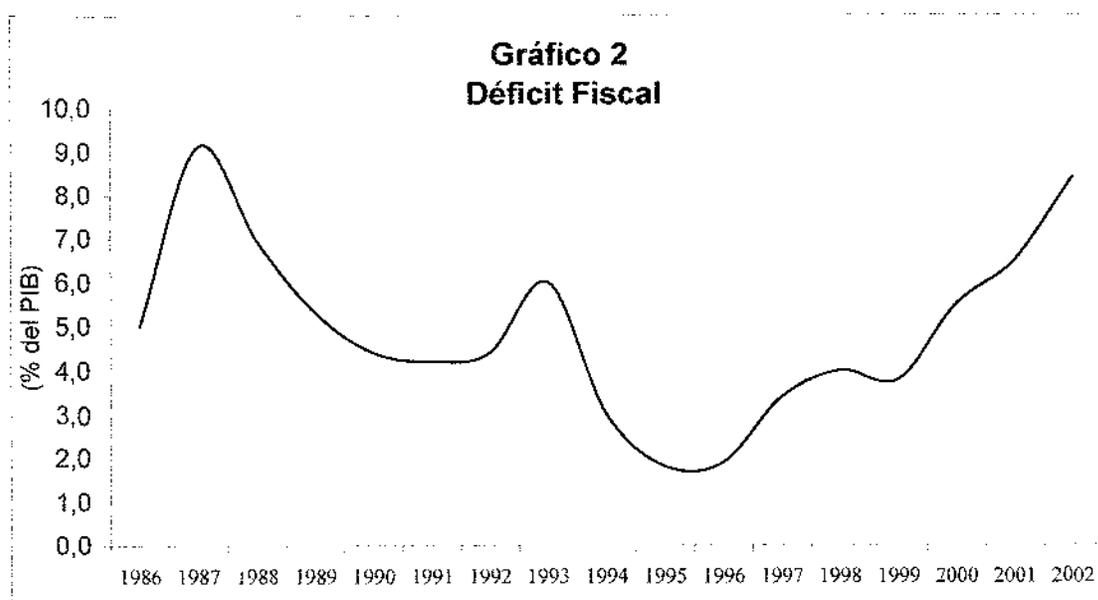
En el caso de las exportaciones, los cambios fueron mayores y no hubo una estabilidad en las reglas de juego. El Decreto Supremo 21060 pese a lo que se cree que no permitía subsidios, restableció el mecanismo de compensación impositiva que permitía incentivos fiscales hasta un 25% del valor de exportación. El 21660 estableció un incentivo de 5% para las exportaciones mineras y del 10% para las exportaciones tradicionales.

### **1.1.2 Política Fiscal**

Al comienzo de la aplicación de la Nueva Política Económica el déficit del sector público representaba aproximadamente el 20% del PIB; que era financiado en un 80% con emisión inorgánica. Esta situación era de crisis fiscal muy aguda e incontrolable.

La Política fiscal en parte referida al gasto en su objetivo principal reducción de los gastos corrientes y controlar gastos de inversión de Estado para evitar presiones inflacionarias que se origina del déficit fiscal.

Las medidas para disminuir el Déficit Fiscal pusieron énfasis en el control de caja de operaciones del Tesoro General de la Nación (TGN). Se suprimió el crédito del Banco Central, eliminándose subsidios directos e indirectos que se le otorgaba<sup>19</sup>.



Elaboración: propia con datos del INE, UDAPE dossier vol. 12.

El diseño de la Política Fiscal se encara por la causa del Proceso Hiperinflacionario: el déficit fiscal (gráfico 2). Se reconoce que por la premura con que se debe operar, ante caída de precios de las materias primas de Exportación

<sup>19</sup> Congelaron también los saldos bancarios del TGN.

y de necesidades de medidas radicales que frenen el déficit público, se debe optar por instrumentar de manera preferente los gastos. Estos gastos que son considerados más abultados o menos imprescindibles son objeto de recorte y congelamiento. Luego hacia otros Gastos Corrientes referidos al uso discrecional de fondos y bienes estatales.

En los gastos de inversión, opta por detener los desembolsos para obras comprometidas por congelamiento de cuentas bancarias de empresas públicas y así ratificando el control presupuestario, mediante la reformulación en orientación del gasto del capital hacia infraestructura social.

La intención de la Política Fiscal en el rubro de ingresos, estableció un nuevo régimen de precios y tarifas para el sector público. Con estas medidas se buscó eliminar las distorsiones de precios relativos vigentes, al reajustar los precios y las tarifas de los bienes y servicios proporcionados por las empresas públicas. Para superarla se propuso reducir el déficit fiscal a cifras manejables, incrementando los ingresos fiscales, controlando el gasto, evitar la emisión inorgánica.

En 1989 el Déficit Fiscal fue el 4.5% del Producto Interno Bruto (PIB) manteniéndose el 4% hasta 1992, en 1996 subió al 6%, en fin se mantuvo en promedio alrededor del 4% del PIB hasta el año 2001.

A partir de 1996 hasta el año 2000 el déficit fiscal fue incrementándose debido principalmente al costo de la reforma de pensiones, que en el año 2000 era del 4.4% del PIB.

### 1.1.3 La Reforma Tributaria

Para mantener la estabilidad y el equilibrio en las cuentas fiscales, en mayo de 1986, el Congreso de Bolivia sancionó la Ley 843 de Reforma Tributaria<sup>20</sup>. Con esta ley se crea un nuevo sistema impositivo basado en pocos impuestos indirectos por la facilidad en la recaudación y administración.

Se crea una estructura tributaria sobre 8 impuestos, principalmente indirectos, sobre el gasto y algunos sobre el patrimonio de las empresas y personas. Los principales impuestos definidos por la Ley 843 fueron: Impuesto al Valor Agregado (IVA), Régimen Complementario al IVA (RC-IVA), Impuestos a las Transacciones (IT), Gravamen Arancelario Consolidado (GAC), Impuesto a la Renta Presunta de las Empresas (IRPE), Impuesto al Consumo Específico (ICE), Impuesto a la Renta Presunta de los Propietarios de Bienes (IRPPB), y un Impuesto Excepcional a la regulación impositiva.

La reforma tributaria también estableció un sistema de coparticipación de las recaudaciones tributarias reemplazando al complejo sistema de rentas

---

<sup>20</sup> *Esta Reforma Tributaria tuvo objetivos claros: se propuso proveer de Ingresos Fiscales al TGN; ampliar la base tributaria, incorporando a todos los ciudadanos como sujetos de impuestos; y perfeccionar simplificando los impuestos.*

destinadas, donde determinaron que el 75% de recaudaciones beneficien al Gobierno Central, 20% a los Municipios y 5% a Universidades Públicas.

La reforma tributaria fue perfeccionada con la Ley 1606 de diciembre de 1994, donde se:

- Sustituye el IRPE por un Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE), con alícuota de 25%,
- Crea el impuesto a la remesa de utilidades al exterior con la alícuota del 12,5%,
- Define un impuesto sobre la propiedad de bienes inmuebles y vehículos, y un impuesto sobre herencias y donaciones,
- Se aumenta el Impuesto a las Transacciones (IT) a un 3%.
- Se crea un Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD).

Se sienta las bases para reformar los sistemas tributarios de los sectores de hidrocarburos, electricidad y minería, siendo para impulsar la transferencia de empresas públicas al sector privado. Esta legislación mantiene los principios de régimen de regalías, pero adopta ingresos netos del 25% y otro a ganancias extraordinarias, que se buscaba facilitar la deducción de los impuestos pagados en Bolivia en los países donde se genera créditos fiscales por inversiones en el extranjero.

Con la Ley de Ajustes y Modificaciones a la Reforma Tributaria (Ley 1371) de noviembre de 1996 se determinó alícuota adicional a utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables, para las empresas productoras de hidrocarburos y minerales.

#### 1.1.4 Política Cambiaria

“En 1985, inicialmente se dejó flotar el tipo de cambio, y el mercado estableció un nuevo tipo de cambio unificado, con la depreciación de 1600% de la tasa oficial en un día.”<sup>21</sup>

En Bolivia se promovió inicialmente una gran depreciación del tipo de cambio oficial, para luego utilizarlo para frenar la hiperinflación, en un sistema de tipo de cambio reptante. “En una economía fuertemente dolarizada, donde los precios se ajustan a movimientos de tipo de cambio oficial y paralelo, y donde los contratos salariales se determinan prácticamente en periodos semanales, características de la economía bolivianas en 1985, fijar el tipo de cambio era condición suficiente para estabilizar los precios internos en el corto plazo”.<sup>22</sup>

Para reunificar el tipo de cambio oficial con el paralelo y permitir la libre convertibilidad de la moneda boliviana respecto a la extranjera, se creó el Bolsín. Este durante los primeros meses operó como un subastador: donde todas las

---

<sup>21</sup> Shachs, J. (1986). “The Bolivian Hiperinflation and Stabilization”. Documento de trabajo N 2073. Cambridge.

<sup>22</sup> Idem.

ofertas al precio base o por encima del precio base eran consideradas exitosas y los participantes pagaban el precio que ofrecían. Para mantener el tipo de cambio estable, en términos de paridad de poder de compra con el dólar estadounidense, y con el aumento de las reservas del Banco central, el sistema resultó un sistema de mini devaluaciones periódicas, para mantener estable el tipo de cambio real.

El Banco central no utilizó una política cambiaria agresiva para aumentar la competitividad, debido a la existencia de un fuerte efecto transmisión de devaluaciones de tipo de cambio a los precios internos.

El sistema cambiario continúa hasta el presente, donde el Banco Central utiliza el tipo de cambio real bilateral con los Estados Unidos y el tipo de cambio real con los principales socios comerciales de Bolivia, para ajustar las mini devaluaciones periódicas de tipo de cambio nominal, para buscar y mantener estable el tipo de cambio real.

Esta política cambiaria ha permitido aumentar la competitividad de las exportaciones bolivianas, si tomamos en cuenta el tipo de cambio real multilateral, debido a las políticas cambiarias utilizadas por los principales socios comerciales de Bolivia (Argentina y Brasil), que utilizaron de forma más agresiva el tipo de cambio como freno para la inflación, lo cuál derivó en una sobrevaluación de sus tipos de cambio. Si se considera el tipo de cambio real multilateral, observamos un significativo aumento de la competitividad no solo a partir de la segunda década de los 80, sino también durante los años 90 (cuadro 3).

En 1997 se dio la crisis asiática y especialmente los problemas enfrentados por Brasil en enero de 1999, lo cual apreció el tipo de cambio real multilateral de Bolivia, esto ha estimulado a una política más agresiva del Banco central para ganar competitividad, que tuvo un mayor proceso devaluatorio que inflacionario. Mientras la inflación fue de orden del 4.4%, la devaluación superó el 6% en 1998, tendencia que se acentuó en el año 2000.

**CUADRO 3**  
**Tipo de Cambio Real**  
**(Índice a diciembre)**

Años	Bilaterales con los Estados Unidos	Multilaterales con los principales socios comerciales (global)
1985	116.64	91.59
1986	85.72	72.92
1987	92.06	84.32
1988	88.51	82.06
1989	95.68	91.49
1990	98.28	103.81
1991	97.63	103.23
1992	99.75	106.19
1993	102.27	110.96
1994	102.41	122.81
1995	97.45	117.75
1996	97.02	115.95
1997	96.67	112.42
1998	99.06	114.80
1999	104,17	124.42
2000	110,89	144.80
2001	119,48	164.80

Fuente: propia con datos de UDAPE (2001)

### 1.1.5 Política Monetaria

La política monetaria con el inicio del programa de estabilización, cobra independencia de la política fiscal, constituyéndose en otro factor de lucha contra la inflación, mediante la restricción del financiamiento primario al sector público y la banca de fomento, para evitar los déficit cuasi – fiscales financiados antes por el Banco Central.

Después del proceso de dolarización, se creó una moneda, el boliviano, para dinero de curso legal, que equivalía a un millón de pesos bolivianos.

Se liberalizaron las tasas de interés y se dio acceso a contratos en moneda extranjera. Esta política monetaria ayudó a estabilizar el tipo de cambio, contra especulaciones, y para dar mayor credibilidad al programa de estabilización. Las tasas de interés de depósitos y préstamos se mantuvieron elevadas en relación con las tasas internacionales. En los últimos años se muestra una reducción en las tasas de interés domésticas, pero el diferencial de tasas de interés de préstamo y depósito aún continuo elevado (cuadro4).

Para controlar la inflación el gobierno aumentó las reservas para dar más credibilidad al programa y mejorar la balanza de pagos. En los primeros meses dado el programa de estabilización, por la mayor demanda de la moneda nacional generada por la reducción de la inflación, la política monetaria apoyó la remonetización de la economía y evito una caída del tipo de cambio no deseada

por medio de compras de moneda extranjera. Buscando aumentar la credibilidad en la moneda nacional, que fuera sustentada por mayores reservas internacionales.

En 1989 durante la transición de gobierno, por el aumento del déficit fiscal, como consecuencia del ciclo político económico, y al financiamiento del déficit, para evitar presiones inflacionarias, se llevó a un agotamiento de la Reservas Internacionales Netas (RIN) del Banco central.

**CUADRO 4**  
**Tasas de Interés**  
**Promedio Anual**

<b>AÑO</b>	<b>Activa efectiva (préstamos) moneda ext.</b>	<b>Pasiva efectiva (depósitos) moneda ext.</b>	<b>Spread (activa-pasiva)</b>	<b>Libor (6 meses)</b>	<b>Riesgo país (pasivo-libor)</b>
1985	21,6	10,8	10,8	8,6	2,2
1986	22,6	14,0	8,6	6,9	7,1
1987	29,6	17,8	11,8	7,3	10,5
1988	25,7	16,7	9,0	8,1	8,6
1989	24,3	15,7	8,6	9,3	6,4
1990	23,0	14,7	8,3	8,4	6,3
1991	21,5	12,9	8,6	6,1	6,8
1992	19,1	11,4	7,7	3,9	7,5
1993	18,5	11,2	7,3	3,4	7,8
1994	16,3	9,9	6,4	5,0	4,9
1995	17,0	10,5	6,5	6,0	4,5
1996	17,6	9,9	7,7	5,6	4,3
1997	16,3	8,2	8,1	5,9	2,3
1998	15,6	8,0	7,6	5,5	2,5
1999	16,0	8,8	7,2	5,5	3,3
2000	15,7	7,8	7,9	6,6	1,2
2001	14,5	5,2	9,3	3,7	1,5

*Fuente: elaboración propia, en base datos de UDAPE (2001)*

En la década de los 90, con el aumento del flujo de capitales a Bolivia, y la política del Banco Central de fortalecer su posición de reservas, estas se incrementaron hasta superar el 13% del PIB en 1998, así garantizando el poder de compra del país y la estabilidad del tipo de cambio.

La política de emisión del Banco central de Bolivia (BCB), se basa en metas fijadas en programas financieros acordados con el Fondo Monetario Internacional, quién toma en cuenta el crecimiento esperado del producto y la meta programada de inflación.

Para financiar al Banco central, compensarlo de pérdidas por operaciones cuasi fiscales del pasado y permitir que realice operaciones de mercado abierto sin emitir sus propios títulos (CDs), en diciembre de 1992 se capitaliza al Banco Central por \$us 790 millones, resultantes de conciliaciones de deudas existentes entre el TGN y en Banco central.

Se fortaleció la independencia del Banco central en octubre de 1995, cuando se aprueba la ley 1670 del Banco central. Donde el Banco central tiene como objetivo básico preservar el poder adquisitivo de la moneda nacional, y no otorgar créditos al sector público, a no ser en situaciones de emergencia.

La expansión de la liquidez reflejó la remonetización necesaria de la economía y aumento en el flujo de capitales en moneda extranjera, que fueron depositados en el sistema financiero. La liberalización de las tasa de interés y la

confianza en agentes económicos, fueron factores que influyeron en un mayor ahorro financiero. Se observa así el crecimiento de la liquidez total del sistema financiero, de menos del 4% del PIB en 1985 a más del 42% del PIB en 1998.

La efectividad de la política monetaria ha estado limitada, por tratar de mantener estable el tipo de cambio real, como por la elevada dolarización del sistema financiero en Bolivia una elevada dolarización limita la posibilidad de que el Banco central genere un mayor señoriaje<sup>23</sup> debido a la remonetización esperada de la economía, por el resultado del proceso de estabilización y de que actúe con prestamistas de última instancia, para evitar los problemas de liquidez de bancos y se transformen en problemas de solvencia, colocando en riesgo la estabilidad del sistema financiero.

El Banco Central se ha centrado en realizar medidas para reducir la dolarización, argumentando que si bien la dolarización limita la utilización de la política monetaria, tener cierta flexibilidad en el tipo de cambio le permite contrarrestar fluctuaciones económicas y garantizar la competitividad de exportaciones.

---

<sup>23</sup> *La autoridad monetaria tiene la facultad de disponer la reducción de la carga de intereses de su endeudamiento.*

### 1.1.6 Negociaciones Internacionales y gestión de la deuda externa

Al inicio del programa del programa de estabilización, las autoridades centrales de gobierno negociaron la reprogramación y condonación de la deuda externa, con la banca privada internacional, organismos bilaterales de crédito y multilaterales, para reducir las presiones sobre las cuentas fiscales y balanza de pagos.

En 1986 Bolivia consiguió:

- Un acuerdo *stan by* y, un acuerdo de ajuste estructural SAF<sup>24</sup> con el FMI,
- Captar recursos de organismos multilaterales y bilaterales para apoyar la balanza de pagos,
- Financiar la inversión pública y asistencia alimentaria, en la reunión de grupo consultivo por el Banco Mundial y
- La primera reprogramación de la deuda bilateral, en el ámbito del club de París.

En 1988 los acuerdos negociados con el FMI, Bolivia logró concretar un acuerdo de ajuste estructural ESAF<sup>25</sup> y su cumplimiento en términos generales, permitió la realización de otros dos acuerdos ESAF sucesivos, uno en 1994 y otro en 1998, denominado PRGF<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> *Structural Adjustment Facility*

<sup>25</sup> *Enhanced Estructural Adjustment Facility*

<sup>26</sup> *Poverty Reduction and Growth Facility*

Con estos acuerdos Bolivia consiguió asistencia financiera y técnica del Fondo Monetario Internacional (FMI), al presentar Programa de Estabilización y Reformas Estructurales avalados por organismos financieros, pudiese acceder a financiamientos externos de carácter multilateral y bilateral.

Entre 1986 y 1999 se realizaron 12 reuniones del Grupo consultivo donde se comprometieron recursos externos \$us 470 millones el primer año hasta \$us 980 millones en 1999, lo cuál implico apoyo de la comunidad internacional al programa de reformas.

Por el alivio de la deuda externa, inicialmente se renegoció la recompra de la deuda comercial con sus 131 bancos internacionales acreedores. Consistía en cancelar las deudas a partir de la recompra de los títulos de la deuda al valor del mercado secundario, que fluctuaba entre 11 centavos y 17 centavos por dólar adeudado. También las negociaciones determinaron que Bolivia recomprase el capital adeudado y los bancos condonasen los intereses atrasados. Al principio de los años de 1990 prácticamente se elimina la deuda comercial de Bolivia con la banca internacional.

En la economía boliviana se logró el apoyo financiero mayor de los organismos bilaterales y multilaterales mediante el programa de estabilización y ajuste. El cual permitió, obtener un mayor financiamiento externo, que viabilizó un incremento en los niveles de inversión pública, y abrió la posibilidad de renegociar la deuda externa con instituciones privadas del exterior, se consiguió un alivio

importante a las finanzas del sector público, liberando recursos, tanto para gastos corrientes como de inversión.

## **1.2. Reforma Estructural**

### **1.2.1 Liberalización Comercial**

La liberalización comercial se comenzó a llevar a cabo en Bolivia con la nueva política económica, con objetivos básicos:

- A corto plazo, limitar el incremento de los precios domésticos de bienes transables y reestablecer las recaudaciones aduaneras.
- A mediano plazo, elevar la competitividad al sector transable de la economía, promoviendo la apertura e integración de Bolivia al comercio exterior.

La Nueva Política Económica eliminó la dispersión de aranceles, al crear el arancel único y uniforme de 20% hacia todas las importaciones y se eliminaron las barreras para-arancelarias. Bolivia buscó llevar a cabo las políticas comerciales dentro de las normas del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Aranceles (GATT), participando del acuerdo en 1989, luego como miembro de la Organización Mundial de Comercio (OMC).

En los aranceles la tendencia fue a una apertura unilateral no hubo una política arancelaria clara. Primero, en 1985 se aplicó una tarifa uniforme equivalente al 10%, más un adicional de 10% del nivel arancelario existente. Posteriormente, con el 21660 en 1987 se estableció un arancel uniforme del 20% y después se definió un programa de desgravación hasta el 10%, pero se suspendió cuando el nivel de desgravación era del 17%. En 1989 se continuó la desgravación arancelaria al 16% y por último se la aceleró hasta llegar al arancel del 10% para todos los bienes, excepto un 5% para los bienes de capital, manteniendo 10% a los bienes importados.

En agosto de 1990 se redujo el CRA (Certificado de Reintegro Arancelario) al 6% y posteriormente se sustituyó por el draw back en 1991. En 1993 se promulgó la Ley de Desarrollo y Tratamiento Impositivo a las Exportaciones que establece la neutralidad impositiva y la cual incluyó a los incentivos existentes la devolución del impuesto a las transacciones, medida que a partir de 1996 no fue aplicada.

A partir de 1993 se caracteriza por una profundización de las Reformas al sistema económico; primeramente al retirar al Estado de toda actividad productiva, definiendo al Estado como normador y regulador del mercado, y proveedor de bienes públicos y cuasi públicos; en segundo lugar cambia lo central y lo regional al interior del Estado, mediante Leyes de Descentralización Administrativa y Participación Popular, la Ley SAFCO como la mayor autonomía regional.

En materia de competitividad, se creó el Ministerio de Exportaciones y Competitividad Económica, y se realizó el estudio de Monitoreo sobre la competitividad de seis sectores en Bolivia, sin embargo no se estableció una política para mejorar la competitividad ni se diseñaron programas específicos sectorialmente.

En lo que se refiere a la integración económica, en principio no se dio ninguna importancia a la participación de Bolivia en el Grupo Andino y en ALADI, puesto que al igual que Chile, se pensó que con la apertura unilateral no eran necesarios los mercados subregionales, que se suponían eran también protegidos. En la década de los 90 con la tendencia a los bloques regionales, se le dio recién cierta importancia pero fue a mediados de los 90 que con la intensificación de la globalización se suscriben acuerdos bilaterales con México, Chile y Cuba, con el MERCOSUR, e incluso se quiso suscribir con los Estados Unidos.

Respecto al papel de la empresa privada el modelo suponía que el líder del proceso tenía que ser la empresa privada. Antes del modelo la empresa participaba con el 38% del total exportado y en 1998 aumentó a un 89%. Sin embargo la experiencia de países exitosos señala que es necesaria una estrecha coordinación entre Estado y empresa en el diseño y aplicación de una estrategia y sobre todo una visión conjunta.

### **1.2.2 Promoción de Exportaciones**

En el caso de las exportaciones, los cambios fueron mayores y no hubo una estabilidad en las reglas de juego. El 21060 restableció el mecanismo de compensación impositiva que permitía incentivos fiscales hasta un 25% del valor de exportación. El 21660 estableció un incentivo de 5% para las exportaciones mineras y del 10% para las exportaciones tradicionales.

Con el Decreto de Reactivación Económica (D.S. 21660) de 1987, también se crea el Instituto Nacional de Exportaciones (INPEX), con autonomía de gestión con el objetivo básico de promover el crecimiento y diversificación de exportaciones bolivianas, mediante la provisión de servicios de asistencia técnica e información. Las limitaciones presupuestarias limitaron las acciones de esta institución, y en febrero de 1998 es sustituida por el Centro de Promoción Bolivia (CEPROBOL), que amplía sus atribuciones, para incorporar la promoción y asistencia a las inversiones y al turismo.

Con el D.S. 21660, se establecieron algunos subsidios en los precios y tarifas de los sectores de hidrocarburos, transporte ferroviario, energía eléctrica y transporte aéreo, en las empresas aún controladas por el estado, para beneficiar las exportaciones.

A inicios de la década de los años 1990, se crea un Régimen de Internación Temporal para las Exportaciones (RITEX), mediante el cual se otorga la suspensión de impuestos a la importación de materias primas y bienes intermedios destinados a la producción de bienes que son posteriormente

exportados. En agosto de 1990 se redujo el CRA (Certificado de Reintegro Arancelario) al 6% y posteriormente se sustituyó por el draw back en 1991.

En 1993 se promulgó la Ley de Desarrollo y Tratamiento Impositivo a las Exportaciones que establece la neutralidad impositiva y la cual incluyó a los incentivos existentes la devolución del impuesto a las transacciones, medida que a partir de 1996 no fue aplicada.

La política de Promoción de Exportaciones de Bolivia toma un nuevo impulso con la aprobación de la Ley de Desarrollo y Tratamiento Impositivo de la Exportaciones (Ley 1489) en abril de 1993, donde se clarifican los conceptos para la devolución impositiva y tratamiento del RITEX y de las Zonas Francas.

Se creó también el Sistema de Ventanilla Única de Exportaciones (SIVEX), para los trámites administrativos. Asimismo se buscó impulsar una mayor coordinación de políticas y acciones entre el sector público y privado con la creación del Consejo Nacional del Comercio Exterior (COMEX).

La evaluación de las exportaciones, como observamos en el gráfico 3, entre 1985 – 2002 las exportaciones subieron de 675.3 millones de \$us a 1309.0 millones de \$us.



*Fuente: propia con datos de UDAPE*

### 1.2.3 Acuerdos Internacionales

En los acuerdos internacionales, para ampliar los mercados potenciales en el exterior, Bolivia ha establecido nuevos acuerdos multilaterales y bilaterales de comercio, y profundizando los acuerdos existentes.

Bolivia es uno de los países de América Latina y el Caribe con mayor vocación "integracionista", ha participado de todos los esfuerzos regionales y subregionales desde el comienzo, excepto en la formación inicial del MERCOSUR, y tiene acuerdos bilaterales y subregionales con todos los países vecinos y de la ALADI. Además, Bolivia es parte de acuerdos comerciales preferenciales con concesiones arancelarias no recíprocas y unilaterales, como son el Sistema

Generalizado de Preferencias con la Unión Europea, Estados Unidos, Japón y con el Grupo de los 77<sup>27</sup>. Una breve reseña de los acuerdos vigentes para Bolivia se presenta en el Cuadro 5, mostrando que en los 90 hay una intensificación de la participación en algunos acuerdos, como la Comunidad Andina que busca ahora aproximarse al mercado común, pero con una clara predominancia hacia los del tipo de libre comercio.

**CUADRO 5**  
**BOLIVIA: Acuerdos de Integración Vigentes**

ACUERDOS	PAISES	DESDE	OBJETIVO FINAL
Asociación Latinoamericana de Integración ALADI	Argentina, Brasil, Colombia, Chile Ecuador, México, Paraguay, Perú Venezuela, Uruguay y Bolivia.	1980	Acuerdo de alcance parcial.
Comunidad Andina (CA)	Colombia, Ecuador, Venezuela, Perú y Bolivia	1969	Unión aduanera y mercado común
Acuerdo de Complementación Económica ACE 36 (MERCOSUR)	Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay y Bolivia	1997	Zona de libre comercio en 10 años.
Zona de Libre Comercio	Perú y Bolivia	1992	Libre comercio.
Acuerdo de Complementación Económica ACE 22	Chile y Bolivia	1992	Acuerdo de alcance parcial.
Tratado de Libre Comercio	México y Bolivia	1995	Libre comercio

*Elaboración: propia con datos de CEDLA.*

<sup>27</sup> Se formó en 1964 por el citado número de países, todos ellos pretendidamente en vías de desarrollo, para funcionar como grupo de presión en relación con los países más ricos, y obtener un Sistema Generalizado de Preferencias, financiación complementaria, regulación de los precios de los productos básicos, etc.

#### **1.2.4 Liberalización Financiera Regulación Prudencial**

Esta reforma iniciada en 1985, tenía como objetivos inmediatos eliminar la represión financiera y promover reintermediación financiera. En 1982 era ilegal tenencia de cuentas bancarias en moneda extranjera, y existía un estricto control de capitales, el cual no impidió en 1985 la fuga de capitales al exterior.

También con la unificación del mercado cambiario y el establecimiento del Bolsín, se liberalizó las tasas de interés, se reintrodujeron transacciones en moneda extranjera en el sistema financiero, se abrió la cuenta de capital de la balanza de pagos y se redujo el crédito para el financiamiento del sector público.

También se redujeron las tasas de encaje legal, tanto para transacciones en moneda extranjera, como en moneda nacional como se observa en el cuadro 6.

Estas medidas buscaban incentivar la repatriación de capitales bolivianos, facilitar a los bancos comerciales la captación de depósitos y obtención de línea de financiamiento del exterior.

La liberalización financiera implicó también retirar al Estado de las decisiones de asignar el crédito a la economía, dentro de este marco se liquidó la banca pública comercial y de fomento.

**CUADRO 6**  
**Tasas de Encaje Legal**  
**(En porcentaje)**

<b>Depósitos</b>	<b>1985*</b>	<b>1987**</b>	<b>1993***</b>	<b>2000</b>
<b>Depósitos a la vista moneda extranjera</b>	100	20	20	12
<b>Depósitos a la vista moneda nacional</b>	55	20	20	12
<b>Depósitos caja ahorro moneda extranjera</b>		20	20	12
<b>Depósitos caja ahorro moneda nacional</b>	5	20	20	12
<b>Depósitos a plazo fijo moneda extranjera</b>			10	12
<b>Depósito a plazo fijo moneda nacional</b>	5		10	12

\* Agosto.

\*\* Julio-Agosto.

\*\*\* Abril.

*Fuente: elaboración propia con datos de UDAPE*

Como el resultado de esas medidas, la confianza del público en el sistema bancario fue reestablecida, registrando un incremento en los depósitos del público como en la colocación de la cartera durante la década del 90, llegando a niveles de 40% del PIB y 47% del PIB, respectivamente, en 1998.

El volumen de operaciones de la Bolsa de Valores de Bolivia, se concentra principalmente en títulos de renta fija denominados en dólares, tuvo un crecimiento, de \$us 519 millones en 1990 a \$us 3.932 mil millones en 1998 (cuadro 7).

**CUADRO 7**  
**Indicadores Financieros Seleccionados**  
**(En millones de \$us)**

<b>Años</b>	<b>Depósito sistema bancario</b>	<b>Cartera sistema bancario</b>	<b>Operaciones bolsa de valores</b>
<b>1990</b>	797.4	973.3	519.0
<b>1991</b>	1183.5	1345.8	370.5
<b>1992</b>	1544.6	1854.4	235.9
<b>1993</b>	2052.7	2370.2	587.7
<b>1994</b>	2167.4	2504.1	1020.1
<b>1995</b>	2401.8	2749.5	1052.1
<b>1996</b>	2894.8	2994.6	1701.7
<b>1997</b>	3245.6	3390.5	2639.0
<b>1998</b>	3436.0	4029.0	3932.0

Fuente: Banco Central de Bolivia y Bolsa Boliviana de Valores

A pesar de los resultados, el sistema bancario aún se encuentra vulnerable, debido a una elevada concentración de depósitos, carteras y una alta cartera en mora. Esta vulnerabilidad está relacionada con el elevado riesgo moral que se generó por el hecho de que en las 8 liquidaciones de bancos comerciales privados, con problemas de solvencia, realizadas desde 1987 en Bolivia<sup>28</sup>, el

<sup>28</sup> Los bancos liquidados fueron BLADESA, BAFINSA, Potosí, Oruro, Progreso, Cochabamba, Sur y BIDESIA.

gobierno se responsabilizó por devolver los depósitos del público, para evitar la crisis sistémica, incurriendo en presiones de recursos sobre el TGN.

### **1.2.5 Privatización, Capitalización e Inversión Privada Extranjera**

En 1985, el Estado contaba con 170 empresas que podían transferirse al sector privado. Se inició un proceso de racionalización en las empresas públicas, como el caso de COMIBOL, debido al cierre de diversas minas y despidos, pero no se comenzó a ejecutar un efectivo proceso de transferencia de empresas públicas al sector privado.

La razón para no privatizar era "...durante la década de 1970 existieron varios intentos de privatización en América latina que fracasaron debido a la corrupción e improvisación."<sup>29</sup> El gobierno de Bolivia no deseaba que la credibilidad de su programa fuese afectado por estos problemas.

Sin embargo, la reestructuración de las empresas públicas monopólicas, no presentó resultados satisfactorios, y las perspectivas futuras de gestión de estas empresas, estaban afectadas por la disminución de flujos de crédito de los organismos financieros internacionales hacia actividades empresariales del Estado. La ineficiencia de las empresas públicas en provisión de bienes y servicios, interferencia política en su funcionamiento, dieron lugar a que en 1988,

---

<sup>29</sup> Cariaga, J.(1996). *Estabilización y Desarrollo. Los Amigos del libro .La Paz.*

el gobierno boliviano diera los primeros pasos para transferir sus empresas al sector privado.

Los métodos de privatización se basaron en ofertas públicas, venta de activos, compra de acciones por parte de los trabajadores, arrendamientos y contrato de administración, aportes de capital privado. Entre 1992 y 1993, se privatizaron 26 empresas, obteniéndose por la venta alrededor de \$us 30 millones (cuadro 8). El programa enfrentó una serie de dificultades por la oposición política.

**CUADRO 8**  
**Privatización de empresas públicas**  
**(En miles de dólares)**

Periodo	Ingresos Fiscales
<b>Periodo 1992-1993</b>	
<b>26 Empresas Privadas</b>	29.978
<b>Periodo 1994-1997</b>	
<b>50 Empresas Privadas</b>	97.491
<b>Periodo 1998-1999</b>	
<b>5 Empresas privatizadas**</b>	151.889
<b>TOTAL</b>	279.358

\* no se toma en cuenta empresas cerradas, transferidas o dadas en concesión.

\*\* toma en cuenta la transferencia de un tercio de la Fábrica Nacional de cemento y la privatización de las refinerías de YPFB y Vinto

Fuente: Elaboración en base información del Ministerio de Comercio Exterior e Inversión.

En 1994 se busca impulsar el proceso y atraer Inversión Extranjera Directa que había estado ausente de la primera fase de privatización. En marzo de 1994 se aprobó la ley de Capitalización (Ley 1544), y la conformación del Ministerio de Capitalización. Las empresas que se capitalizaron fueron: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE), Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL) y Lloyd Aéreo Boliviano (LAB). Con sujeción a la constitución y las leyes.

El primer paso para capitalizar una empresa pública era transformarla en sociedad anónima, con participación del Estado y de los trabajadores que aceptaron suscribir acciones hasta un monto equivalente a sus beneficios sociales. A continuación, el 50% de las acciones de esa nueva empresa de economía mixta, fue licitada internacionalmente, siendo uno de los criterios básicos, las ofertas de Inversión. Los inversionistas estratégicos que adquiriesen esas acciones, tomaban el control de la administración de la empresa y se comprometían a invertir en un periodo definido de tiempo, entre 5 y 8 años.

El 50% restante de las acciones serían transferidos a la población boliviana con mayoría de edad a diciembre de 1995. Mediante un beneficio denominado Bono Solidaridad (BONOSOL), que se otorgaría en pagos anuales a todos los bolivianos beneficiarios a partir de sus 65 años de edad.

La capitalización de esas empresas públicas permitió comprometer inversiones superiores a \$us 1.671 millones, que representaba en 1997, alrededor de 25% del PIB.

Adicionalmente, el proceso de capitalización fue complementado con el proceso de privatización tradicional de empresas públicas medianas y pequeñas, llevando a transferir al sector privado a 53 empresas medianas y pequeñas en el periodo 1994-1999, recaudando para el fisco y las regiones donde se localizan estas empresas más de \$us 279 millones (cuadro 9).

**CUADRO 9**  
**Capitalización de las Empresas Públicas**  
**(En miles de dólares)**

Empresas capitalizadas	Inversionista estratégico	Inversiones comprometidas (50% de las acciones)
ENDE		139,848
Guaracachi S.A.M.	Energy initiatives Inc. (EEUU)	47,131
Corani S.A.M.	Dominion energy inc. (EEUU)	58,796
Valle hermoso S.A.M.	Constellation power (EEUU)	39,910
ENTEL		610,000
ENTEL S.A.M.	E.T.I. Euro Telecom. (STET-Italia)	610.000
ENFE		39.104
Empresa ferroviaria andina S.A.M.	Cruz Blanca S.A. (chile)	13.251
Empresa ferroviaria oriental S.A.M.	Cruz Blanca S.A.(chile)	25.853
LAB		47.475
LAB S.A.M.	VAPS (brasil)	47.475
YPFB		834.944
Empresa Petrolera Andina S.A.M.	Consorcio YPF – Perez Companc-Pluspetrol Bolivia	264.777
Empresa Petrolera Chaco S.A.M.	Amoco Bolivia Petroleum Company	306.667
Transportadora boliviana de hidrocarburos S.A.M.	Consorcio Enron-transportadora Bolivia SA-Shell Overseas Holding Ltda..	263.500
<i>TOTAL</i>		<i>1.671.371</i>

Fuente: Ministerio de Hacienda (1997)

También el proceso de capitalización y privatización de empresas públicas permitió atraer Inversión Extranjera Directa (IED), que se incrementó de 2.1% del PIB en 1992 a 8.8% del PIB en el año 2000, como se observa en el cuadro 10.

**CUADRO 10**  
**Evolución de la Inversión Extranjera Directa**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>% del PIB</b>	2.1	2.1	2.1	5.6	6.6	7.6	10.3	12.2	8.8
<b>Millones de Sus</b>	120.1	121.6	128.0	372.3	471.9	598.9	869.8	985.2	700.7

Fuente: elaborado a información del BCB y UDAPE

La Inversión Extranjera Directa se ha convertido en el principal componente de la Inversión Privada y es la variable con mayor incidencia en su crecimiento<sup>30</sup>. La IED se ha incrementado substancialmente desde 1993, año en el que con 121.6 millones de dólares representaba el 29.2% de la Inversión Privada y el 13.5% de la inversión total en Bolivia, hasta 1999 cuando alcanzó un valor cercano al billón de dólares equivalente al 91.5% del inversión privada y el 60.3% de la inversión total.

Posteriormente, durante el año 2000 se registró una disminución en los flujos de Inversión Extranjera Directa que se debió, por un lado, a un fenómeno regional, ya que muchos de los países de Latinoamérica recibieron un flujo menor de Inversión Extranjera Directa (IED), y por otro, a importantes procesos de adquisición en 1999 que representaron flujos de IED importantes que no se repitieron durante el 2000.

Cabe destacar que otro aspecto que influyó en la disminución de la IED durante la gestión pasada fue el significativo avance el cumplimiento de los compromisos de inversión asumidos en el proceso de capitalización. No obstante,

<sup>30</sup> Barja, G. (1998). "Las Reformas Estructurales Bolivianas y su Impacto sobre Inversiones". CEPAL Serie: Reformas Económicas.,

las inversiones de las empresas que no están relacionadas a este proceso están compensando en cierta medida la disminución de las inversiones en las empresas capitalizadas.

En términos del PIB, la Inversión Extranjera Directa representó en el 2000 el 8.8%. La variación de la Inversión Extranjera Directa como flujo, entre 2000 y 1992, es de 449.5%, es decir, que el valor del año 2000 supera en más de cuatro veces el monto registrado en el año 1992, incluyendo el descenso sufrido durante la última gestión.

Si se toma como punto de partida el valor de Inversión Extranjera Directa en 1992, se puede concluir que el stock alcanzado hasta el año 2000 es 4.790,6 millones de dólares, o aproximadamente 28 veces el flujo registrado en el año 1992. Lo anterior revela mayores posibilidades de crecimiento de la economía en general y de las actividades vinculadas a las inversiones en particular<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> *Morales, J. A. (1994). "Ajuste Meroeconómico y Reformas Estructurales en Bolivia. Instituto de Investigaciones Socioeconómicas, Universidad Católica Boliviana.*

### 1.2.6 Reformas Estructurales en el Sector Hidrocarburos. Período 1994-1997

Con la aplicación de las medidas de Ajuste Estructural iniciadas en el año 1985, se produjo una redefinición en los roles del Estado y del sector privado. El Estado dejó de participar en la actividad productiva para convertirse en normador y Promotor de la iniciativa privada.

La Ley de Hidrocarburos promulgada en 1996, la Capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la suscripción del contrato de venta de gas natural al Brasil han conformado un entorno favorable para la Inversión Privada Nacional y Extranjera en Bolivia. Durante los procesos de Privatización y Capitalización, Bolivia percibió un elevado incremento de las inversiones realizadas por el sector privado. Las unidades capitalizadas fueron tres: Chaco SAM (exploración y explotación) con Amoco Bolivia como socio estratégico, Andina SAM (exploración y explotación) con YPF, Pérez Companc y Pluspetrol Bolivia como socios estratégicos y Tranredes SAM (transporte) con Enron International Shell Oversea Holding como socio<sup>32</sup>.

Después de la capitalización de YPFB en las empresas de explotación y exploración se proyectaron Inversiones comprometidas en el sector de hidrocarburos para los próximos años de aproximadamente \$us 4.540 MM.

---

<sup>32</sup> *Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. Internet Capitalización Report, N°433. 17/09/01.*

Para las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos YPFB, en nombre y representación del Estado, el interesado tiene que suscribir contratos de riesgo compartido, los cuales tienen una duración de 40 años y el plazo inicial de exploración no puede exceder de 7 años. Para estos contratos de riesgo compartido el territorio nacional fue dividido en parcelas (una parcela equivale a 2.500 hectáreas) que conforman las áreas de contrato, en zonas declaradas tradicionales (45.507 Km<sup>2</sup>) y no tradicionales (565.493 Km<sup>2</sup>), en base al conocimiento geológico, infraestructura existente y producción de hidrocarburos. El área máxima de contrato en las zonas tradicionales es 40 parcelas y en zonas no tradicionales de 400 parcelas. Quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos tienen derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida<sup>33</sup>.

Las concesiones para la distribución de gas natural por redes son otorgadas mediante licitación pública, por la Superintendencia de Hidrocarburos y el plazo de las mismas no puede exceder de 40 años<sup>34</sup>.

La refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos, son libres y pueden ser realizadas por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera mediante su

---

<sup>33</sup> *Ley de Hidrocarburos, del 30 de Abril de 1996.*

<sup>34</sup> *Idem*

registro<sup>35</sup> en la Superintendencia de Hidrocarburos y el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades.

La producción de petróleo, gas y gas licuado de petróleo por las empresas Chaco y Andina representan 73% de la producción total, el restante 27% es producido por otras compañías privadas menores. Por su parte, YPFB produjo todos los derivados de petróleo (productos corrientes, de aviación, gases y lubricantes), que asciende a 11.226,2 MBbl a un precio de barril compuesto de 46,1 \$US/Bbl. El precio de exportación de gas alcanzó un mínimo en 1997 de 1,27 \$US/MPC. Los precios de transporte de petróleo y distribución de gas para los mercados interno y externo son fijos para un período de cinco años. Todas las empresas muestran baja rentabilidad y en dos casos negativa (YPFB y Chaco)<sup>36</sup>. En el caso de Chaco, esto se explica por sus inversiones en exploración, aunque la disminución del precio internacional del gas también habría tenido un impacto importante. En el caso de YPFB, ésta refleja problemas de eficiencia interna y no de aumento de inversión. YPFB entrará en una nueva etapa de privatizaciones durante 1999.

Estas transformaciones buscaban crear condiciones de competencia y así lograr eficiencia económica en la asignación de recursos en este sector. Uno de los principales objetivos de la Política Hidrocarburífera era "incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos y producción de líquidos para garantizar el

---

<sup>35</sup> *Idem*

<sup>36</sup> *Superintendencia de Hidrocarburos. "Informe Estadístico" La Paz. Varios Números.*

abastecimiento del mercado interno en el Corto Plazo. En el Largo Plazo una de las metas se relacionaba con promover la diversificación de los mercados de exportación de gas natural<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> Ayala, V.H. (1998). "Impacto de las Reformas sobre la Inversión y Productividad del sector Hidrocarburos". Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Serie: Reformas Económicas.

## CAPITULO III

### MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL Y LA REGULACION

Se busca promover reglamentaciones que estimulen la competencia, eficiencia, productividad y competitividad, para promover las inversiones y crecimiento económico, fortalecer la capacidad reguladora del Estado, con instituciones independientes, autónomas del aparato de gobierno, haciéndolo con recursos humanos y financieros permitiendo desarrollar la industria regulada y eviten captura de entidad regulatoria, para lograr equilibrio entre promoción de inversiones y Defensa del Consumidor.

#### 1. LEGISLACION LABORAL

En términos del mercado laboral, con el Decreto Supremo 21060 se reestablece libre contratación y negociación de salarios entre empresas y trabajadores, también determina que el Estado fija salario de los funcionarios públicos. Esta reforma fue parcial, ya que la legislación del mercado de trabajo aún se basa en la Ley del Trabajo de 1942, promulgada durante el periodo de sustitución de importaciones, que es restrictiva y a disposiciones legales que se dictaron entonces. "De la misma forma, los elevados costos potenciales que determina en términos de inamovilidad laboral y beneficios sociales en el sector privado, incentiva a la informalidad."<sup>38</sup>

---

<sup>38</sup> Antelo, E. (1993). "Producto, Inversión y Desarrollo Económico". *Análisis económico*, 6:45-72. UDAPE. La Paz.

## 2. PODER EJECUTIVO

Para aumentar la eficiencia del sector público en el desempeño de sus funciones, se da a partir de 1987 un programa de servicio civil con objetivos de:

- 1) jerarquizar el empleo público eliminando interferencias políticas en contrataciones y promociones,
- 2) crear estabilidad instituyendo carrera administrativa basada en méritos profesionales y
- 3) modernizar sistema de administración, con transparencia en procedimientos y control por resultado.

En julio de 1990, se aprueba la Ley SAFCO (Ley 1178), que busca regular y normar acciones del sector público en la administración y control del uso de recursos del Estado, mediante sistemas de administración y fiscalización. También el relacionamiento de este sistema con los sistemas nacionales de Inversión Pública, el funcionamiento del control externo posterior y la jurisdicción coactiva fiscal.

En 1993 y 1997, se reorganizó el Poder Ejecutivo, buscando que la estructura organizacional del Estado pueda desempeñar nuevas funciones en hacer normas y políticas, regular, garantizar la estabilidad macroeconómica e

Inversiones sociales y de Infraestructura, dejando al sector privado con Inversiones productivas. Se reorganizó mediante la Ley de Organización del Poder Ejecutivo (LOPE), donde en Bolivia existe dos Gobiernos: el nacional y el municipal<sup>39</sup>.

### **3. MARCO LEGAL, INSTITUCIONAL Y REGULACION PARA LAS INVERSIONES EN SECTORES DE SERVICIOS PUBLICOS.**

En septiembre de 1990 se promulga la Ley de Inversiones (Ley 1182), en la cual se otorgan a la Inversión Extranjera los mismos derechos, deberes y garantías, que se otorgan a Inversionistas nacionales. Se define Inversiones conjuntas, bajo la modalidad de riesgo compartido.

Se establecen garantías para la inversión extranjera que estarán respaldadas por convenios bilaterales o multilaterales, a su vez fortalecen definiciones de política respecto a la libre determinación de precios, libre convertibilidad de la moneda, libre ingreso y salida de bienes, servicios y capitales, y libre rendición de utilidades al exterior.

---

<sup>39</sup> *Estos gobiernos son producto del voto popular directo.*

## **4. POLITICA REGULATORIA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN BOLIVIA**

### **4.1 Antecedentes**

Es importante analizar, la reforma de 1996 al sector hidrocarburos de Bolivia; para ver si ésta ha cumplido con sus objetivos de incorporar al sector privado a las actividades petroleras de exploración y explotación, y lograr mayores ingresos fiscales al implementar un régimen tributario que discrimina por tipo de áreas; tradicionales y no tradicionales.

Para ello se construyen indicadores sobre las reservas hidrocarburíferas, la inversión en exploración, la superficie explorada, los pozos exploratorios, las recaudaciones por objeto de impuestos, la producción y las licitaciones.

Durante la década de los 90, los regímenes petroleros de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela experimentaron importantes modificaciones impulsadas fundamentalmente por la búsqueda de competitividad y un menor protagonismo estatal, al otorgar un papel preponderante al mercado.

Algunos de los factores que desencadenaron las reformas fueron la crisis de la deuda externa que afectó la disponibilidad de crédito, la necesidad de reducción de las transferencias presupuestarias para cubrir los déficit de las empresas públicas, la condicionalidad de organismos financieros internacionales como el FMI y el Banco Mundial, y la pérdida de legitimidad de políticas

estadistas<sup>40</sup> y de exclusión del capital privado. Además de los factores mencionados, hubo otros más específicos relacionados con la actividad petrolera como la reducción de reservas hidrocarburíferas, el requerimiento de recursos fiscales y las reducidas potencialidades internas.

Las reformas realizadas en la exploración y explotación –correspondientes al upstream– enfatizaron la modificación del régimen de contratación de petróleo y gas natural. Su objetivo fundamental fue atraer capital extranjero de riesgo para encontrar nuevas reservas y generar divisas para el país. Como resultado de las reformas aplicadas en el downstream, que comprende las actividades de comercialización, transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural por redes, se eliminó el control de precios y los subsidios en los mercados internos, tomando como referencia los precios internacionales, o el establecimiento de precios base por parte de los entes reguladores, para la venta del gas de primera mano.

"En Bolivia, el crecimiento promedio del PIB de aproximadamente 4% anual (gestión 1989-1993) y la mala administración del Estado sobre los recursos y las empresas, fueron la base para la formación del modelo de reforma económica y la capitalización."<sup>41</sup>

---

<sup>40</sup> *Política que exalta la plenitud del poder y la preeminencia del Estado en los diferentes órdenes y sobre las diversas entidades.*

<sup>41</sup> Requena, J.C et al. (1998). "Ajuste Estructural y Crecimiento económico". *Análisis económico*, 3:7-42. UDAPE. La Paz.

En este entendido, durante la presidencia de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993- 1996) se encaró la reforma del Sector Hidrocarburos a través de la estrategia del Triángulo Energético, cuyo objetivo era alcanzar un desarrollo importante de su potencial. Para ello eran necesarias tres acciones:

- La nueva Ley de Hidrocarburos N° 1689 que establece un marco jurídico regulatorio competitivo, estable y atractivo para las inversiones en toda la cadena de la industria.
  
- El gasoducto al Brasil que vinculará la producción boliviana con el mercado brasileño.
  
- La capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), que provee los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los campos, mejoramiento de los ductos y aportes a las compañías transportadoras de gas, tanto en el lado boliviano como en el brasileño.

En 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1689, vigente en la actualidad, que persigue dos objetivos:

Abre las actividades petroleras de exploración y explotación (upstream) a la iniciativa privada, a través del establecimiento de Contratos de Riesgo Compartido con YPF, y busca procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías, participaciones y patentes.

Como resultado de los cambios aplicados a la modalidad de contratación se adoptó el "Contrato de Riesgo Compartido"<sup>42</sup>, mediante el cual se cede la propiedad de los hidrocarburos al concesionario. Respecto de las modificaciones al régimen tributario, se determinó que el impuesto debe discriminar por tipo de hidrocarburo y por destinatario del recurso. También se estableció una tasa consolidada sobre el valor de la producción de los hidrocarburos en boca de pozo de 50% para los existentes (antes de la Ley de Capitalización) y de 18% para los hidrocarburos nuevos (posteriores a la Ley de Capitalización); a diferencia de la tasa de 31% aplicada por la anterior Ley N° 1194 que no discriminaba por tipo de hidrocarburo.

Estos cambios generaron una serie de protestas encabezadas por los comités cívicos de los departamentos productores (receptores de los recursos generados sobre el valor de la producción bruta de hidrocarburos). Además, la simultaneidad entre la implementación de la nueva ley y la firma de contratos de riesgo compartido determinó que el gobierno deba percibir en el camino los efectos del sistema tributario implantado, optando por la elaboración de constantes modificaciones a la Ley.

El propósito de este capítulo, es examinar en qué medida el tratamiento regulatorio actual del Sector Hidrocarburos y sus resultados son coherentes con los objetivos planteados en la Ley de Hidrocarburos N° 1689. La metodología

---

<sup>42</sup> La modalidad de contrato establecida por la Ley de Inversiones N° 1182 de 17 de septiembre de 1990, en su capítulo V, artículos 16 al 19.

empleada consiste en analizar datos de fuentes secundarias y textos, además de la construcción de algunos indicadores:

- Reservas hidrocarburíferas: se utilizará este indicador de las reservas totales del sector con el propósito de observar la tendencia resultante de la implementación de la Ley.

- Inversión en exploración: se examinará la inversión en exploración realizada por las empresas bajo la forma de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) que son los compromisos de inversión en exploración de las empresas para los próximos años y se constituye en uno de los mecanismos con que cuenta el Estado para garantizar el cumplimiento en la inversión en exploración.

- Pozos exploratorios: se analizará si aumentó la perforación de pozos exploratorios como resultado de los incentivos a la exploración y explotación de áreas, establecidos por Ley.

- Contratos de Riesgo Compartido: se examinará la respuesta de las empresas privadas respecto de la nueva modalidad de contratación adoptada, con el fin de observar el tiempo de conversión de los anteriores contratos de asociación y operación bajo la forma de "riesgo compartido". Para ello se usará el porcentaje de nuevos contratos en comparación con los existentes antes de la Ley.

- Ingresos por regalías, participaciones y patentes: el análisis permitirá conocer los efectos del nuevo régimen tributario respecto de las recaudaciones regionales y nacionales y de la superficie explorada. En el caso de regalías, se realiza un ejercicio comparativo (para la gestión 1997) entre las recaudaciones por regalías bajo la modalidad implementada por la Ley y la que se hubiese obtenido bajo el anterior régimen. En el caso de las participaciones y patentes, se muestran los efectos del nuevo esquema tributario mediante la exposición de datos.

- Superficie explorada: se examinan los efectos de la modificación del régimen tributario sobre la superficie explorada, mediante el cálculo de la proporción en que las empresas privadas realizan trabajos de exploración en áreas tradicionales y no tradicionales.

- Producción: se examina el cambio de la estructura de producción como resultado de la apertura del upstream<sup>43</sup>.

- Licitaciones: se analiza la respuesta de las empresas privadas a la peculiar forma de licitación mediante Unidades de Trabajo para la exploración (UTE). Para ello, se examina cada una de las licitaciones realizadas para observar la participación de nuevas empresas, el porcentaje de áreas en su poder y la preferencia por zonas declaradas áreas tradicionales y no tradicionales<sup>44</sup>.

---

<sup>43</sup> (corriente arriba).- la definición cubre trabajos de exploración, perforación, explotación y hasta su entrega en refinerías.

<sup>44</sup> Las áreas tradicionales son aquellas para las cuales existe información geológica (o zonas de explotación) y las no tradicionales son las zonas que no han sido exploradas aún.

## 4.2 Reformas en el Upstream y en el Downstream

Las reformas realizadas en las actividades de exploración y explotación enfatizan la modificación del régimen de contratación de petróleo y gas natural, y su objetivo fundamental es atraer capital extranjero de riesgo para encontrar nuevas reservas y generar de divisas para el país. Para ello, los gobiernos consideran necesario otorgar mayores incentivos a la inversión, tomando en cuenta la fuerte competencia en la atracción de capitales de riesgo, debido a la sobreoferta del crudo, los bajos precios internacionales del petróleo, las innovaciones tecnológicas que permiten un mayor aprovechamiento de las reservas existentes, y la eliminación de barreras a la inversión extranjera en zonas con importante riqueza petrolífera como Rusia y China.

El principal efecto de las reformas ha sido disminuir las tasas impositivas a las empresas operadoras privadas, establecer la libre disponibilidad del petróleo y gas, y suprimir el monopolio público en el upstream.

Como resultado de las reformas aplicadas en el downstream, que comprende las actividades de comercialización, transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural por redes, se eliminó el control de precios y los subsidios en los mercados internos, tomando como referencia los precios internacionales, o el establecimiento de precios base, por parte de los entes reguladores, para la venta del gas de primera mano. Otro logro es la

construcción y operación de gasoductos, realizado por empresas estatales o privadas.

### **4.3 Reformas del Sector Hidrocarburos en Bolivia**

El crecimiento promedio del PIB para la gestión 1989-1993 de alrededor del 4% anual –insuficiente para satisfacer las necesidades más perentorias de los bolivianos– y la mala administración del Estado de los recursos y las empresas, fueron la base para la formación del modelo de la reforma y la capitalización. En este entendido, durante la presidencia de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1996) se encaró la reforma del Sector Hidrocarburos a través de la estrategia del Triángulo Energético, cuyo objetivo era alcanzar un desarrollo del potencial de los hidrocarburos mediante tres acciones:

- La nueva Ley de Hidrocarburos, Ley 1689 que establece un marco jurídico regulatorio competitivo, estable y atractivo para las inversiones en toda la cadena de la industria.
  
- El gasoducto al Brasil que vinculará la producción boliviana con el mercado brasileño.
  
- La capitalización de YPFB que provee los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los campos, mejoramiento de los ductos y aportes a las compañías transportadoras de gas, tanto en el lado boliviano como el brasileño.

La Ley de Hidrocarburos, promulgada en abril de 1996, determinó que por norma constitucional los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir su propiedad.

El derecho de explorar y explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos lo ejerce el Estado mediante YPFB. Para ello, esta empresa celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras.<sup>45</sup>

La Constitución Política de Estado en su artículo 139 determina que “la exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado”. Por lo tanto, la Ley N° 1689 estaría imponiendo una restricción a YPFB para que no desarrolle por su cuenta las fases del upstream, sino que a través de concesiones y contratos por tiempo limitado a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, dejando claramente establecido que el Estado y YPFB no asumirán ninguna obligación de financiamiento ni responsabilidad ante terceros con respecto a los contratos de riesgo compartido.

---

<sup>45</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA (1996). Ley Hidrocarburos N°1689. art. 1°

La Ley de Capitalización sentó las bases para que aquellas empresas deficitarias, entre las que se distinguía YPFB, puedan potenciar sus recursos y tecnología a través de la apertura a la Inversión Extranjera. Por su parte, el gasoducto Bolivia-Brasil constituye la base de la dinamización de la industria de los hidrocarburos bolivianos, ya que se garantiza la producción de hidrocarburos, en especial el gas natural de exportación, al contar con un mercado seguro por un período amplio.

#### **4.3.1. Ley de Hidrocarburos N° 1689**

El 30 de abril de 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos, Ley N° 1689. Sus principales objetivos son la apertura de las actividades de exploración y explotación (upstream) a la iniciativa privada, a través de contratos de riesgo compartido con YPFB, y mediante la denominación y adjudicación de áreas de interés hidrocarburífero mediante licitaciones internacionales; la libre importación, exportación y comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados, y la obtención de mayores ingresos fiscales por concepto de regalías, participaciones y patentes.

La ley norma las actividades del sector de hidrocarburos; establece los principios para los contratos de riesgo compartido para las actividades de exploración y explotación.

- Transportará gas natural de Bolivia a Brasil según las condiciones estipuladas en el Contrato de Compraventa firmado por Petrobras y YPFB (1993) por un plazo de 20 años contados a partir del inicio del suministro (1999), el que puede prorrogarse por acuerdo de las partes.

-Clasificadas en explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural por redes. Sienta los principios de las concesiones para el transporte de hidrocarburos por ductos, distribución de gas natural por redes y para la refinación e industrialización de hidrocarburos; administra el sistema de patentes y regalías petroleras, y regula las actividades productivas y de servicios. Para tales efectos se sustenta en cuatro principios:

- **Principio de competencia.** Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, puede realizar libremente una o más de las actividades petroleras, con sujeción a las normas establecidas en la Ley, en el Código de Comercio y en otras disposiciones legales; trabajos de reconocimiento superficial, consistentes en estudios topográficos, geológicos, geofísicos, geoquímicos e investigaciones y otras pruebas en cualquier lugar del territorio nacional; trabajos consistentes en prospección sísmica y perforación de pozos para fines geofísicos, en áreas bajo contrato o en áreas libres; la importación, exportación y comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados, y el transporte y almacenaje de hidrocarburos.

- **Principio de transparencia.** El proceso para celebrar contratos de riesgo compartido (para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos) y el proceso para obtener concesiones administrativas (para el transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes) es automático, ágil, simple y transparente; al igual que el proceso de obtención de registro en la Superintendencia del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) para realizar las actividades de refinación e industrialización de hidrocarburos, y la comercialización de sus productos.

- **Principio de neutralidad.** El tratamiento a todas las empresas relacionadas con el sector es totalmente imparcial.

- **Principio de conservación del medio ambiente.** Las actividades petroleras están sujetas a la Ley del Medio Ambiente.

### 4.3.2 Modalidades de los contratos

La modalidad de contratación señalada por la Ley N° 1689 adopta la forma de contratos de riesgo compartido e incluye la conversión de los contratos de operación y de asociación existentes. El área de un contrato de riesgo compartido está formada por una extensión máxima de 40 parcelas en las zonas tradicionales y 400 parcelas en las no tradicionales<sup>46</sup>. Los contratos de riesgo compartido se firman para cada campo o bloque determinado; por tanto, una empresa puede tener más de un contrato en función del número de campos o bloques que se haya adjudicado. Asimismo, un contrato puede estar integrado por varias empresas, las mismas que nombrarán “al operador” del contrato para fines tributarios y de responsabilidad. Por tanto, cualquier empresa participante con YPFB en uno o más contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos puede participar simultáneamente en otros contratos.

El plazo de los contratos de riesgo compartido para la exploración explotación y comercialización de hidrocarburos no podrá exceder los 40 años, salvo excepciones referidas al período de retención asociado a un nuevo descubrimiento comercial.

---

<sup>46</sup> *Las áreas tradicionales son aquellas para las cuales existe información geológica (o zonas de explotación) y las no tradicionales son las zonas que no han sido exploradas aún.*

### 4.3.3 Exploración

La etapa de exploración<sup>47</sup> está formada por dos períodos, el inicial y el adicional. El período inicial de exploración tiene una duración de siete años divididos en tres fases. Para entrar en un segundo período es necesario realizar un descubrimiento comercial.

Cada fase implica la realización de un número mínimo de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) establecidas por reglamento.

### 4.3.4 Explotación

Durante esta fase, el contratista deberá presentar un programa de trabajo y notificar un descubrimiento comercial. La producción de hidrocarburos debe realizarse dentro de un plazo de 3 años en las zonas tradicionales y de 5 años en las no tradicionales.

Las actividades de explotación se deben ejecutar utilizando modernas técnicas y procedimientos –bajo la supervisión de YPFB– para que la producción se realice conforme a prácticas eficientes y racionales de recuperación y conservación de las reservas. Como la producción del hidrocarburo es de propiedad del contratista, este deberá poner a recaudo las cantidades necesarias

---

<sup>47</sup> Se entiende por exploración el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicas, perforación de pozos, y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

del gas natural para el mercado interno, según se establece en Reglamento de Comercialización del Gas.

#### **4.3.5 Unidades de Trabajo de Exploración, UTE**

Los compromisos de inversión se reflejan en el número de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE). Estas son obligaciones de trabajo para las actividades de geofísica, de magnetometría, gravimetría, perforación de pozos exploratorios y otras actividades exploratorias que deben ser ejecutadas por quienes participan con YPFB en un contrato de riesgo compartido en las diferentes fases de exploración.

El cumplimiento de la UTE está reglamentado y establece para cada fase de exploración un número determinado de UTE a cumplir. A su vez, estas UTE se valoran en \$us 5.000 la unidad, ajustadas por la inflación, con el objeto de establecer una garantía de cumplimiento de contrato.

Las UTE conforman el criterio más importante para la adjudicación de áreas: las empresas participantes de la licitación ofertan UTE para la primera fase de exploración del área y gana la empresa que oferte el mayor número de UTE. Para fines de valoración y garantía de cumplimiento, las UTE tienen las siguientes equivalencias (cuadro 11).

**CUADRO 11**  
**Equivalencias del UTE**

<b>TRABAJO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>UTE EQUIVALENTE</b>
<b>Sísmica</b>		
2D	Km	1.20
2D Preexistente	Km	0.15
3D	Km <sup>2</sup>	6.50
Magnetometría	Km	0.25
Gravimetría	Km	0.15
<b>Pozos exploratorios</b>		
1000	Mt	250
2000	Mt	440
3000	Mt	740
4000	Mt	1300
5000	Mt	1980
6000	Mt	3250
Pozos estratégicos	Mt	0.10

*Fuente: elaboración propia con datos del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia, VMEH*

#### **4.3.6. Régimen tributario**

Los objetivos del sistema fiscal, establecidos en la Ley N° 1689, son incentivar la exploración de pozos profundos y campos marginales, procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías y participaciones, y lograr la competitividad del sistema tributario en el ámbito internacional.

### a) Impuestos propios del Sector

La Ley N° 1689 establece una estructura tributaria propia formada por regalías, participaciones y patentes; impuestos que las empresas deben pagar sobre la producción bruta de hidrocarburos y que difieren en su alícuota dependiendo del tipo de hidrocarburo y del receptor final del impuesto, como se observa en Cuadro 12.

La Ley discrimina entre hidrocarburos existentes y nuevos<sup>48</sup>. Los primeros corresponden a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la ley, y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas sobre la base de normas generalmente aceptadas en la industria petrolera. Los segundos corresponden a todos los hidrocarburos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.

---

<sup>48</sup> *Los hidrocarburos existentes, son los hidrocarburos de reservorios que estén en producción a la fecha de la vigencia de la presente Ley; y los hidrocarburos Nuevos, son los hidrocarburos de reservorios cuya producción se inicie a partir de la vigencia de la presente Ley.*

**CUADRO 12**  
**Estructura del Sistema Tributario Actual**

HIDROCARBUROS EXISTENTES		HIDROCARBUROS NUEVOS	
11%	Regalías departamentales (destinadas a las regiones productoras).	11%	Regalía Departamental (destinada a las regiones productoras).
1%	Regalía Nacional Compensatoria (Departamento de Beni y Pando).	1%	Regalía Nacional Compensatoria (Departamento de Beni y Pando).
6%	Participación a favor de YPFB.	6%	Participación a favor de YPFB.
13%	Participación Complementaria (destinada al Tesoro General de la Nación)		
19%	Participación Nacional (destinada al Tesoro General de la Nación).		
50%	<b>Ingresos Brutos</b>	18%	<b>Ingresos Brutos.</b>

*Fuente: Elaboración propia, con datos de la Ley de Hidrocarburos*

Por otra parte, las áreas sujetas a contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos deben pagar patentes anuales en moneda nacional con mantenimiento de valor, de acuerdo con la siguiente escala (cuadro 13).

**CUADRO 13**  
**Patentes Anuales**

AÑOS	Bs/hectárea
1ro al 3er	2,5
4to al 5to	5,0
6to al 7mo	10,0
8vo en adelante	20,0

*Fuente: Elaboración propia, con datos de la Ley de Hidrocarburos*

Las patentes para las áreas calificadas como no tradicionales se establecen en el 50% de los valores señalados para las áreas tradicionales. Cualquier período de retención y de explotación en áreas tradicionales o no tradicionales, respecto de contratos de riesgo compartido, obliga al pago de Bs. 20 por hectárea, con mantenimiento de valor.

#### **b) Régimen Tributario General**

El Sector Hidrocarburos se integra al régimen tributario general a través del Impuesto a las Utilidades de las Empresas, cuya alícuota asciende a 25%. Este impuesto es acreditable en el ámbito internacional, permite una contabilidad en dólares americanos, está completamente consolidado, y permite deducir los costos de financiamiento y transferir pérdidas a las gestiones posteriores. El Impuesto a la Remisión de Utilidades es el 12,5% del total remitido y se aplica a los dividendos, intereses por pagar y otras transferencias. El impuesto a las utilidades de las empresas y el impuesto a la remisión de utilidades, atribuibles a hidrocarburos existentes, se acreditan contra la regalía nacional complementaria aplicada a la producción de hidrocarburos existentes (13%).

Además, la utilidad neta anual que resulta de las actividades extractivas de recursos naturales no renovables, está gravada por una alícuota adicional del 25%, aplicada previa deducción de los siguientes conceptos:

- Un porcentaje variable a elección del contribuyente de hasta el 33% de las inversiones acumuladas en exploración, desarrollo, explotación, beneficio y protección ambiental, directamente relacionada con dichas actividades, que se realicen en el país a partir de la gestión fiscal 1991. Esta deducción se utilizará en un monto máximo equivalente al 100% de dichas inversiones.
- El 45% de los ingresos netos obtenidos por cada operación extractiva de recursos naturales no renovables durante la gestión que se declara.

#### **4.3.7 Licitaciones públicas internacionales**

La denominación y licitación de áreas de exploración se orienta a atraer capitales privados de riesgo para las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia. Los principales objetivos para su ejecución son garantizar el suministro de gas natural en el mercado interno y para la exportación; asegurar el abastecimiento interno de hidrocarburos líquidos, y procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías y participaciones. El proceso sigue un cronograma que se inicia con la denominación de áreas y termina con su licitación.

### **a) Denominación de áreas**

Se ha dividido el territorio nacional en parcelas que conforman las áreas de contrato en zonas declaradas como tradicionales o no tradicionales sobre la base de criterios de conocimiento geológico, producción de hidrocarburos e infraestructura existente. La zona no tradicional se refiere a aquélla de alto riesgo, con información geológica escasa, y donde la infraestructura de transporte y acceso no está adecuadamente desarrollada. Una empresa puede denominar áreas en ambas zonas.

Dentro de las fechas establecidas en el cronograma, cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá solicitar al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH), la denominación de una o más áreas en el mapa de áreas libres que administra dicho Viceministerio. La persona o empresa que denomine un área deberá presentar un certificado del depósito por el valor de \$us 5.000 no reembolsables por cada área denominada, a nombre del VMEH. Los fondos recaudados se utilizarán para cubrir los costos de denominación.

### **b) Licitación de áreas**

El primero de junio de cada año, el VMEH realiza la definición de las áreas a ser licitadas y escoge un criterio de evaluación de propuestas a partir de los cuatro existentes: Unidades de Trabajo de Exploración para la primera fase obligatoria del período de exploración; pago de un bono a la firma del contrato con destino al Tesoro General de la Nación; pago de una participación adicional a la

correspondiente del 18% fijada para los hidrocarburos nuevos, y pago de una participación en las utilidades después de impuestos.

Luego, YPFB realiza la convocatoria para la licitación de las áreas denominadas que se publica en la prensa nacional los días 8, 9 y 10 de junio de cada año. El 15 de agosto se procede al cierre de la recepción, y a la apertura, calificación y adjudicación de áreas en un mismo acto administrativo que culmina con la emisión de la respectiva resolución Administrativa de adjudicación en favor de la mejor propuesta<sup>49</sup>.

Una vez que el adjudicatario cumpla con los requisitos legales, suscribe con YPFB el respectivo Contrato de Riesgo Compartido para exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el área adjudicada, actividad programada para el 15 de octubre de cada año.

---

<sup>49</sup> *Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. Internet*

## CAPITULO IV

### EVALUACION DE LAS REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS DE BOLIVIA

En este capítulo se evalúan los resultados de la implementación de las reformas del sector hidrocarburos en el marco de la Ley de Hidrocarburos n°1.689. El análisis se circunscribe al upstream, ya que los cambios de la Ley enfatizan la apertura de las actividades de exploración y explotación.

#### 1. RESERVAS

Desde 1997 el descubrimiento de reservas de gas natural y de petróleo fue bastante significativo, las reservas de gas certificadas (probadas y probables) pasaron de 5.69 a 52.29 Trillones de Pies Cúbicos (TPC), como se observa en el cuadro 14. En el caso de las reservas de petróleo, también se mejoró de 200 a 929 millones de barriles, como se observa en el cuadro 15.

**CUADRO 14**  
**Reservas de Gas Natural**  
**(Trillones de pies cúbicos)**

<b>Reservas</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Probadas (P1)	3,75	4,16	5,28	18,31	23,84	27,36
Probables (P2)	1,94	2,46	3,3	13,9	22,99	24,93
<b>P1 + P2</b>	<b>5,69</b>	<b>6,62</b>	<b>8,58</b>	<b>32,21</b>	<b>46,83</b>	<b>52,29</b>
Posibles (P3)	4,13	3,17	5,47	17,61	23,18	24,87
<b>P1 + P2 + P3</b>	<b>9,82</b>	<b>9,79</b>	<b>14,05</b>	<b>49,82</b>	<b>70,01</b>	<b>77,16</b>

*Fuente: Informe mensual, diciembre 2001. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.*

**CUADRO 15**  
**Reservas de Petróleo/Condensado**  
**(Millones de barriles)**

<b>Reservas</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Probadas (P1)	116.1	141.9	151.9	396.5	440.5	477.0
Probables (P2)	84.8	74.8	88.6	295.5	451.5	452.1
<b>P1 + P2</b>	<b>200.9</b>	<b>216.7</b>	<b>240.5</b>	<b>692.0</b>	<b>892.0</b>	<b>929.1</b>
Posibles (P3)	110.2	43.6	96.5	345.1	469.8	473.9
<b>P1 + P2 + P3</b>	<b>311.1</b>	<b>260.3</b>	<b>337.0</b>	<b>1037.1</b>	<b>1361.8</b>	<b>1403.0</b>

*Fuente: Informe mensual, diciembre 2001. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.*

Para atender la demanda creada por el gasoducto es necesaria la conversión de las reservas probables y posibles a reservas probadas, a través de una intensa actividad exploratoria en el desarrollo de nuevos campos. Para ello, además de los incentivos de la Ley, el gobierno aprobó un Decreto Supremo que modifica el artículo 37 del Reglamento de Comercialización de Gas. Esta nueva disposición libera el 10% de las reservas de gas natural probadas exportables no contratadas para que sean exportadas directamente por los productores. Ello incentiva la inversión en el sector y hace más atractivas las nuevas licitaciones de áreas de exploración de hidrocarburos que se realizan anualmente, al otorgar mayor flexibilidad a la libre exportación del gas natural, sin que se afecte la seguridad de los compromisos de exportación al Brasil.

Para el Gas natural las reservas certificadas probadas y probables crecieron desde 5.69 TCF en 1997 hasta 52.29 TCF en 2002, mostrando un crecimiento del 818% en los 5 años y de 11.6% respecto al 2001. La producción de gas natural se incrementó en 200% entre 1990 y 2002 Cuadro 14, se dio por los contratos de exportación de este carburante a la Argentina y luego a Brasil.

En el caso de la producción de petróleo, también mejoró desde 1990 al 2002 a una tasa menor (60%) a la registrada en el caso del gas natural (200%). La disminución de la producción en los años 1999 y 2000 se debió por la caída de la demanda del mercado interno. Sin embargo, se recuperó a partir del 2001, por los incrementos en el precio internacional del crudo.

La Ley N° 1689, la capitalización de YPF y la suscripción del contrato de compraventa de gas con Brasil han configurado un entorno favorable para la inversión privada nacional y extranjera destinada a responder efectivamente a las demandas generadas por el mercado brasileño. En este sentido, es necesario evaluar la inversión en exploración realizada por las empresas bajo la forma de unidades de trabajo de exploración, los compromisos de inversión en exploración para los próximos años y los medios con que cuenta el Estado para garantizar su cumplimiento.

En primer lugar, todas las empresas (incluyendo las capitalizadas) cumplieron con las obligaciones propias de la fase exploratoria en la que se encontraban hasta 1999 y generaron compromisos de inversión para las fases

pendientes de ejecución, que fueron calculadas hasta 2003, tal como se observa en el Cuadro 16.

**CUADRO 16**  
**Inversión en Exploración (1997-2003)**  
**(En millones de Dólares)**

	INVERSIÓN REALIZADA (1997-1999)	INVERSIÓN COMPROMETIDA (2000-2003)	INCREMENTO PORCENTUAL
<b>Empresas Capitalizadas</b>	93.0	84.6	-18%
- Andina S.A.	38.0	34.6	-9%
- Chaco S.A.	55.0	50.1	-9%
<b>Contratos convertidos</b>	56.8	160.8	183%
<b>Contratos por adjudicación</b>	505.6	1431.1	183%
<b>Total</b>	655.4	1676.6	156%

Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.



Fuente: elaboración propia, en base a datos del VMEH



*Fuente: elaboración propia, en base a datos del VMEH.*

Bajo la modalidad de contratos de riesgo compartido, todas las empresas deben realizar un número determinado de Unidades de Trabajo de Exploración obligatorias, dependiendo de la fase de exploración en que se encuentren, las que no coinciden para todas las empresas porque algunas iniciaron actividades exploratorias a partir de la promulgación de la Ley y otras debieron convertir sus contratos de operación a la modalidad de riesgo compartido. Por tanto, el monto de la inversión realizada corresponde al período comprendido desde la fecha de conversión de los contratos de cada empresa, que se realizó entre los últimos meses de 1997 hasta diciembre de 1999 (gráficos 4-5).

El Cuadro 17 presenta las inversiones realizadas por las empresas que convirtieron sus contratos de operación a contratos de riesgo compartido:

**CUADRO 17**  
**Inversión en Exploración (1997-1998): Contratos Convertidos**  
**(En Dólares Americanos)**

Vintage Petroleum	7.000.000
Maxus Bolivia Inc.	7.044.700
YPF S.A.	10.799.950
Tesoro Bolivia Petroleum Company	534.200
Total Exploration Production Bolivia	7.000.000
Compañía Boliviana del Petróleo	3.262.300
Chevron Internacional	4.692.700
Pluspetrol	3.314.300
Petrobras Bolivia	13.170.000
<b>Total</b>	<b>56.818.150</b>

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

Las inversiones en exploración realizadas por las empresas que se adjudicaron campos durante la gestión 1997, 1998 y 1999 como resultado del proceso de licitación implementado por la nueva ley se muestran en el Cuadro 18.

**CUADRO 18**  
**Inversión en Exploración (1997-1999) Contratos Resultantes del Proceso de**  
**Licitación (En Dólares Americanos)**

Campos Menores (1998)	125.350.000
Maxus Bolivia Inc.	22.785.000
Shamrock	88.640.000
Panandean	13.925.000
Licitación de Áreas (1997)	320.065.000
Pluspetrol	186.880.000
Bridas SAPIC	66.305.000
Dong Won Corporation	16.000.000
Tecpetrol Internacional Inc.	18.895.000
Petrobras Bolivia	7.450.000
Repsol-Perez Companc	6.520.000
Repsol Exploration Secure	18.005.000
Licitación de Áreas (1998)	45.450.000
Pluspetrol	17.710.000
Petrobras Bolivia	19.725.000
Total Exploration Production Bolivia	8.015.000
Licitación de Áreas (1999)	14.750.000
Pluspetrol	5.250.000
Petro Gas Energy S.A.	3.000.000
Ominex de Colombia Ltda.	6.500.000
<b>Total</b>	<b>505.605.000</b>

Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.

La valoración de las UTE para establecer una garantía de cumplimiento da lugar a los compromisos de Inversión. Por lo tanto, su incumplimiento en cualquier fase implica la devolución de toda el área de exploración y es posible aplicar una sanción económica equivalente al valor monetario de la garantía ofrecida. La

supervisión del cumplimiento de UTE reflejadas como compromisos de Inversión está a cargo de YPFB.

La metodología establecida en la Ley N° 1689 –a diferencia de la existente en la Ley N° 1194 de 1990 que permitía al contratista retirarse durante el período básico– es más rigurosa en el control del cumplimiento de los compromisos, lo que permite proyectar un crecimiento en las inversiones en exploración en alrededor de 156%.

Por otra parte, las exigencias que involucran el cumplimiento de las UTE permiten establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios. Estos trabajos aportan información valiosa para nuevas empresas interesadas en dichas áreas, al disminuir el riesgo y la incertidumbre respecto a su contenido hidrocarburífero.

**CUADRO 19**  
**Inversión en Exploración y Explotación**  
**(MM\$us)**

<b>Años</b>	<b>Exploración</b>	<b>Explotación</b>
<b>1990</b>	23,02	20,08
<b>1991</b>	52,91	20,66
<b>1992</b>	68,49	13,99
<b>1993</b>	43,49	7,30
<b>1994</b>	31,35	25,19
<b>1995</b>	66,56	43,43
<b>1996</b>	69,81	29,22
<b>1997</b>	130,38	140,42
<b>1998</b>	374,56	230,25
<b>1999</b>	372,20	208,55
<b>2000</b>	256,79	185,33
<b>2001</b>	168,99	237,38
<b>2002</b>	113,47	231,31
<b>2003 *</b>	81,97	232,95

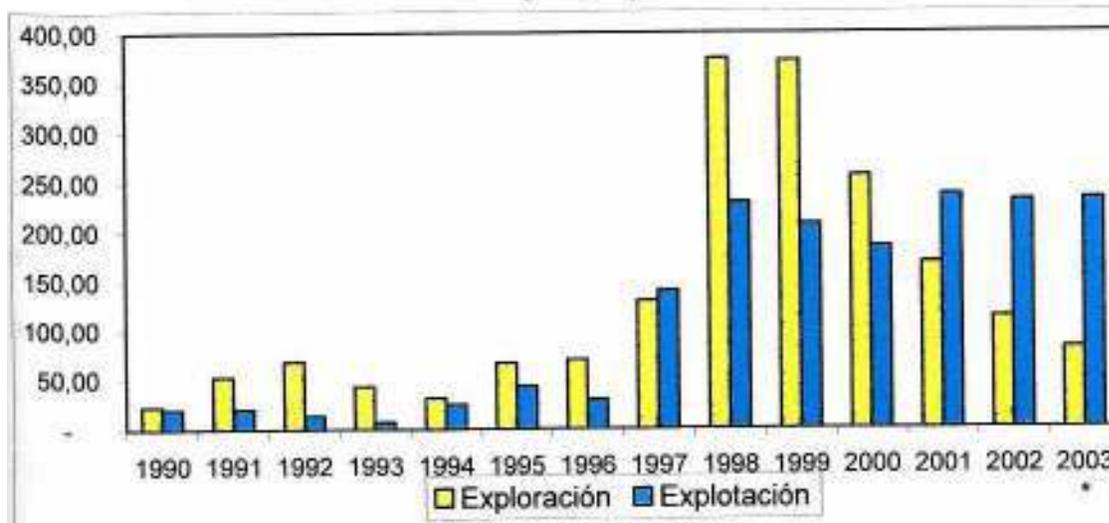
\* Inversión Programada

Fuente: Elaboración en base datos [WWW.hidrocarburos.gov.bo](http://WWW.hidrocarburos.gov.bo)

En el cuadro 19, muestra que en los años 1998 y 1999 la inversión en exploración llegó a sus niveles más altos y el año 2000 disminuyó. Esta caída se explica por la conclusión de los compromisos de inversión de las empresas capitalizadas, también por el hecho de que el primero de enero de 2000, las reservas de gas natural probadas y probables llegaron a 32.2 TCF, cantidad superior para cumplir los contratos de venta de gas natural al Brasil y el 2001 se incrementó a 46.8 TCF "...haciendo innecesarias mayores inversiones en el sector hasta hallar nuevos mercados."<sup>50</sup>

<sup>50</sup> UDAPE. "Estructura del Sector Hidrocarburos: 1990-2002" La Paz, Abril de 2003.

**GRAFICO 6**  
**INVERSION EN EXPLORACION Y EXPLOTACION**  
**(MM\$us)**



\* Inversión Programada

Fuente: Elaboración propia en base datos [WWW.hidrocarburos.gov.bo](http://WWW.hidrocarburos.gov.bo)

## 2. POZOS EXPLORATORIOS

En el primer semestre de 1998 se perforaron ocho pozos exploratorios, que corresponden a una inversión ejecutada de \$us 14,4 millones. De acuerdo con información proporcionada por el VMEH, entre enero y julio de 1999 se perforaron nueve pozos, lo que demandó una inversión de \$us 68,5 millones, equivalente a un crecimiento de 375% respecto de la gestión anterior. Si bien el número de pozos perforados es prácticamente el mismo, la profundidad media alcanzada ha sido significativamente mayor en la gestión 1999: 3.400 metros contra 2.600 metros.

### 3. CONTRATOS DE RIESGO COMPARTIDO

La nueva modalidad de contratación determinó que las empresas que operaban mediante contratos de operación y de asociación con YPF debieron convertir sus contratos. Los contratistas que se encontraban en la fase de exploración debieron renunciar a los porcentajes de las áreas de sus contratos, de acuerdo con la siguiente escala:

- Hasta 60 mil hectáreas: el 10%.
  
- De 60.001 hectáreas hasta 500 mil hectáreas: 35% del excedente sobre 60 mil hectáreas.
  
- De 500.001 hectáreas hasta un millón de hectáreas: 40% del excedente sobre 500 mil hectáreas.
  
- Más de un millón de hectáreas: 65% del excedente del millón de hectáreas.

A pesar de la renuncia de las áreas, las nueve empresas involucradas convirtieron sus contratos a la nueva modalidad de riesgo compartido.

La intensificación de las inversiones en las actividades exploratorias es el resultado del incremento del número de contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos que suman un total de cien. Dicho incremento corresponde al 566% respecto de los contratos de asociación existentes antes de la implementación de la Ley. De estos cien contratos, 52 son resultado del proceso de capitalización de YPF. Otros 23 contratos son producto de la conversión de los contratos de asociación a contratos de riesgo compartido. De este total, 15 son para exploración y ocho para explotación. Los restantes 25 contratos son resultado de las licitaciones públicas internacionales realizadas en las gestiones 1997, 1998 y 1999. De este total, 20 son para exploración y cinco para explotación de hidrocarburos.

#### 4 SUPERFICIE EXPLORADA

Del total de la superficie explorada, 34% corresponde al área tradicional y 66% al área no tradicional. También se observa que como resultado de la licitación de 1997 – inmediata al proceso de capitalización– la superficie explorada se incrementó en más de 100% en comparación con la existente en los contratos de operación convertidos a comienzos de 1997; lo que es una señal de que el incentivo a la inversión está marcado por la certeza del mercado brasileño, tal como se observa en el Cuadro 20.

La superficie explorada que corresponde al área no tradicional aumenta en mayor proporción que la exploración del área tradicional, lo que es coherente con los objetivos de la Ley, y se debe a que todas las áreas tradicionales están ocupadas.

Sin embargo, puede notarse que el área explorada determinada por la licitación de 1998 es apenas un 35% del área explorada determinada en la licitación de 1997.

**CUADRO 20**  
**Superficie Explorada (1997-1999) por Tipo de Área (Parcela)**

	Total Superficie Explorada	Tipo de Superficie Explorada		Porcentaje de Participación	
		Tradicional	No tradicional	Tradicional	No Tradicional
Empresas capitalizadas					
-Andina S.A.	602.9	602.9	0.0	100%	0%
-Chaco S.A.	575.2	575.2	0.0	100%	0%
Contratos convertidos	1.342.5	395.8	946.7	29%	71%
Contratos por adjudicación	2.927.8	296.6	2.631.1	10%	90%
Campos menores	6.4	6.4	0.0	100%	0%
Licitación 1997	1.633.4	230.2	1.403.2	14%	86%
Licitación 1998	569.4	40.0	529.4	7%	93%
Licitación 1999	718.5	20.0	698.5	3%	97%
Total	5.448.3	1.870.5	3.577.8	34%	66%

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

Asimismo, la establecida en la licitación de 1999 aumenta apenas en 26% respecto del total del área establecida en la licitación de 1998. Por lo tanto, la proporción de área explorada respecto del tipo de área (en especial en el área no tradicional) tiene una tendencia decreciente, lo cual puede obedecer a dos razones: hay mayor incertidumbre respecto de la riqueza hidrocarburífera de las áreas no tradicionales --lo que le añade una variable de riesgo adicional a la empresa interesada en dicha área-- y las empresas que se adjudicaron áreas en las primeras licitaciones neutralizaron el riesgo a través de la denominación

simultánea de áreas tradicionales y no tradicionales, lo que fue disminuyendo en la última licitación (1999) debido a que la cantidad de áreas tradicionales disponibles era menor.

Hasta antes del proceso de la reformas de 1996, se perforó en 72 años 1600 pozos hidrocarburíferos. El 2002 existen 79 contratos de riesgo compartido para exploración y explotación de hidrocarburos, se suscribieron 24 empresas nacionales y extranjeras (Cuadro 21).

**CUADRO 21**  
**Principales Empresas que Participan en**  
**Exploración y Explotación**  
**(datos a 2001)**

Empresa	Parcelas en Exploración	Parcelas en Explotación
Andina S.A.	412,9	32,9
Chaco S.A.	149,7	28,8
Maxus	286,1	8,0
Perez Companc	0,0	9,1
Petrobras	162,3	0,0
Pluspetrol	813,8	0,0
Tesoro	62,5	17,0
Total	103,0	0,0
Vintage	78,6	3,0
Otros	808,9	16,9
<b>TOTAL</b>	<b>2877,8</b>	<b>115,7</b>

Fuente: YPFB

## 5. INGRESOS POR REGALÍAS, PARTICIPACIONES Y PATENTES

El régimen tributario vigente establece la obligación por parte de las empresas del pago de regalías, participaciones y patentes. Su objetivo es promover el desarrollo de nuevas reservas de gas y petróleo a través del ingreso a Bolivia de nuevas Inversiones, y procurar mayores ingresos fiscales.

Las regalías son de dos tipos, una regalía departamental destinada a los departamentos productores de hidrocarburos (11%) y otra nacional compensatoria (1%) para los departamentos de Pando y Beni. Ambas se aplican a la producción bruta de los hidrocarburos nuevos y existentes en boca de pozo<sup>51</sup>. Para el cálculo de regalías para el petróleo dirigido al mercado interno, la producción se valora sobre la base de los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de características similares al boliviano, ajustado por calidad. Para la producción destinada a la exportación, se considera el precio real de exportación ajustado por calidad.

El cálculo de regalías para el gas considera el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad. A la valoración de ambos hidrocarburos (petróleo y gas) se deduce únicamente el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos.

---

<sup>51</sup> Lugar donde se miden el petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y demás hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo.

En el caso de las participaciones, hay tres tipos:

- La participación de YPF de 6% aplicada a la producción bruta de los hidrocarburos nuevos y existentes en boca de pozo, transferida al Tesoro General de la Nación tras deducir el monto para cubrir el presupuesto aprobado de YPF para la administración de los contratos.
  
- La Regalía Nacional Complementaria de 13% aplicada a la producción de hidrocarburos existentes que se liquida y abona mensualmente en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.
  
- La Participación Nacional de 19% aplicada sobre el valor de la producción de hidrocarburos existentes que se pagará al Tesoro General de la Nación.

Para los pagos de las participaciones, el valor del petróleo en el mercado interno considera, para cada titular de contrato, el precio de venta correspondiente a la factura de acuerdo con sus contratos de compraventa. Para el mercado interno se considera la canasta de petróleos ya mencionada. El valor del gas natural en el mercado interno toma en cuenta el promedio ponderado de las ventas de los diferentes titulares de contrato en los puntos de comercialización, y para el mercado externo se toma el promedio ponderado de los precios de gas natural de los titulares en las fronteras.

De acuerdo con la Ley 1689, los hidrocarburos existentes se gravan con una tasa de 50% (11% Participación Departamental, 1% Regalías Nacionales, 13% Regalías Nacionales Complementarias, 19% Participación Nacional, 6% Participación a YPFB). Mientras que los hidrocarburos nuevos se gravan con una tasa de 18% (11% Participación Departamental, 1% Regalías Nacionales y 6% Participación a YPFB) como incentivo para la exploración de nuevos campos.

La Ley N° 1194 (anterior) aplicaba una tasa de 31% sobre todos los hidrocarburos, de los cuales un 19% correspondía a la participación a favor del gobierno y un 12% a las regalías departamentales. Bajo esta modalidad, YPFB entregaba al contratista un porcentaje en especie de la totalidad de los hidrocarburos como retribución neta y único pago por las operaciones realizadas, y debía retener y pagar por cuenta del contratista la tasa del 31%. El Cuadro 22 muestra la diferencia de tasas aplicadas por ambas leyes:

**CUADRO 22**  
**Regalías y Participaciones**

CONCEPTO	Sistema Anterior Ley N° 1.194	Sistema Actual Ley N° 1.689	
		Hidrocarburos nuevos	Hidrocarburos existentes
Regalía departamental	11%	11%	11%
Regalía Nacional compensatoria	1%	1%	1%
Participación YPFB	NE	6%	6%
Regalía Complementaria	NE	NE	13%
Participación Nacional	19%	NE	19%
<b>Total</b>	<b>31%</b>	<b>18%</b>	<b>50%</b>

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

### 5.1. Regalías

La Ley 1689 modificó la valoración del petróleo y del gas para calcular las regalías y participaciones. Esta diferenciación de alícuotas de un sistema al otro derivó en una serie de protestas por parte de los comités cívicos de los departamentos productores, los que temían que sus recaudaciones disminuyeran, en especial por el cambio de la valoración del gas natural. Hasta el momento, dicha situación no se ha evaluado. Por tanto, con el objetivo de medir el impacto del nuevo régimen tributario en la recaudación de regalías se realizó un ejercicio para la gestión 1997.

El ejercicio considera las regalías departamentales, 1% y 11%, aplicadas sobre todos los hidrocarburos por el régimen tributario actual y el anterior (Ley N° 1194).

Lo que diferencia a estos regímenes, en el caso de las regalías, es la valoración de la producción para fines de cálculo de dicho impuesto, debido a dos factores:

- La metodología usada para valorar el gas aplicada en el anterior régimen consideraba por separado el precio promedio del gas a Argentina; el precio promedio del gas destinado a usos industriales; el precio promedio del gas usado en las plantas eléctricas y el precio promedio del gas consumido por las mismas empresas productoras, por sus respectivos volúmenes. El régimen actual toma un precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y de ventas en el mercado interno. No incluye el volumen de gas destinado a consumo propio.
- El cambio en la valoración de la producción del petróleo establecido por la Ley vigente se debe la modificación en la composición de la canasta de crudos que se utiliza para valorar el petróleo, la que sustituyó el crudo Dubai Fatha de 32 grados API por el West Texas Intermediate de 44 grados API.

Para el ejercicio comparativo, inicialmente se aplicaron las diferentes metodologías de cálculo de regalías a la producción de gas y petróleo, diferenciada por departamento.

Los resultados se observan en el Cuadro 23

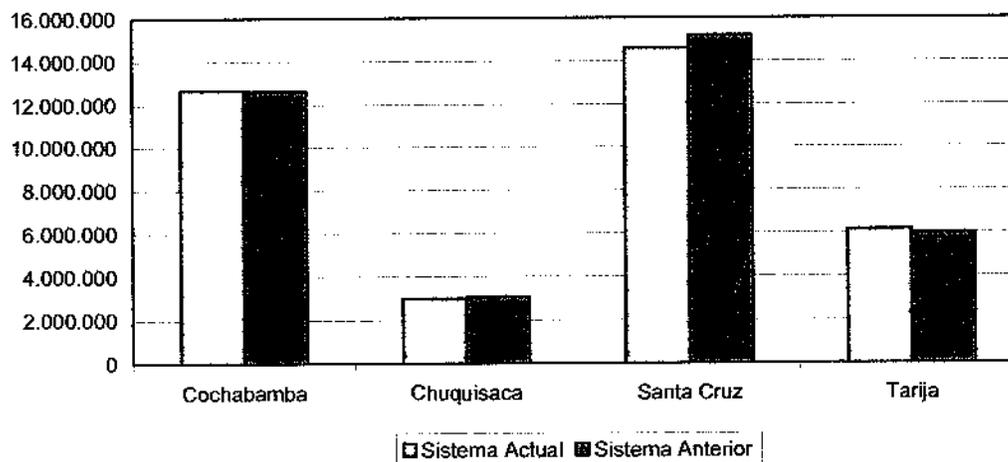
**CUADRO 23**  
**Comparación De Sistemas Tributarios: Regalías Por Departamento (1997)**  
**(En Dólares)**

	<b>SISTEMA ACTUAL</b>	<b>SISTEMA ANTERIOR</b>	<b>VARIACIÓN PORCENTUAL</b>
Cochabamba	12.675.636	12.638.596	0,29%
Chuquisaca	2.993.323	3.075.867	-2,76%
Santa Cruz	14.590.954	15.191.880	-4,12%
Tarija	6.161.548	5.988.689	2,81%
<b>Total</b>	<b>36.421.461</b>	<b>36.895.032</b>	<b>-1,30%</b>

Fuente: datos del VMEH.

**GRAFICO 7**

**Comparación de sistemas Tributarios:  
regalías por departamento (1997) en \$us**



Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.

En el gráfico 7 se observa que el Departamento de Santa Cruz, fue el más afectado por el cambio en la metodología de valoración de la producción, debido a que la aplicación del régimen tributario actual determinó una disminución del 4,12% en sus recaudaciones.

De la misma forma disminuyen las recaudaciones de los departamentos de Chuquisaca y Tarija. En el caso del Departamento de Cochabamba se observa un leve aumento. En términos consolidados las recaudaciones departamentales experimentan una caída de 1,30% respecto de las que tendrían bajo el régimen tributario anterior.

También se realizó un ejercicio comparativo por tipo de hidrocarburo, con el fin de examinar en cuál producto incide más la nueva forma de valoración:

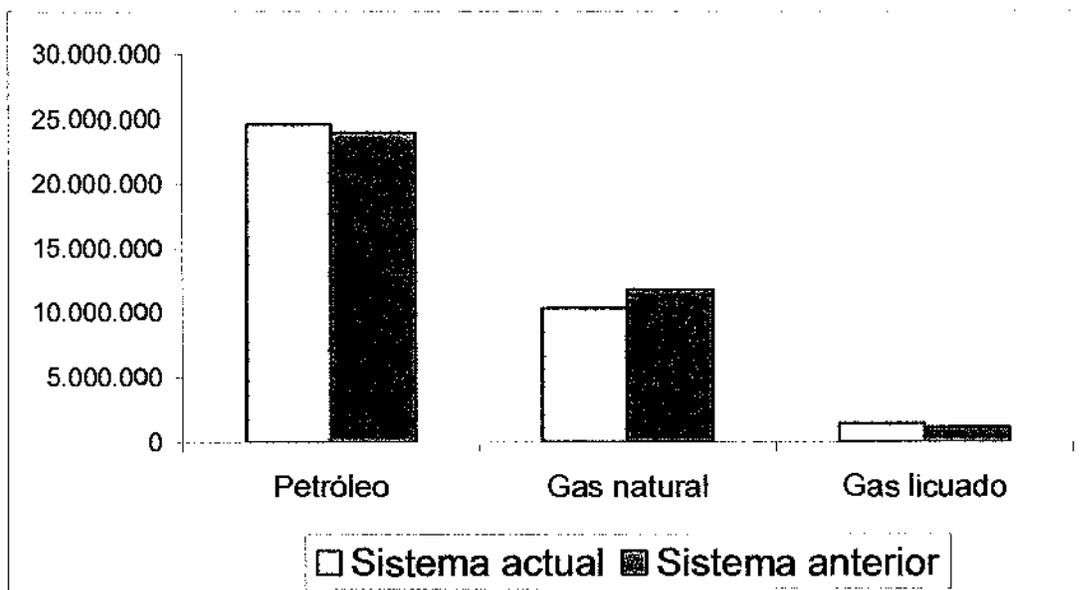
**CUADRO 24**  
**Comparativo De Sistemas Tributarios: Regalías Departamentales Por**  
**Producto. Gestión 1997, En Dólares**

	<b>SISTEMA ACTUAL</b>	<b>SISTEMA ANTERIOR</b>	<b>VARIACION PORCENTUAL</b>
Petróleo	24.662.052	23.997.420	2,69%
Gas natural	10.326.672	11.764.224	-13,92%
Gas licuado	1.432.740	1.133.376	20,89%
<b>Total</b>	<b>36.421.464</b>	<b>36.895.020</b>	<b>-1,30%</b>

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

Del cuadro 24 se observa que la nueva valoración del gas licuado afecta positivamente la recaudación de las regalías departamentales. Esto se debe a que con la anterior ley los contratistas no estaban obligados a declarar sus volúmenes de producción correspondientes a los campos donde existía gas licuado<sup>52</sup>. La ley actual estableció una metodología para determinar el porcentaje de producción que corresponde al gas licuado, de carácter obligatorio. La recaudación de regalías por gas natural muestra una disminución importante, ya que con el nuevo régimen no se consideran los volúmenes de gas correspondientes al consumo propio de la producción (gráfico 8).

**GRAFICO 8**  
**Comparativo de Sistemas Tributarios:**  
**Regalías Departamentales por Producto. Gestión 1997**  
**(En Dólares)**



Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.

<sup>52</sup> Se justificaba porque en los campos no existían medidores para establecer el porcentaje de producción que correspondía a dicho producto.

## 5.2. Participaciones

Para evaluar la recaudación por participaciones, es necesario distinguir los impactos de corto y largo plazo. Al respecto, la tasa total aplicada a los hidrocarburos existentes es de 38%, a diferencia de la tasa del 19% establecida por la anterior ley. En el corto plazo, por lo tanto, las recaudaciones del gobierno aumentarán significativamente:

**CUADRO 25**  
**Participaciones 1997-1998**  
**(En Dólares)**

	<b>Participaciones (19%)</b>	<b>Participaciones (13%)</b>	<b>Participaciones (6%)</b>	<b>Total Participaciones</b>
Gestión 1997	29.262.657,58	8.359.585,13	2.003.266,45	39.625.509,16
01/01/97 al 10/04/97	16.567.941,52	-	-	16.567.941,52
11/04/97 al 31/12/97	12.694.716,06	8.359.585,13	2.003.266,45	23.057.567,64
Gestión 1998	26.630.552,93	41.629.859,40	19.444.101,02	87.704.513,35

*Fuente: elaboración propia con datos de la memoria anual de YPF para 1998.*

El Cuadro 25 muestra que en las recaudaciones por participaciones para la gestión 1997 hay dos periodos diferentes. Esto se debe a que el régimen tributario de la actual ley, que establece la alícuota de 38%, se aplicó a partir del 11 de abril de 1997, fecha que corresponde a la conversión de los contratos de asociación a

la modalidad de riesgo compartido. Con la anterior ley, YPFB retenía y pagaba por cuenta de las empresas la obligación correspondiente al 19%. Asimismo, la recaudación del gobierno correspondiente a la gestión 1998 supera en casi 120% a la de 1997.

Con respecto al impacto de largo plazo, se espera que en la medida que se incremente la exploración y producción de hidrocarburos nuevos, la recaudación del gobierno tenga una tendencia decreciente, ya que la tasa de participación para este tipo de impuesto es sólo de 6%. Una comparación relevante sería entre la recaudación a la tasa del 6% y la que hubiese existido con la tasa del 19% para el mismo nivel de producción. Sin embargo, no se dispone de información<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> La valoración del hidrocarburo para el cálculo de las participaciones considera el precio de venta, por tanto, incluye el Impuesto al Valor Agregado, IVA. Sin embargo, el contratista también está sujeto al IVA contenido en las compras e importaciones que forman parte del costo de los bienes y servicios exportados, incluyendo el IVA correspondiente a bienes de capital facturados en la proporción en que esté vinculado con la exportación y no hubiese sido utilizado por el contratista.

Esto ha sido causa de constantes reclamos de las empresas, que indican que la forma de cálculo causaría una yuxtaposición de impuestos, debido a que pagarían el IVA en dos instancias. Debido a este descontento, el Tesoro General de la Nación (1998) realizó un ejercicio para medir el impacto de la eliminación del IVA para efectos del cálculo de las participaciones y concluyó que el Estado experimentaría una pérdida de alrededor US\$ 12 millones anuales. Al respecto, la Ley N°1.689 especifica que el pago de participaciones y regalías se efectuará sobre la base de precios de referencia internacionales. Sin embargo, el DS reglamentario de Pago de Regalías y Participaciones establece que para el pago de participaciones se utilizará el precio de venta. Si bien no existe un total acuerdo entre la Ley y su Reglamento, las empresas petroleras firmaron sus compromisos contractuales conociendo este procedimiento.

### 5.3. Patentes

El pago de patentes o rentas de alquiler se introdujo con la Ley N° 1689. En general, este tipo de impuesto persigue un doble objetivo: proveer ingresos para el gobierno para poner en marcha la administración del sector petrolero –en particular en áreas que no están en producción, además de constituirse en el costo de oportunidad del contratista–, e incentivar la devolución voluntaria de áreas. Al ser un impuesto recientemente adoptado, las patentes han incrementado las recaudaciones anuales en el sector en aproximadamente \$us 10 millones durante las gestiones 1997 y 1998 (cuadro 26)

**CUADRO 26**  
**Patentes Gestión 1997 Y 1998**  
**(En Dólares)**

<b>COMPAÑIAS</b>	<b>GESTION 1997</b>	<b>GESTION 1998</b>
<b>CHACO</b>	637.412	853.526
<b>ANDINA</b>	613.206	821.114
<b>Contrato de Operación Convertidos</b>	2.740.435	3.579.385
<b>Áreas denominadas y campos menores</b>	195.224	1.388.427
<b>TOTAL</b>	4.186.277	6.642.453

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

## 6. PRODUCCION

En el siguiente cuadro muestra la evolución de las reservas de gas natural, por contrato de riesgo compartido entre 1997 y 2002.

**CUADRO 27**  
**Evolución de las Reservas de Gas Natural,**  
**Mediante Contrato de Riesgo Compartido**  
**(En Trillones de Pies Cúbicos)**

Tipo de Contrato	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Menores/licitados</b>	0,27	0,32	0,79	1,13	1,07	1,26
<b>Capitalizados</b>	3,70	4,07	4,00	4,90	4,92	4,77
<b>Convertidos</b>	1,71	2,23	3,79	26,18	40,84	46,26
<b>Total</b>	5,69	6,62	8,58	32,21	46,83	52,29

Fuente: Informe mensual diciembre de 2001. YPFB

El cuadro anterior muestra 3 tipos de contrato: primero los que existían antes de la implementación de la Ley de Capitalización y la Ley de Hidrocarburos, denominados contratos de operación y de asociación. Los segundos son los emergentes de la Capitalización de YPFB y se suscribieron con las tres empresas capitalizadas<sup>54</sup>. Finalmente son los contratos de riesgo compartido, resultado de la licitación de áreas hidrocarburíferas.

Los contratos de operación y asociación fueron convertidos en contratos de riesgo compartido.

<sup>54</sup> Estas empresas son Andina, Chuco y Transredes

Observamos que el mayor crecimiento de las reservas, se da en las empresas que suscribieron contratos de operación y asociación antes de dictarse la ley de Capitalización y la Ley de Hidrocarburos, posteriormente fueron convertidos a contrato de riesgo compartido.

Las empresas con este tipo de contratos tienen reservas que representan el año 2002, el 88% del total. Las empresas que capitalizaron YPFB cuentan con reservas de el 9% del total y las que ganaron las licitaciones posteriores representan el 2.4% de las reservas certificadas.

Las reservas de petróleo condensado, por contratos, refleja la misma tendencia observada en el caso del gas natural. Los contratos son los mismos 3 anteriores, es decir contratos de operación y asociación convertidos a contratos de riesgo compartido, los contratos de capitalización y los contratos de riesgo compartido licitados como se muestra en cuadro 28.

**CUADRO 28**  
**Evolución de las Reservas de Petróleo Condensado,**  
**Mediante Contrato de Riesgo Compartido**  
**(En millones de Barriles)**

<b>Tipo de Contrato</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>Menores/licitados</b>	3.1	4.6	12.4	16.0	14.1	15.0
<b>Capitalizados</b>	97.9	122.2	108.7	112.1	109.6	102.4
<b>Convertidos</b>	99.9	89.9	119.5	563.9	768.3	811.8
<b>Total</b>	200.9	216.7	240.5	692.0	892.0	929.2

*Fuente: Informe mensual diciembre de 2001. YPFB*

En 1997, las empresas con contratos de capitalización tenían prácticamente las mismas reservas de petróleo, que las que suscribieron los contratos convertidos.

En el año 2002, las reservas de las empresas capitalizadas crecieron solo en un 4.5% en 5 años, las reservas de las empresas convertidas a contratos de riesgo compartido, aumentaron en un 800%, representando el 87% del total, mientras que las capitalizadas solo un 11%.

## **7. LICITACIONES**

El proceso de licitación es el instrumento más importante de la Ley 1689, debido a que a través de éste las empresas privadas desarrollan las actividades en el upstream. En tal sentido, es necesario evaluar en qué medida nuevas empresas participaron en las licitaciones y cuáles fueron sus preferencias frente a las áreas tradicionales y no tradicionales.

### **7.1. Licitación y Denominación para la Gestión 1997**

La denominación correspondiente a la gestión 1997 recibió ofertas para 16 bloques. El criterio de adjudicación establecido por el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH) fue el número de UTE para la primera fase de exploración. Como resultado, las empresas se adjudicaron los 16 bloques. Tal como se

observa en el Cuadro 29, de las 12 empresas, nueve correspondían a nuevas empresas. El resto ya tenía contratos de riesgo compartido para otras áreas:

**CUADRO 29**  
**Licitaciones 1997**

ADJUDICATARIO	NUMERO DE CONTRATOS	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE AREA
Bridas SAPIC	2	Nueva	Tradicional-no Tradicional
Cía. General Combustibles S.A. 2/	1	Nueva	No tradicional
Cía. Petrolera ORCA S.A.	1	Nueva	No tradicional
Don Won Corporation Bolivia	1	Con contratos	Tradicional
Ledesma S.A.A.I. 2/	1	Nueva	No tradicional
Mobil Boliviana de Petróleo Inc. 2/	1	Nueva	No tradicional
Peres Companc S.A 3/	2	Nueva	No tradicional
Petrobras Bolivia S.A.	1	Con contratos	Tradicional
Petrolera Argentina San Jorge S.A. 1/	1	Nueva	Tradicional
Pluspetrol Bolivia Corporation	6	Con contratos	Tradicional-No tradicional
Repsol Exploración Secure S.A. 3/	3	Nueva	No tradicional
Tecpetrol Internacional Inc. S.A. 1/ 2/	2	Nueva	Tradicional-No tradicional

1/, 2/, 3/ participación del mismo contrato  
Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.

Durante la gestión 97 también se realizó la licitación de campos menores. Para este proceso se utilizó el criterio del bono a la firma del contrato que no excluye del cumplimiento de UTE. Como resultado, se obtuvo una recaudación de aproximadamente \$us 10 millones. Esta licitación contó con tres empresas, una de ellas mantiene contratos anteriores (Maxus) y otras dos son nuevas (Shamrock y Panandean).

## **7.2. Licitación y denominación para la gestión 1998**

La denominación correspondiente a esta gestión recibió 15 ofertas para las áreas no tradicionales. Catorce fueron presentadas por empresas privadas y una por el VMEH. El criterio adoptado por el VMEH para esta licitación fue el número de UTEs ofertado.

Todas las empresas que se adjudicaron las áreas denominadas ya mantenían contratos de riesgo compartido para otras áreas, tal como se observa a continuación (cuadro 30).

**CUADRO 30**  
**Licitaciones 1998**

ADJUDICATARIO	NUMERO DE CONTARTOS	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE AREA
Petrobras Bolivia S.A.	1	Con contratos	No tradicional
Total Exploration Production Bolivia 1/	1	Con contratos	No tradicional
Tesoro Bolivia Petroleum Company 1/	1	Con contratos	No tradicional
Pluspetrol Bolivia Corporation	2	Con contratos	No tradicional

1/ participan del mismo contrato

Fuente: elaboración propia con datos del VMEH.

### 7.3. Licitación y denominación para la gestión 1999

La denominación de áreas de exploración y/o explotación de hidrocarburos programada para esta gestión consideró principalmente áreas de la zona no tradicional, denominando cinco bloques de exploración. Como resultado del proceso de licitación se adjudicaron los cinco bloques bajo el mismo criterio aplicado en las anteriores licitaciones. Se contó con la participación de dos nuevas y una que mantiene contratos anteriores.

**CUADRO 31**  
**Licitación 1999**

ADJUDICATARIO	NUMERO DE CONTRATOS	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE AREA
Ominex de Colombia Ltda.	2	Nueva	Tradicional-No tradicional
Petro Gas Energy S.A.	1	Nueva	No tradicional
Pluspetrol	2	Con contratos	No tradicional

*Fuente: elaboración propia, con datos del VMEH.*

La participación de las empresas por tipo de área se resume en el Cuadro 31, este deduce claramente que la empresa Andina, de la cual son accionarias las empresas YPF S.A., Pluspetrol y Peres Companac, tiene cerca del 47% del total del área adjudicada, lo que de cierta manera le da un mayor poder de mercado.

De las licitaciones realizadas, se observa que la denominación de áreas no tradicionales es decreciente. La licitación de 1997 denominó 16 bloques y todos se adjudicaron (86% correspondía a áreas no tradicionales y el resto a áreas tradicionales).

En la licitación de 1998 se denominaron 15 bloques y se adjudicaron 13; sin embargo, todas las empresas participantes ya tenían contratos anteriores y la extensión adjudicada fue pequeña (35%) en comparación con la licitación anterior.

**CUADRO 32**  
**Nominación y Licitación de Áreas**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002*	TOTAL
<b>Bloques Nominados</b>							
Zona Tradicional	15	6	1	1	2	7	32
Zona No Tradicional	11	7	4	2	4	2	30
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>62</b>
<b>Bloques Adjudicados</b>							
Zona Tradicional	8	1	0	1	2		12
Zona No Tradicional	8	3	1	2	2		16
<b>TOTAL</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>28</b>
<b>Inversión Mínima Esperada (MM\$US)</b>							
Zona Tradicional	76,0	16,5	4,5	0,4	6,16	29,5	133,0
Zona No Tradicional	29,9	15,1	10,3	5,9	9,56	4,6	75,3
<b>TOTAL</b>	<b>105,9</b>	<b>31,6</b>	<b>14,8</b>	<b>6,2</b>	<b>15,7</b>	<b>34,1</b>	<b>208,3</b>
<b>Inversión Comprometida (MM\$US)</b>							
Zona Tradicional	342,4	8,0	0,0	0,5	7,0		357,9
Zona No Tradicional	92,3	37,4	3,6	7,5	6,9		147,7
<b>TOTAL</b>	<b>434,7</b>	<b>45,5</b>	<b>3,6</b>	<b>8,0</b>	<b>13,9</b>	<b>0,0</b>	<b>483,8</b>

\* El proceso de licitación 2002 fue declarado desierto

La licitación de 1999 sólo contó con la participación de tres empresas que se adjudicaron una extensión mayor pero no significativa respecto de la licitación de 1998.

Esta situación responde a que las áreas tradicionales, atractivas por la información geológica que poseen, ya están adjudicadas. Las empresas, en general, son adversas al riesgo (cuadro 32) en relación con la denominación de áreas no tradicionales, ya que éstas no cuentan con información geológica ni con vías de acceso, y requieren inversiones exponencialmente mayores debido a la profundidad de los pozos exploratorios que se deben perforar. A ello se agrega la

incertidumbre, debido a rumores de que Brasil, debido a su crisis, no demandaría los volúmenes acordados contractualmente.

El gobierno, en la búsqueda de incentivos para las próximas denominaciones, ha propuesto un proyecto de ley para que el plazo inicial de la exploración en las zonas no tradicionales se extienda de siete a diez años, además de liberar a las empresas que se adjudiquen bloques de exploración en la zona no tradicional, del pago de regalías y participaciones por tres años tras el inicio de las actividades regulares de explotación<sup>55</sup>.

Además, el gobierno boliviano durante la próxima reunión con las autoridades brasileñas a realizarse en Río de Janeiro, buscará ampliar el mercado gasífero con la finalidad de exportar todas las reservas descubiertas por las empresas petroleras que operan en el país. En la reunión con las autoridades brasileñas se intentará consolidar el mercado para el gas boliviano y ampliar los volúmenes contratados con el fin de que se pueda comprar más de los 30 millones de m<sup>3</sup> diarios pactados en el contrato de compraventa.

---

<sup>55</sup> *Válido en los departamentos no productores de hidrocarburos: La Paz, Oruro, Potosí, Beni y Pando.*

## 8. EL PROBLEMA DE LA VARIABILIDAD DE LAS RECAUDACIONES

El gobierno boliviano se apropia de la renta petrolera en dos instancias: a través de las licitaciones que aseguran ingresos en el largo plazo al traducirse en compromisos de inversión, y mediante la recaudación de impuestos sobre el valor de la producción.

La metodología utilizada por la Ley para calcular las regalías y participaciones considera el precio del hidrocarburo para fines de valoración de la producción bruta. Esta situación determina que las recaudaciones fluctúen ante alzas y bajas del precio del gas y del petróleo, lo que genera variabilidad en los ingresos que percibe el Estado y las regiones. Con el propósito de examinar los efectos de las variaciones en el precio respecto de la apropiación de la renta petrolera por parte del Estado, se elaboró un ejercicio cuyos resultados se presentan a continuación:

**CUADRO 33**  
**Variabilidad de las Recaudaciones**

	<b>EMPRESA A</b>	<b>EMPRESA B</b>	<b>EMPRESA A</b>	<b>EMPRESA B</b>
Precio del Petróleo (US\$/BBL)	18		20	
Ingresos Brutos (1)	560.562,7	541.811,7	622.847,4	602.013,0
Gastos Brutos (2)	135.369,4	218.851,5	135.369,4	218.851,5
Renta Económica (1)-(2) = (3)	425.193,2	322.960,2	487.478,0	383.161,5
Valor de la Regalías (4)	190.591,3	184.216,0	211.768,1	204.684,4
Apropiación del Gobierno (4)/(3)	45%	57%	43%	53%
Tasa promedio de regalía (34%)				

*Fuente: elaboración propia*

Del cuadro 33 se puede observar que la apropiación de la renta petrolera por parte del gobierno es diferente para cada empresa, para el caso de que el precio de petróleo sea de 18 (**\$us/BBL**), la apropiación de la renta petrolera por parte del gobierno es de 45% para la empresa A y 57% para la empresa B, lo que también esta en función de a heterogeneidad de sus estructuras de costo y a la composición de las áreas (tradicional y no tradicional) en las que operan bajo contratos de riesgo compartido. Por tanto, el valor de la regalía que pagan también es distinto, ya que corresponde a una tasa promedio de 34% de los

ingresos brutos, los que se obtuvieron multiplicando la producción de cada empresa por el precio del barril del petróleo (18 \$us/BBI). Un aumento en el precio del petróleo a 20 \$us/BBI tiene los siguientes efectos:

- a) Aumentan los ingresos brutos para ambas empresas en el mismo porcentaje que el incremento del precio del petróleo, producto de la relación directamente proporcional existente entre el precio y el ingreso bruto, lo que también determina que las regalías a pagar por ambas empresas sean mayores.
- b) El efecto sobre el porcentaje de apropiación de la renta petrolera por parte del gobierno es inversamente proporcional al incremento del precio, debido a que éste disminuye en una proporción menor (3% para la empresa A y 6% para la empresa B) al aumento del precio.

Las reformas a los regímenes tributarios en mayoría de los países de América Latina adoptan los precios internacionales como referencia para valorar la producción bruta<sup>56</sup>.

Si bien este factor anula toda discrecionalidad respecto de la fijación de precios, sentencia a los gobiernos a sufrir constantes variaciones en sus recaudaciones fiscales, tal como se observó en el ejercicio planteado.

---

<sup>56</sup> "Estructura del Sector Hidrocarburos: 1990-2002". UDAPE, ediciones La Paz, abril 2003, pg. 36.

## 9. ANALISIS Y CRITICA A LA LEY DE HIDROCARBUROS

En 1999, las reservas probadas petrolíferas bolivianas eran del volumen de 300.3 millones de barriles y la producción, en el mismo año, fue de 32.4 millares de barriles/día. En relación al gas natural, el país poseía reservas probadas de 369.5 billones de m<sup>3</sup> y su producción fue de 5.072.0 millones de m<sup>3</sup>.

El desarrollo histórico de la industria de hidrocarburos en Bolivia, a ejemplo del sector de energía eléctrica, se debió, hasta 1996, a las políticas y a las inversiones determinadas por el Estado para esa actividad económica. Con la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos y con la capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), se definió, mediante el trazado de un marco regulatorio, la nueva estructura institucional del sector.

Durante 30 años, YPFB fue responsable por la explotación, producción y comercialización de petróleo y gas natural, respondiendo por el 85 % de la producción de petróleo y poseyendo el control de todas las refinerías y polioductos del país. Básicamente, la explotación petrolífera de la empresa, dada la insuficiencia de los yacimientos bolivianos, se destinaba al consumo interno.

La importancia de la estatal para la economía boliviana residía en la explotación del gas natural en virtud de que el país poseía, en su matriz energética, un alto nivel de reservas probables de gas. Hasta su capitalización, en 1997, YPFB respondía por 6,4 % de la producción de gas natural del país que,

mediante la exploración del gasoducto con la Argentina, era responsable por 10 % de las exportaciones bolivianas.

Por la importancia del gas natural para la economía boliviana, no sólo para el abastecimiento interno, sino, principalmente, por la capacidad potencial de exportación para los mercados vecinos del Cono Sur, la desestatización del sector de hidrocarbonatos, con el fin del monopolio estatal y la capitalización de YPF, fue la medida de la reforma económica boliviana que congregó el mayor número de opositores.

### **9.1 El Nuevo Papel de YPF**

Dentro del nuevo diseño sectorial, hasta la capitalización de sus sectores de upstream y transporte, YPF cuya naturaleza jurídica es de empresa pública, deberá actuar en el sector, individualmente o asociada a terceros, mediante los contratos de riesgo compartido, ejecutando las actividades de refino y comercialización en el mercado mayorista. Además, deberá prestar servicios técnicos y comerciales en las áreas de explotación, producción y comercialización de hidrocarburos.

Después de la capitalización de sus áreas de explotación y producción, YPF pasó a incumbirse de:

- a) representar al Estado boliviano en la suscripción de los contratos de riesgo compartido;
- b) ser contraparte en los contratos de venta de gas natural a Argentina y al Brasil;
- c) actuar con agente agregador en el contrato de venta de gas natural a Brasil;
- d) administrar los contratos de riesgo compartido.

## **9.2 Capitalización de la YPFB**

Al contrario del procedimiento adoptado con las otras estatales incluidas en la agenda de privatización, el gobierno boliviano mantuvo las inversiones de la YPFB en el área de exploración, buscando ampliar el número de reservas de gas natural de la empresa y aumentar el valor económico en el momento de su privatización. A pesar de ello, desde 1985, diversas medidas preparatorias de la privatización fueron implementadas en la empresa, como la de su descentralización. Paradójicamente, se adoptó, también, el cobro de un impuesto excedente de 65 % sobre su renta bruta, causando la descapitalización de la empresa para invertir en la producción.

Por ese nuevo modelo previsto en la Ley de Hidrocarburos, la capitalización de YPFB sería efectuada en etapas. En la primera etapa se abrirían a la iniciativa privada los sectores de upstream y de transporte de la empresa, mientras que, en la segunda etapa, se produciría la capitalización del sector residual (downstream).

En la primera fase de capitalización, la empresa se escindió en cuatro, originando dos compañías de exploración y producción (Empresa Petrolera Chaco y Empresa Petrolera Andina), una de transporte (Transportadora de Hidrocarburos), mientras que YPFB representa al estado en la suscripción de contratos de riesgo compartido, y cumpliendo el rol de agregador en el contrato de venta de gas natural al Brasil.

La Empresa Petrolera Chaco S/A fue capitalizada por la Amoco Bolivia (EUA); la Empresa Petrolera Andina S/A, por un consorcio integrado por YPFB, Pérez Companc y Pluspetrol (Argentina); y la Transportadora de Hidrocarburos (Transredes S/A) fue capitalizada por un consorcio compuesto por la Enron Internacional (EUA), y por la Shell Overseas Holding Ltda.

Con la capitalización de la Transredes S/A, la mayor obra de construcción de América Latina en la actualidad –el gasoducto Bolivia-Brasil– pasó a ser ejecutada por Enron y por la Shell, responsables por la construcción de los 1.350 Km que unieron las reservas de gas natural de Bolivia, en Santa Cruz de la Sierra, al mayor centro industrial de Brasil, la ciudad de San Pablo.

En resumen, la primera parte de la capitalización de la más importante empresa de Bolivia, la YPFB, fue adjudicada al capital extranjero privada en 1997 y, en su conjunto, esas capitalizaciones representarán, hasta el año 2001, más de US\$ 800 millones de dólares en inversiones en el sector de hidrocarburos del país.

El gobierno boliviano, después de la capitalización de las áreas de exploración, producción y transporte, pretende continuar transfiriendo a la iniciativa privada de YPFB, mediante la privatización de las seis últimas unidades económicas de la empresa que integran el denominado sector residual, comprendiendo el downstream (refino y abastecimiento), a saber:

- a) las plantas de almacenamiento de carburantes;
- b) las redes de distribución de gas natural primarias y las secundarias de propiedad de la YPFB;
- c) las plantas de engarrafamiento de gas liquefacto de petróleo (GLP);
- d) los puestos de abastecimiento;
- e) los puestos de abastecimiento de aeropuertos;
- f) las refinerías y los oleoductos de petróleo.

En diciembre de 1999, en participación con la empresa Argentina Pérez Companc, la Petrus, brazo internacional de la estatal brasileña Petrobras, adquirió, por \$us 102 millones, las refinerías de Gualberto Villarroel, en Cochabamba, y de Guillermo Elder, en Santa Cruz de la Sierra, y dos poliductos. La operación de las refinerías y de los poliductos competirá a Petrobras Bolivia, representante de la holding brasileña en ese negocio.

La nueva Ley de Hidrocarburos n° 1689, promulgada el 30 de abril de 1996, determinó el fin del monopolio estatal de las actividades petrolíferas y de gas natural, determinando la libertad para el ejercicio de las actividades de explotación, producción, comercialización, transporte, refinación, industrialización y distribución de gas natural y petróleo en el país, sujetas, solamente, a las imposiciones previstas en ley.

Por la nueva legislación, la participación de la iniciativa privada en las actividades de explotación deberá ocurrir por tiempo limitado y mediante la celebración de contratos de riesgo compartido con la YPF, de acuerdo con lo previsto en la legislación sectorial.

Para firmar los contratos de riesgo compartido, el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH) determinará las áreas de interés para la explotación y producción de hidrocarburos y la definición de las áreas sujetas a la licitación, definiendo el criterio para las posteriores adjudicaciones. Después del cumplimiento, por parte del adjudicador, de los requisitos legales, los contratos serán suscritos con la YPF.

El contrato de riesgo compartido fue el mecanismo encontrado por el gobierno boliviano para propiciar la entrada de la iniciativa privada en el sector de hidrocarburos evitando el impedimento, previsto en la Constitución del país, de transferencia de los activos de la estatal de ese sector para los inversionistas privados.

Aunque remitiendo a la legislación específica de los contratos de riesgo compartido, la nueva ley de hidrocarburos contiene dispositivos sobre cada una de las áreas de su aplicabilidad, determinando las formas, las restricciones, los mecanismos y los plazos para la celebración de esos contratos con YPFB.

Las actividades de transporte por gasoductos y la distribución de gas natural por redes serán efectuadas por la iniciativa privada mediante el otorgamiento, por el órgano regulador sectorial, de concesión administrativa. De esta forma, esos servicios se rigen por normas pertinentes a las concesiones públicas, debiendo obedecer a los principios de la continuidad, de la calidad del servicio y de la modicidad tarifaria, bajo fuerte control del órgano regulador.

Además, buscando preservar el principio de desverticalización y competición en los segmentos energéticos, el nuevo modelo sectorial adoptado en Bolivia prevé la libertad de acceso a los ductos de hidrocarburos. Así, el concesionario que impida el libre acceso a un ducto con capacidad disponible estará cometiendo práctica de abuso, sujeta a las sanciones de la ley y de otras penalidades impuestas por el órgano regulador.

A la distribución de gas natural por redes, por determinación de la ley sectorial, se la considera un servicio público. El otorgamiento de la concesión para exploración de ese servicio se da mediante proceso de licitación pública de responsabilidad y fiscalización conjuntas del órgano regulador sectorial y de los gobiernos municipales correspondientes al área de la concesión que, de cualquier modo, no podrá ser superior a 40 años. Adicionalmente, la actividad está sujeta al

cumplimiento de normas técnicas de seguridad, de protección y preservación del medio ambiente.

Una de las restricciones previstas en ley concierne a la libre comercialización del gas natural. Por la ley sectorial, solamente podrá ser libremente comercializado el excedente verificado después del abastecimiento del consumo interno y del volumen necesario para cumplir los contratos de exportación firmados antes de su vigencia, correspondiendo a SIRESE, por medio de la Superintendencia de Hidrocarburo establecer, periódicamente, esos volúmenes. En el caso de que el productor descubra nuevas reservas, su cuota correspondiente a la exportación será proporcionalmente incrementada.

A las actividades de refino y comercialización, la nueva ley le impuso apenas obligatoriedad de registro ante el órgano regulador sectorial, siendo libre el ejercicio de sus explotaciones siempre que se cumplan las exigencias previstas en los reglamentos específicos y en la propia ley del sector.

### **9.3 El Órgano Regulador**

El órgano regulador del sector de petróleo y gas natural de Bolivia es la Superintendencia de Hidrocarburos del SIRESE, creado por la Ley nº 1600 del 28 de octubre de 1994 y que tiene sus competencias sectoriales circunscriptas a la Ley de Hidrocarburos y a la ley de su creación.

Entre otras, ese ente regulador posee las siguientes funciones, que son bastante similares a las del órgano que actúa en el sector eléctrico:

- a) cumplir y hacer cumplir las normas legales sectoriales y sus reglamentos;
- b) promover la competencia y la eficiencia en las actividades reguladas, investigando posibles conductas monopólicas, anticompetitivas y discrecionales;
- c) otorgar, modificar y renovar las concesiones, las licencias, autorizaciones y registros, así como determinar la caducidad de los mismos;
- d) fiscalizar la corrección de los servicios prestados y el cumplimiento de las obligaciones contractuales, incluyendo la ejecución del plan de inversiones y la manutención de las instalaciones;
- f) aplicar sanciones en los casos previstos en la Ley de Hidrocarburos y en los contratos de concesión y licencia;
- g) proteger los derechos de los consumidores.

En el nuevo modelo sectorial, el Ministerio de Desarrollo Económico traza las políticas, mientras que las directivas sectoriales emanan del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. A este último compete la formulación estratégica para el desarrollo del sector y la ejecución de la política energética nacional, promoviendo las inversiones privadas nacionales y extranjeras, comprendiendo la edición de normas y reglamentos contrarios al sector. Como compete a la Superintendencia de Hidrocarburos implementar tales políticas, es deseable que en el ejercicio de su

misión regulatoria, sea garantizada su independencia, para que pueda actuar como árbitro neutro en los posibles conflictos inherentes a la actividad regulada.

#### **9.4 Crítica de la ley de hidrocarburos**

Una de las mayores críticas a la nueva ley de hidrocarburos es el referente a las grandes ventajas otorgadas a las empresas transnacionales, las cuales de una y mil formas, terminan aprovechando de estas facilidades otorgadas por el Estado boliviano. Unas, sin el menor rubor o decoro, recurren al fraude y al dolo, se hacen de contratos onerosos y se apoderan de millones en un abrir y cerrar de ojos. Otras, más cautelosas y avezadas, fabrican ventajosos contratos con el Estado, juegan con la contabilidad y los números, y toman las riquezas naturales del país a cambio de migajas.

La Enron, empresa petrolera estadounidense tomó el control, junto a la holandesa Shell, de la empresa transportadora de gas al Brasil, gracias a leoninos contratos refrendados en forma ilegal, en negociaciones plagadas de irregularidades y vicios constitucionales. El daño económico infringido al Estado boliviano es enorme y el contrato con la Enron constituye el mejor modelo de cómo una transnacional puede saquear impunemente a un país pobre.

En todos los casos, según la información disponible y conocida públicamente, las transnacionales han obrado de mala fe, han intentado esquilmar

al Estado boliviano, aprovechándose de sus debilidades y de la extendida corrupción entre las autoridades.

Los contratos que han logrado firmar estas tres transnacionales son tan onerosos para Bolivia, que no queda margen para la duda sobre la corrupción de los funcionarios públicos que impulsaron estos acuerdos.

Una de las mayores riquezas del país, como son los hidrocarburos, gas y petróleo, está ahora bajo el dominio y control de las petroleras extranjeras, que han hecho un millonario negocio tanto en el mercado interno como con la exportación.

La exportación de gas al Brasil reportará a las transnacionales un ingreso de más de 5 mil millones de \$us en dos décadas, mientras que el Estado boliviano apenas recibirá en impuestos y regalías alrededor de 80 millones de \$us al año.

Las reservas gasíferas en manos de las transnacionales tienen un valor aproximado de 80 mil millones de \$us, que equivale al doble del capital que tiene Bolivia y a 10 veces del valor de la producción de bienes y servicios generados anualmente en el país. Las petroleras extranjeras tomaron el control de esta enorme riqueza con relativamente escasas inversiones en el sector y sin correr mayores riesgos económicos.

Las reservas bolivianas de gas de 52 trillones de pies cúbicos en el año 2002, la segunda más importante de Sudamérica y superiores a la que tienen en conjunto Argentina, Brasil, Chile y Perú, están en manos de las compañías transnacionales de Repsol, Total, Amoco, Petrobras, Pluspetrol, Tesoro BG, Vintage, Maxus y Perez Companc.

Estas empresas tienen en sus manos la riqueza de Bolivia y buscan por todos los medios transformarla en dinero fresco, mediante la exportación de gas a México y Estados Unidos. En esta operación el Estado boliviano recibirá solo migajas, como hasta ahora.

Expertos en el arte de encandilar a las autoridades de turno y al amparo de una lesiva legislación y gravosos contratos para el país, las petroleras extranjeras se hicieron del control de campos ya descubiertos y trabajados por la empresa estatal del petróleo. Así, según estimaciones del Ministerio de Desarrollo Económico, las transnacionales se apoderaron de un solo golpe de 3.152 millones de dólares cuando lograron una ilegal rebaja de impuestos con la reclasificación de campos hidrocarburíferos.

La rebaja de impuestos de 50% al 18%, permitirá que las transnacionales dejen de pagar esa millonaria suma al Estado boliviano.

En su generalidad, salvo honrosas y contadas excepciones, las transnacionales que operan en Bolivia practican la doble y triple contabilidad, inflando su inversiones, sobrevaluando sus activos y sus compras de insumos, declaran mínimos niveles de rentabilidad, utilidad y realizan maquillajes contables para pagar menos impuestos.

Según los especialistas del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, "las empresas transnacionales y, en general, los inversionistas extranjeros han sido los más favorecidos por las políticas estatales a partir de la privatización y la capitalización de las empresas estratégicas del Estado".

La vigencia de monopolios y/u oligopolios con marcos de regulación ambiguos y una débil capacidad estatal de control, fiscalización y negociación, otorgan demasiadas ventajas a las empresas reguladas, pues fijan precios y tarifas que determinan una alta rentabilidad del negocio, en desmedro de los consumidores y de los ingresos fiscales.

Los expertos aseguran que "estas amplias ventajas no tienen como contrapartida beneficios para el país, pues no se ha promovido la innovación ni transferencia tecnológica, la reinversión de utilidades ha estado ausente, la generación de empleo ha sido mínima y una mayor recaudación tributaria continúa siendo la eterna promesa".

## CAPITULO V

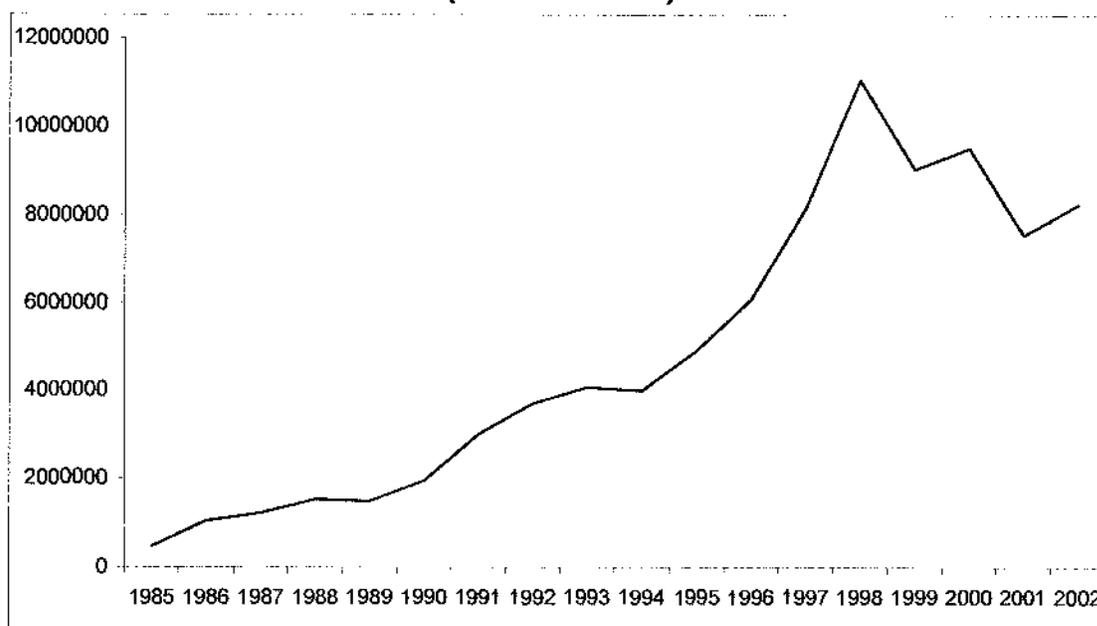
### MARCO DEMOSTRATIVO DE LA HIPOTESIS

#### 1. INVERSION EN BOLIVIA PERIODO 1981 - 2002

La evolución de la economía boliviana ha mostrado una recuperación durante la gestión 2002 alcanzando una tasa de crecimiento del 2.75% en comparación a la lograda en 1999, año en el cual se registro un crecimiento del PIB del 0.43%. El crecimiento observado por tipo de gasto, muestra que el crecimiento se debe fundamentalmente al incremento experimentado en las exportaciones bolivianas con una tasa de crecimiento del 6.1%, en contraposición el total de inversión en Bolivia decreció en 0.9%.

Particularmente, la Inversión Extranjera Directa (IED) en este país registró una caída importante durante las gestiones 1999 al 2001. Sin embargo, este descenso en los flujos de inversión no debe interpretarse como un cambio definitivo en la tendencia por tres aspectos: primero, la disminución en la afluencia de capitales privados externos fue el común denominador en la región de América Latina y El Caribe, segundo, por que durante 1999 se realizaron importantes procesos de adquisición que no se repitieron durante el 2001, y finalmente, el significativo avance en los procesos de Capitalización y Privatización que ocasiona una reducción de las inversiones en estas empresas que debe ser compensado con políticas y estrategias adecuadas (gráfico 9).

**Gráfico 9**  
**Inversión**  
**(En Bolivianos)**



*Fuente: elaboración propia, con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización.*

En términos de valor, entre 1994 y 1999, el nivel de inversión más bajo se registró en 1994 cuando los flujos de inversión alcanzaron 3972 millones de bolivianos (cuadro 34), y el nivel más alto en 1998 cuando las inversiones fueron del orden de 11103 millones de bolivianos. Los flujos de inversiones anuales como porcentaje del PIB, pasaron de 16.3% en 1992 a 23.4% en 1998, posteriormente la participación de las Inversiones en el PIB descienden a 19.4% y 18.2% durante 1999 y 2000 respectivamente.

**CUADRO 34**  
**Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF)**  
**(En miles de Bolivianos Corrientes)**  
**Serie 1980-2002**

<b>Años</b>	<b>1985</b>	<b>1986</b>	<b>1987</b>	<b>1988</b>	<b>1989</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>
<b>Variación de Existencias</b>	118325	13495	127093	138264	-51253	-4101	209257	85583	-24608
<b>Formación Bruta de Capital Fijo</b>	342232	1018308	1079769	1372429	1522167	1939425	2771102	3591711	4075936
<b>Inversión</b>	460557	1031803	1206862	1510693	1470914	1935324	2980359	3677294	4051328

<b>Años</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>Variación de Existencias</b>	-132732	-93328	22842	276106	212244	-156734	213082	-134592	-641832
<b>Formación Bruta de Capital Fijo</b>	4104405	5007244	6072066	7899405	10840874	9196540	9289886	7686632	8885402
<b>Inversión</b>	3971673	4913916	6094908	8175511	11053118	9039806	9502968	7552040	8243570

*Fuente: elaboración propia, con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización.*

En base a la información se puede concluir que la inversión creció entre 1992 y 2000 en 63.6%.

### **1.1 Inversión Extranjera Directa**

La Inversión Extranjera Directa (IED) se ha convertido en el principal componente de la Inversión Privada y es la variable con mayor incidencia en su crecimiento. La IED se ha incrementado substancialmente desde 1993, año en el que con 128,7 millones de \$us representaba el 29.2% de la Inversión Privada y el 13.5% de la inversión total en Bolivia, hasta 1999 cuando alcanzó un valor cercano

al billón de dólares equivalente al 91.5% del inversión privada y el 60.3% de la Inversión total.

Posteriormente, durante el año 2000 a 2002 se registró una disminución en los flujos de Inversión Extranjera Directa que se debió, por un lado, a un fenómeno regional, ya que muchos de los países de Latinoamérica recibieron un flujo menor de IED, y por otro, a importantes procesos de adquisición en 1999 que representaron flujos de IED importantes que no se repitieron durante el 2000 a 2002.

Cabe destacar que otro aspecto que influyó en la disminución de la IED durante la gestión 2000 al 2002 fue el significativo avance en el cumplimiento de los compromisos de inversión asumidos en el proceso de capitalización. No obstante, las inversiones de las empresas que no están relacionadas a este proceso están compensando en cierta medida la disminución de las inversiones en las empresas capitalizadas. En términos del PIB, la Inversión Extranjera Directa representó en el 2000 el 9.18%.

**CUADRO 35**  
**Inversión Extranjera Directa**  
**(MM de \$us)**

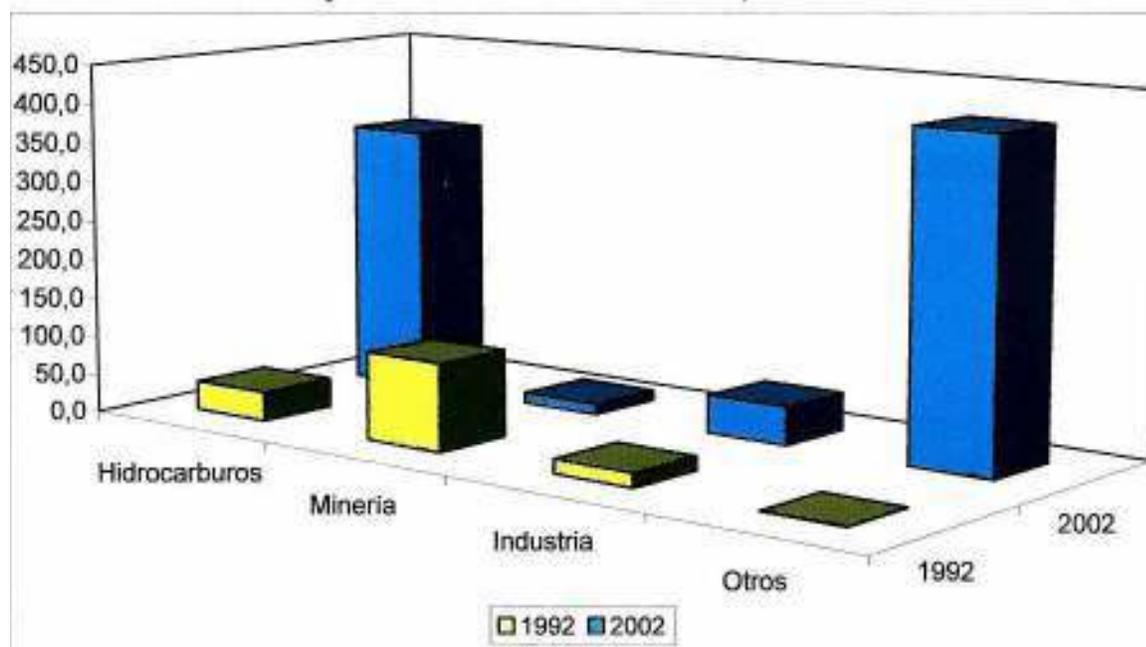
<b>Variables</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>IED</b>	169,0	128,8	173,9	335,4	427,2	854,0	1026,1	1010,4	821,1	825,7	816,7
<b>Hidrocarburos</b>	37,9	65,3	62,8	137,7	53,4	295,9	461,9	384,1	377,6	404,7	342,2
<b>Minería</b>	112,0	42,0	28,1	47,4	19,7	29,9	38,2	23,1	28,5	32,3	13,8
<b>Industria</b>	18,1	20,9	31,5	52,9	28,2	25,4	16,1	149,6	89,1	87,3	49,2

*Fuente: elaboración propia, con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización.*

La variación de la IED como flujo, entre 1992 y 2002, es de 483%, es decir, que el valor del 2002 supera en más de cuatro veces el monto registrado en 1992, incluyendo el descenso sufrido durante la gestión 2000 (cuadro 35).

Si se toma como punto de partida el valor de Inversión Extranjera Directa en 1992, se puede concluir que el stock alcanzado hasta 2002 es 6.588,3 millones de dólares, o aproximadamente 38 veces el flujo registrado en 1992. Lo anterior revela mayores posibilidades de crecimiento de la economía en general y de las actividades vinculadas a las inversiones en particular.

**Gráfico 10**  
**Composición Sectorial de la IED, 1992-2002**



*Fuente: elaboración propia, con datos del Viceministerio de Inversión y Privatización.*

La Inversión Extranjera Directa clasificada según el destino de los recursos (gráfico 10), muestra que entre 1992 y 2002 han predominado los sectores de Servicios (otros) e Hidrocarburos, en los cuales se han realizado los procesos de capitalización. Durante el período comprendido entre 1996 y 1999 el sector de los servicios ha obtenido la mayor proporción de los flujos de IED anuales (en este sector se han cuantificado las inversiones en la construcción de gasoductos y transporte de hidrocarburos). Posteriormente, durante el 2000 se observa que hidrocarburos absorbe la mayor cantidad de estos recursos.

El sector industrial muestra una reducción de su participación hasta 1999, año en el cual obtiene montos significativos de IED debido al proceso de privatización de las refinerías Gualberto Villarroel y Alberto Eider. Finalmente, Minería es un sector poco representativo en términos de flujos de IED, reduciendo su participación de 66.26% en 1992 a 3.75% en 2000.

## **2. POTENCIAMIENTO DEL SECTOR EXPORTADOR.**

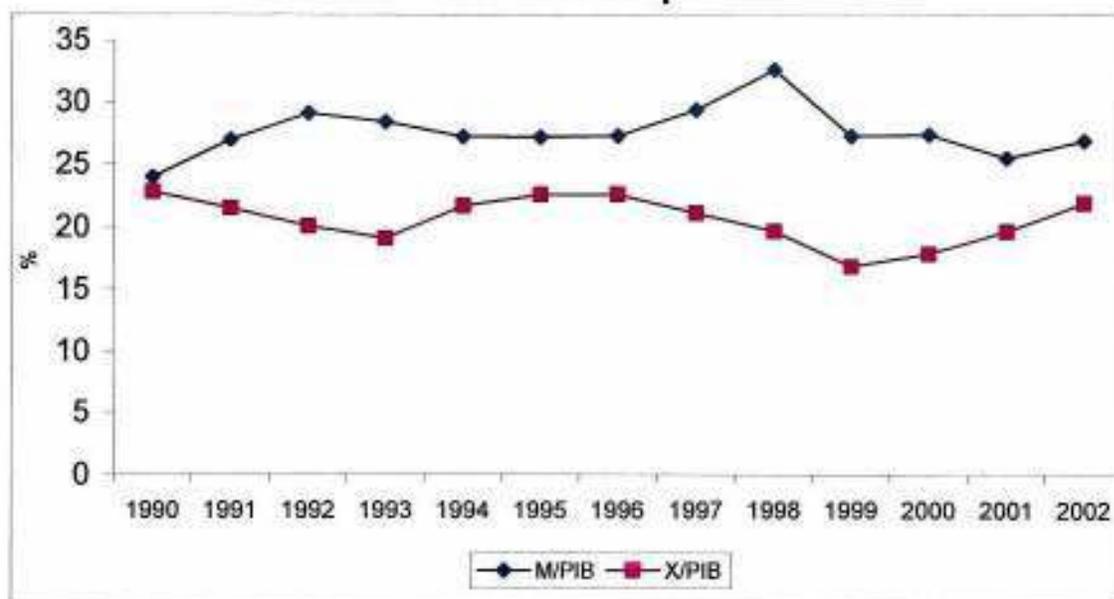
Bolivia tiene un grado de apertura considerado intermedio que se aproxima al de Chile y México. Si se incluye el comercio exterior no registrado<sup>57</sup>, la apertura sería mayor, 30% por el lado de las exportaciones respecto al PIB y 40% por el de las importaciones respecto al PIB.

En la década de los noventa la economía boliviana muestra un ligero aumento de su coeficiente de exportaciones respecto al PIB, en 1,3 puntos porcentuales, de 22.8% en 1990 a 24.1% en 1998. Así mismo, el coeficiente de importaciones se incrementó en 6.8 puntos porcentuales, de 23.9% a 30,7% (Gráfico 11).

---

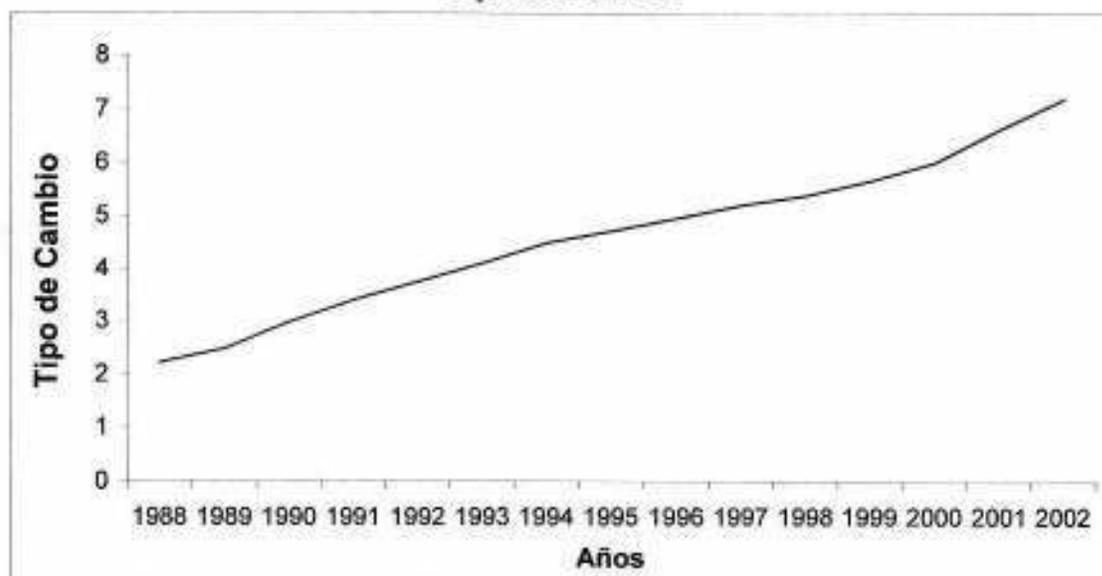
<sup>57</sup> [http://www.bcb.gov.bo/publicaciones/2revista/#\\_fin6](http://www.bcb.gov.bo/publicaciones/2revista/#_fin6)

**Gráfico 11**  
**Bolivia: Coeficientes de Apertura Externa**



Fuente: elaboración en base datos del BCB. e INE.

**Gráfico 12**  
**Tipo de cambio**



Fuente: Elaboración propia con datos del INE.

La política cambiaria se caracterizó por la vigencia de un tipo de cambio flexible con pequeños deslizamientos. Las modificaciones de la última década en el régimen cambiario se dieron en 1997 con la eliminación de la entrega obligatoria de divisas y, recientemente, a principios de 1999 con la ampliación del diferencial entre el tipo de cambio de compra y de venta.

El comportamiento de la balanza comercial muestra, con excepción de 1990, saldos deficitarios permanentes, los cuales, en promedio, fueron de \$us 393.9 millones, con un máximo de \$us 879.1 millones en 1998. Si se excluyen las importaciones asociadas al gasoducto y a la capitalización, el déficit promedio disminuye a \$us 278.8 millones. En la presente década, el valor de las exportaciones creció en promedio en 3.4% por año, mientras que el de las importaciones lo hizo en 13.8%. Si se descuentan las importaciones asociadas a la capitalización y al gasoducto, éstas mantuvieron una tasa de crecimiento del 8.8% anual.

### 3. INFLACION

Los niveles de inflación en Bolivia, especialmente desde 1980 a 1985 presentaron incrementos de gran importancia, llegando a niveles de hasta 20.000 % anual, por tal motivo y debido a las fuertes fluctuaciones que Bolivia experimentó en sus tasas de inflación, existen estudios concluyendo, que este proceso tuvo efectos negativos que afectaron principalmente a los estratos de menor ingreso<sup>58</sup>.

Sin embargo en los últimos años, y como resultado de la aplicación de la Nueva Política Económica en el año 1985, en el que se restableció al mercado como mecanismo de asignación de recursos y se aplicó un régimen cambiario de flotación administrada, permitió reflejar las condiciones de mercado, estabilizó el tipo de cambio y permitió controlar la inflación.

El denominado Programa de Ajuste Estructural (PAE), fue el intento más importante de reestructuración de la economía nacional desde la experiencia nacionalista de 1952, y constituyó la imposición de un nuevo estilo de desarrollo basado en la preeminencia de las fuerzas de libre mercado, la apertura de la economía y la drástica reducción del papel del Estado en la economía.

---

<sup>58</sup> Véase: Escobar, Silvia. "Crisis, Dinámica y Política Económica de los Sectores Semiempresarial y Familiar" Ed.. CEDLA 1989, pag.. 1-3.

“El programa de estabilización se sustentó en tres pilares: el shock antiinflacionario, la liberalización interna y externa de la economía y el reordenamiento del sector fiscal. Las metas básicas fueron la obtención de la estabilidad y la implementación de un modelo económico sustentado en la economía de mercado.”<sup>59</sup>

La aplicación de las medidas de estabilización tuvo un efecto inmediato, logrando disminuir, de manera efectiva, la tasa de crecimiento de los precios. La tasa de inflación bajó de 8170% en 1985 a 16.6% en 1989 (véase el cuadro 36). La aplicación de medidas monetarias y fiscales restrictivas, explican el éxito del programa de estabilización.

---

<sup>59</sup> Véase: UDAPE, Equipo Técnico. Serie “Ajuste y Crecimiento”. Ed. UDAPE 1992.

**CUADRO 36**  
**Indicadores Macroeconómicos**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Tasa de Inflación (%)	8170,00	66,00	10,70	21,50	16,60	18,00	14,50	10,50	9,30	8,50	12,60
Crecimiento del PIB	-1,70	-2,60	2,50	2,90	3,80	4,60	5,30	1,60	4,30	4,70	4,70
Déficit Público (%PIB)	-9,80	-2,70	-7,70	-6,30	-5,50	-4,40	-4,20	-4,40	-6,10	-3,00	-1,80
RIN (millones de \$us)	136,20	246,60	168,40	160,90	18,60	132,30	200,30	233,50	370,90	502,40	650,30
Tasa de Interés Pasiva en \$us (%)	10,80	14,00	17,80	16,70	15,70	14,70	12,90	11,40	11,20	9,90	10,50
Términos de Intercambio	174,40	149,00	132,00	123,70	116,70	100,00	87,10	76,30	67,30	68,90	69,00

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Tasa de Inflación (%)	7,90	6,70	4,40	3,13	3,41	0,42	2,44
Crecimiento del PIB	4,40	4,40	4,80	0,43	2,28	1,51	2,75
Déficit Público (%PIB)	-2,00	-3,30	-4,00	-3,47	-4,50	-7,31	-8,06
RIN (millones de \$us)	950,80	1066,10	1063,40	1113,60	1084,80	1077,41	853,80
Tasa de Interés Pasiva en \$us (%)	9,90	8,20	8,00	8,77	7,45	2,79	3,29
Términos de Intercambio	67,50	67,50	62,80	60,62	62,49	59,95	61,39

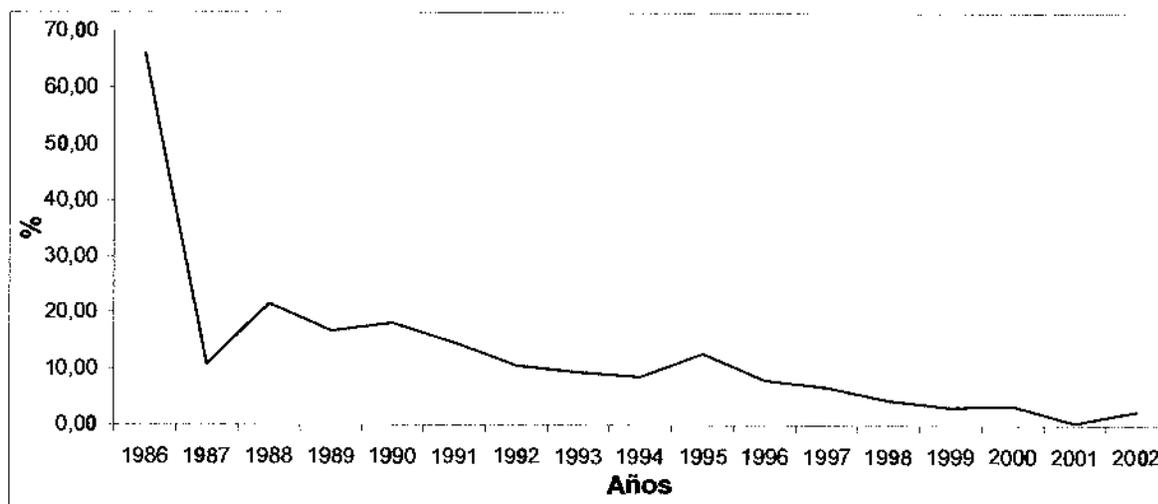
Fuente: elaboración propia, con datos del BCB, INE y UDAPE

CUADRO 37

BOLIVIA: VARIACIONES PORCENTUALES ANUALES Y MENSUALES DEL INDICE GENERAL DE PRECIOS AL CONSUMIDOR, NACIONAL.												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>NACIONAL: Variaciones Anuales (%)</b>												
1992	11,0	13,2	13,0	12,8	12,7	12,6	12,5	12,3	11,9	11,4	11,1	10,5
1993	9,5	8,1	7,5	7,4	7,4	7,7	8,1	9,0	9,5	9,5	9,1	9,3
1994	8,4	7,9	7,9	8,3	8,1	7,7	7,5	7,0	7,0	7,3	8,9	8,5
1995	8,5	8,5	9,6	10,8	10,6	10,9	10,3	9,5	9,4	10,6	10,7	12,6
1996	13,4	15,9	14,5	12,5	12,4	12,3	13,1	13,7	13,3	11,1	9,7	7,9
1997	6,3	3,6	3,6	4,4	4,8	5,2	5,3	4,9	3,7	4,2	3,7	6,7
1998	8,2	8,9	9,4	9,1	8,7	7,9	6,8	6,1	7,2	7,8	7,7	4,4
1999	3,1	2,6	2,0	1,6	1,3	1,5	1,4	1,9	2,6	2,3	2,4	3,1
2000	3,5	3,6	4,6	5,8	4,4	4,2	4,8	4,6	5,9	6,6	3,8	3,4
2001	3,1	2,7	1,8	1,0	2,1	2,7	3,2	2,1	0,0	-1,3	1,1	0,9

Fuente: Instituto Nacional de Estadística

**Gráfico 13**  
**Tasa de Inflación**



Fuente: elaboración propia, con datos del BCB, INE y UDAPE

Por lo tanto la relación teórica esperada entre Inflación y el Producto Interno Bruto del petróleo y del gas natural, es inversa puesto que se mencionó el programa de estabilización logró el objetivo de controlar la inflación, que tuvo un comportamiento decreciente, frente al comportamiento de relativo crecimiento del PIB petróleo.

#### 4. PIB PETROLEO

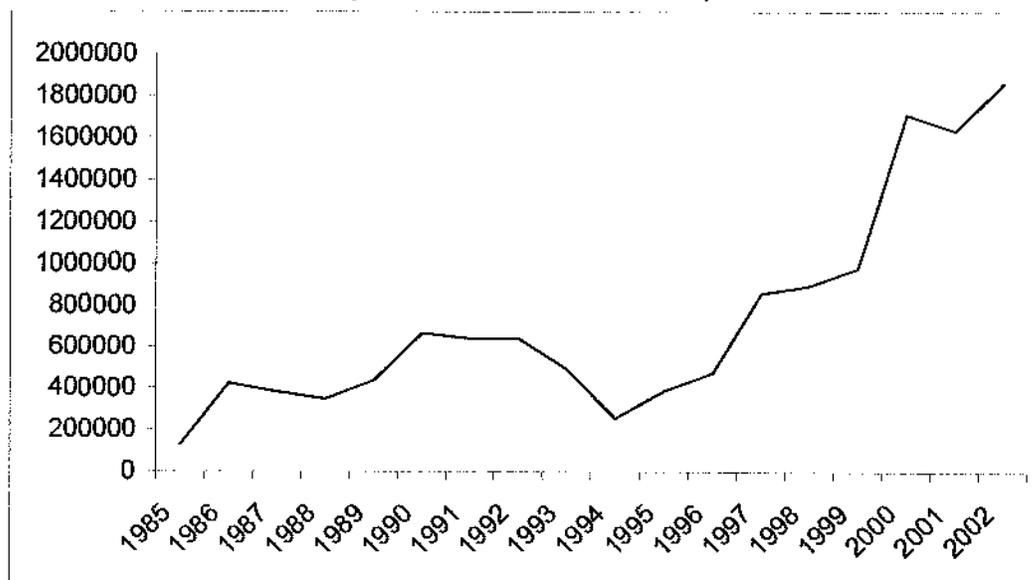
**CUADRO 38**  
**Producto Interno Bruto por Actividad Petrolera**  
**(En miles de Bolivianos)**

ACTIVIDAD	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
- Petróleo Crudo y Gas Natural	126,716	419,713	379,348	344,631	434,552	663,842	640,747	639,298	491,989

ACTIVIDAD	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
- Petróleo Crudo y Gas Natural	253,903	386,553	474,294	858,370	895,085	980,013	1712,274	1634,074	1859,587

*Fuente: elaboración con datos de UDAPE 2003*

**Gráfico 14**  
**PIB Petróleo**  
**(En miles de Bolivianos)**



Fuente: elaboración propia con datos de UDAPE 2003

## 5. MODELO ECONOMETRICO<sup>60</sup>

Para mejorar el modelo se sugiere trabajar con logaritmos.

El modelo final es de la siguiente forma:

$$\text{LOGPIBPETR} = C(1) + C(2)*\text{LOGINF} + C(3)*\text{LOGINVE} + C(4)*\text{LOGTIPC} + C(5)*\text{DUMMY}$$

Donde:

LOGPIBPETR = PIB petróleo

LOGINF = Tasa de Inflación del t-ésimo año

LOGINVE = Inversión

LOGTIPC = Tipo de cambio nominal del t-ésimo año

Dummy = variable artificial

<sup>60</sup> Esta información se la obtuvo del dossier estadístico de UDAPE 2002

$C(1)$  = Elasticidad PIB petróleo-inflación

$C(2)$  = Elasticidad PIB petróleo -.inversión

$C(3)$  = Elasticidad PIB petróleo –Tipo de cambio

## 6. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la regresión estadística<sup>61</sup>:

Dependent Variable: LOGPIBPETR

Method: Least Squares

Date: 03/17/03 Time: 21:36

Sample: 1981 2000

Included observations: 20

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	11.26189	0.389872	28.88612	0.0000
LOGINF	-0.139523	0.023031	-6.058057	0.0000
LOGINVE	0.188393	0.030381	6.200962	0.0000
LOGTIPC	-0.213137	0.033060	-6.446885	0.0000
DUMMY	0.153518	0.071202	2.156092	0.0477
R-squared	0.759378	Mean dependent var	13.53523	
Adjusted R-squared	0.695212	S.D. dependent var	0.173107	
S.E. of regression	0.095568	Akaike info criterion	-1.645635	
Sum squared resid	0.136999	Schwarz criterion	-1.396702	
Log likelihood	21.45635	F-statistic	11.83461	
Durbin-Watson stat	1.388525	Prob(F-statistic)	0.000153	

<sup>61</sup> El software utilizado para la corrida del modelo fue el EVIEW 3.1 de Microsoft Corporation

Entonces la ecuación estimada es:

$$\text{LOGPIBPETR} = 11.26189 - 0.139523 \cdot \text{LOGINF} + 0.188393 \cdot \text{LOGINVE} - 0.213137 \cdot \text{LOGTIPC} + 0.153518 \cdot \text{DUMMY}$$

La variable que más pesa en el modelo es la Inversión, o sea que si ésta se incrementa también se incrementará el PIB-petróleo, así potenciándose el sector hidrocarburos.

Nuestra prueba de significación global del modelo (F-statistic 11.83), se acepta que el modelo está adecuadamente especificado y sirve para el análisis de predicción, y toma de decisiones en la política económica.

En este caso el método de regresión utilizado, fue el de Mínimo Cuadrados Ordinarios (MCO). Los supuestos básicos del Método MCO, son los siguientes:

$$E(U_i/X_i) = 0$$

$$\text{COV}(U_i, U_j) = 0$$

$$\text{VAR}(U_i/X_i) = \text{Cte.} = \text{VAR}(U)$$

$$\text{COV}(U_i, X_i) = 0$$

Concretamente, se requiere que el modelo este exento de problemas de:

- Autocorrelacion
- Heteroscedasticidad
- Multicolinealidad

## 6.1 Autocorrelación

La autocorrelación hace referencia a la inexistencia de correlación serial entre las perturbaciones  $\mu_i$  de la función de regresión estimada. Sencillamente se espera que el término de perturbación perteneciente a una observación no este influenciado por el término de perturbación perteneciente a otro.

En caso de que los residuos presenten el problema de la autocorrelación, los coeficientes estimados aplicando el método MCO, darán como resultado estimadores insesgados, consistentes, pero no eficientes, es decir de mínima varianza, aun para muestras grandes.

La docimasia para comprobar si los residuos se encontraban autocorrelados se realizo a partir del Test de Durbin Watson. El coeficiente calculado D.W. para el modelo se ubico en la zona critica, es decir se estableció la presencia de autocorrelación positiva.

Para eliminar la autocorrelación, se transformaron las variables, bajo el supuesto de que los residuos siguen un proceso autoregresivo de primer orden. Este procedimiento supuso la inclusión del comando AR(1) en el modelo general.

El modelo con las variables transformadas, se corrió nuevamente, habiéndose de esta manera eliminado el problema de la autocorrelación.

## **6.2 Heterocedasticidad**

Un supuesto del método de los mínimos cuadrados ordinarios (MCO), es que las perturbaciones  $\mu_i$  de la función de regresión poblacional tienen varianzas constante. Sin embargo si la condición no se cumple los coeficientes estimados dejan de ser los mejores estimadores lineales insesgados (MELI).

Como en el caso de la autocorrelación, en presencia de heterocedasticidad, los estimadores obtenidos mediante el método MCO, continúan siendo insesgados y consistentes, pero ya no son eficientes para ningún tamaño de muestra, es decir sus varianzas ya no son mínimas ni siquiera asintóticamente.

Es importante mencionar que una medida remedial para eliminar o disminuir el problema de la heterocedasticidad es transformar las variables logaritmizándolas. Esto se debe a que la transformación logarítmica comprime las escalas en las que están medidas las variables y por ende reduce la dispersión que presenten los residuos y sus varianzas.

Además el modelo logaritmizado tiene la ventaja de que los coeficientes estimados, representan las elasticidades de Y respecto de  $X_i$ , es decir, el cambio porcentual que sufre la variable dependiente frente a un pequeño cambio porcentual en la variable independiente.

Para establecer la posible presencia de heterocedasticidad, se utilizó la prueba de White. Todos los modelos resultaron exentos de este problema al 95% de significación, aceptándose la hipótesis nula, es decir que la distribución de las varianzas de los residuos sigue un patrón homocedástico.

### **6.3 Multicolinealidad**

El término multicolinealidad hace referencia a la existencia de una relación lineal perfecta o exacta entre algunas de las variables explicatorias de un modelo de regresión. Actualmente en un sentido más amplio también incluye el caso donde las variables están inter-correlacionadas aunque no en forma perfecta.

La multicolinealidad origina que los coeficientes estimados mediante el método MCO, sean indeterminados, además de presentar errores estándar infinitos. Debido a ello, generalmente los intervalos de confianza establecidos para cada uno de los parámetros tienden a ser muy amplios, disminuyendo su significancia. Bajo este contexto la probabilidad de aceptar la hipótesis nula aumenta, es decir, la probabilidad de aceptar el supuesto de que el verdadero valor del parámetro sea igual a cero.

Se sospecha que la multicolinealidad esta presente en situaciones en que el  $R^2$  es alto y cuando las correlaciones de orden cero son altas y a la vez ninguno o pocos de los coeficientes de regresión parcial son individualmente significativos, con base en la prueba T convencional. Puesto que el modelo estimado no presenta las características descritas, se puede concluir que el problema de la multicolinealidad esta ausente.

## 7 INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS

Como se ha señalado, los coeficientes representan las elasticidades, en tal sentido, el coeficiente C2 es la elasticidad PIB PETROLEO-inflación, el valor -0.14 significa que un cambio del 50% en la inflación induciría una disminución del 7% en el PIB del petróleo. El signo del coeficiente es el adecuado, es decir, el que teóricamente se esperaba, así se tiene una relación inversa PIB petróleo inflación.

La elasticidad de la inversión (C3) es  $<1$ , vale decir elástica, lo que quiere decir que frente a cambios significativos en la inversión se producen cambios porcentuales más pequeños en el Producto Interno Bruto del Petróleo y Gas Natural, por ejemplo frente a un cambio porcentual del 20% en la inversión, se produciría un aumento en el PIB petróleo del 3.8%.

La elasticidad tipo de cambio (C4) es de -0.21, por lo tanto, es evidente que frente al comportamiento medianamente ascendente al principio y estable después del tipo de cambio se presenta una relación inversa.

De este modo se puede empezar el análisis de los Impactos de la producción de los hidrocarburos en la economía boliviana, confirmando que la inversión extranjera directa tiene un impacto positivo en el volumen de producción de Gas natural y petróleo, con un valor de elasticidad inversión de 0,189.

La Inversión Extranjera Directa se ha convertido en el principal componente de la Inversión Privada y es la variable con mayor incidencia en su crecimiento. La IED en el sector hidrocarburos se ha incrementado substancialmente desde 1993, año en el que con 65.266 millones de dólares representaba el 14.8% de la Inversión Privada y el 6.8% de la inversión total en Bolivia, hasta 1999 cuando alcanzó un valor de 377.771 millones de dólares equivalente al 34.9% del inversión privada y el 23.4% de la inversión total.

Posteriormente, durante el año 2000 se registró una disminución en los flujos de Inversión Extranjera Directa que se debió, por un lado, a un fenómeno regional, ya que muchos de los países de Latinoamérica recibieron un flujo menor de IED, y por otro, a importantes procesos de adquisición en 1999 que representaron flujos de IED importantes que no se repitieron durante el 2000 (cuadro 39).

Cabe destacar que otro aspecto que influyó en la disminución de la IED durante la gestión 2000 fue el significativo avance del cumplimiento de los compromisos de inversión asumidos en el proceso de capitalización. No obstante, las inversiones de las empresas que no están relacionadas a este proceso están compensando en cierta medida la disminución de las inversiones en las empresas capitalizadas.

**Cuadro 39**  
**Inversión Extranjera Directa**  
**(Sector Hidrocarburos en miles de \$us)**

<b>Variables</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
<b>IED</b>	169,0	128,8	173,9	335,4	427,2	854,0	1026,1	1010,4	821,1	825,7	816,7
<b>Hidrocarburos</b>	37,9	65,3	62,8	137,7	53,4	295,9	461,9	384,1	377,6	404,7	342,2
<b>Minería</b>	112,0	42,0	28,1	47,4	19,7	29,9	38,2	23,1	28,5	32,3	13,8
<b>Industria</b>	18,1	20,9	31,5	52,9	28,2	25,4	16,1	149,6	89,1	87,3	49,2

*Fuente: elaboración propia con datos del VICEMINISTERIO DE INVERSIÓN Y PRIVATIZACIÓN.*

La variación de la IED en el sector hidrocarburos como flujo, entre 2000 y 1992, es de 896.4%, es decir, que el valor del 2000 supera en más de ocho veces el monto registrado en 1992, incluyendo el descenso sufrido durante la última gestión.

Si se toma como punto de partida el valor de inversión extranjera directa en 1992, se puede concluir que el stock alcanzado en el sector hidrocarburos hasta

2000 es 1.778,3 millones de dólares, o aproximadamente 46 veces el flujo registrado en 1992. Lo anterior revela mayores posibilidades de crecimiento de la economía en general y de las actividades vinculadas a las inversiones en particular.

Entonces los efectos de la inversión son notorios en el potenciamiento del sector Hidrocarburos, en condiciones de estabilidad económica (inflación controlada).

En cuanto a la demostración de la hipótesis secundaria donde se plantea que "el crecimiento de la Formación Bruta de Capital Fijo se debe principalmente a la Inversión Privada Extranjera hacia sectores productivos (Hidrocarburos), sin embargo este hecho no repercutió en mayor generación de empleos, ni crecimiento económico.

Para este caso también se plantea un modelo econométrico (Anexo 1), donde se concluye, que nuestro modelo está adecuadamente especificado y sirve para nuestro análisis.

Con las reformas de primera generación, se ayudó a la estabilización de la economía. En este periodo que abarca de 1986 a 1993, la Formación Bruta de Capital Fijo creció en 7.88% promedio anual (3.03% entre 1986-89 y 11.68% entre 1989-93).

Con las reformas de segunda generación, comprendido el periodo de 1994-1997. De 1998 en adelante, se considera un nuevo periodo de profundizaciones. El impacto en la FBCF fue muy importante, en el periodo de 1993-2000, la FBCF creció a una tasa promedio anual de 7.04%, esta tasa disminuyó en 8.02% en 1994 debido al inicio de las nuevas reformas, para luego crecer en promedio en 12.60% entre 1994-2000.

Sin embargo este crecimiento de la FBCF, no ha repercutido en una mayor generación de empleo ni de crecimiento de la economía. Ya que el impacto del proceso de capitalización<sup>62</sup> sobre el empleo que se evalúa desde 2 ámbitos: el empleo directo y el empleo indirecto. El efecto sobre el empleo directo ocasionó una reducción de 3540 empleados permanentes sumando todas las empresas.

---

<sup>62</sup> Con la capitalización se incrementó aún más la Formación Bruta de Capital Fijo.

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 1. CONCLUSIONES

La economía boliviana, luego de atravesar por una de las crisis más profundas en la década de los 80, inició el proceso de ajuste a partir de 1985. En este contexto, los hidrocarburos consolidan su rol indispensable en el desarrollo económico a través de la estrategia del Triángulo Energético.

Después de la Reformas en el sector hidrocarburos desde 1985, en el afán de generar mayores ingresos para Bolivia, de ahí para adelante no se ha observado mayores resultados respecto al crecimiento de la economía, siendo que este sector financió los gastos públicos recurriendo a las transferencia obligatoria del 65% de los Ingresos de YPFB. Si bien se ha captado Inversiones para este sector, esta Inversión no se ha traducido en mayores ingresos para la economía, ni generadores de empleo.

A pesar de haberse realizado las reformas estructurales en el sector hidrocarburos a nivel de upstream y transporte, no han tenido impactos sustanciales en la estructura de oferta de hidrocarburos y competencia de precios del petróleo. Sin embargo, ya se observan impactos en la producción total de hidrocarburos.

La tendencia observada del impacto de las reformas estructurales con la relación a la inversión, aumento la productividad y competitividad del sector de hidrocarburos y la concreción de las exportaciones de gas natural al Brasil ha permitido el logro del objetivo de corto y mediano plazo de la política energética, de incrementar sustancialmente sus reservas de hidrocarburos, a fin de garantizar el abastecimiento y generar excedentes exportables de líquidos. En el largo plazo se consiguió el objetivo de diversificar mercados de exportación de gas natural.

De acuerdo al modelo econométrico presentado se pudo comprobar que frente a cambios significativos en la inversión privada entre los años 1981-2000 se producen cambios comparativamente más pequeños en el Producto Interno Bruto del Petróleo y Gas Natural, sin embargo se hace evidente que en los últimos años se ha potenciado este sector.

Por lo tanto se concluye que si bien el sector hidrocarburos en Bolivia, tiene importantes crecimientos debido a la Inversión Extranjera Directa proveniente de la capitalización y contratos de riesgo compartido, su impacto en mayor crecimiento económico y generación de empleos es mínimo.

La actividad hidrocarburífera en Bolivia se encuentra actualmente centrada en el negocio del gas, particularmente en lo concerniente a la exportación de este energético y formar el núcleo energético en el cono sur. En tal sentido la búsqueda de mercados para vender este recurso abundante en Bolivia, debe ser un estímulo de mediano y largo plazo para desarrollar el sector.

## 2. RECOMENDACIONES

- Que la ley de Inversión y la Ley de Hidrocarburos debe modificada, con el fin de que las capitalizadoras incrementen más aportes al Tesoro General de la Nación (TGN), con la finalidad de que las reservas hidrocarburíferas beneficien a los propietarios que somos todos los bolivianos.
  
- En consecuencia, si bien los recursos frescos que deben invertir las capitalizadoras sirven para lograr el equilibrio fiscal en el Tesoro General de la Nación, si no se modifican los textos mismos de la ley de inversiones, la ley de capitalización y de hidrocarburos, en lugar de mejorar en el Producto Interno Bruto las inversiones, como hemos demostrado, ellas tenderían a ser provecho solo de los inversores.
  
- En consecuencia, como actualmente sucede, el país no contaría con recursos para su sostenimiento.
  
- El objetivo de la política energética debe ser ampliado desde la perspectiva de mayor generación de valor agregado a partir del gas natural, exportando termoelectricidad, productos de petroquímica o volúmenes significativos de Gas Natural Licuado (GNL), y desde una perspectiva interna, buscar la masificación del uso del gas natural, a través de la sustitución de líquidos en vehículos por gas natural comprimido (GNC) y ampliar la distribución de gas natural por redes.

- La crisis boliviana no podrá ser superada sin cambios sustanciales en aspectos importantes, como las relaciones con el exterior; o sea en políticas de apertura. Asimismo, el papel del Estado debe dejar de ser simplemente regulador, para adquirir de nuevo una dimensión protagónica.
  
- Profundizar las políticas gubernamentales que reduzcan las distorsiones en la asignación de recursos y creen las condiciones para un uso productivo de sus recursos abundantes (trabajo y recursos naturales). Una de las prioridades debe ser contar con instituciones de carácter mixto sector público – sector privado, para promover la productividad y el uso de tecnología adecuada a la realidad boliviana por parte del sector privado.

### 3. BIBLIOGRAFIA

- Ayala Pantoja Patricia Isabel, "Los Hidrocarburos, principal fuente de financiamiento del presupuesto fiscal", Tesis-eco313, UMSA.
- Ayala, Victor Hugo (1998), "Impacto de las Reformas sobre la Inversión y Productividad del Sector de Hidrocarburos", a ser publicado en la Serie Reformas Económicas, CEPAL, Santiago.
- Banco Central de Bolivia, "Memoria anual" 1997-2000
- Cardenas Faustino U.. (1998), " Proyecto de Tesis"
- CEPAL, "Las Reformas Estructurales bolivianas y su impacto sobre inversiones", (LC/L.1287). Noviembre 1999.
- CEPAL, "Reformas, crecimiento, progreso técnico y empleo en Bolivia", (LLC/L.1224), julio 1999.
- Fundación Milenio (1998), "Las Reformas Estructurales en Bolivia", *Serie Temas de la Modernización*.
- Investigación Educativa I (Abril 1999), "Introducción a la Metodología de las Investigaciones Sociales", UMSA.
- Mamani Huanca Isaac, "NPE: eficiencia de la Inversión", Tesis-eco293, UMSA.
- Méndez Alvarez Carlos Eduardo (Octubre 1998), "Metodología, Guía ara elaborar diseños de investigación en ciencias económicas", Interamericana, Colombia.
- Morales, Juan Antonio (1994), "Ajuste macroeconómico y reformas estructurales en Bolivia", Instituto de Investigaciones Socioeconómicas, Universidad Católica Boliviana, La Paz.

- Patiño, Jorge, Jimmy Apt y Rodolfo Luzio, Editores (1998), "El Sistema Financiero 1997: Ahorro y Crédito, Pensiones, Seguros y Valores", Superintendencia General del SIREFI.
- Pinell, Armando y Juan Carlos Requena (1997), "Bolivia: Ahorro privado e inversión", Banco Interamericano de Desarrollo.
- Revista Especializada del Instituto de Investigaciones Económicas, "Dinámica Económica", UMSA, Año8 N#9 2001.
- Rudiger Dornbusch y Stanley Fischer (Quinta Edición), "Macroeconomía"
- Sahchs – Larrain (1994), "Macroeconomía".
- Secretaría Nacional de Participación Popular (1996), "Legislación Municipal", Dirección Nacional de Fortalecimiento Municipal y Dirección Nacional Jurídica, La Paz.
- Taller de Investigación del Instituto de Investigaciones Económicas (Septiembre 2001), "Banco de Temas para tesis de grado", UMSA.
- Tamames Ramón y Santiago Gallego (Madrid 1994), "Diccionario de Economía y Finanzas", LIMUSA.
- Torrez Mosqueira Ori, "Incidencia de los flujos de IED: sobre el crecimiento económico (Un análisis en el caso Boliviano)".
- UDAPE (1993), "Estabilización y reforma estructural: el caso boliviano", Fundación Honrad Adenauer.
- (1989), "La Transición de la Estabilidad al Crecimiento Sostenido en Bolivia", Universidad Católica Boliviana, La Paz.

# **ANEXOS**

LS // Dependent Variable is DESEMP				
Date: 03/02/04 Time: 16:55				
Sample: 1992 2002				
Included observations: 11				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	16.36070	2.264932	7.223485	0.0002
PIB	-0.000372	9.34E-05	-3.986672	0.0053
FBCF	0.001003	0.000431	2.325497	0.0530
DUMMY	-0.270456	2.063423	-0.131072	0.8994
R-squared	0.833368	Mean dependent var	8.232727	
Adjusted R-squared	0.761954	S.D. dependent var	2.862761	
S.E. of regression	1.396740	Akaike info criterion	0.943569	
Sum squared resid	13.65617	Schwarz criterion	1.088258	
Log likelihood	-16.79795	F-statistic	11.66957	
Durbin-Watson stat	1.818950	Prob(F-statistic)	0.004102	

## ANEXO 2

Evolución de las Regalías y Participaciones sobre Hidrocarburos  
(MM\$us)

Producto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Petróleo</b>	16,17	17,79	21,08	26,02	49,63	73,57	69,11	116,41	98,59	88,31
<b>Gas Natural</b>	13,76	14,49	12,25	15,72	21,59	37,14	26,28	56,77	81,36	76,55
<b>GLP</b>	0,8	0,91	1,29	1,32	3,37	4,71	4,07	6,79	8,28	7,6
<b>Total</b>	<b>30,73</b>	<b>33,19</b>	<b>34,62</b>	<b>43,06</b>	<b>74,59</b>	<b>115,42</b>	<b>99,46</b>	<b>179,97</b>	<b>188,23</b>	<b>172,46</b>

Fuente: elaboración propia con datos del VMHE.

**ANEXO 3**  
**PARTICIPACION DE LAS EMPRESAS POR AREA**

	AREA TRADICIONAL (PARCELAS)	AREA NO TRADICIONAL (PARCELAS)	TOTAL (PARCELA)	TRADICIONAL %	AREA NO TRADICIONAL %	TOTAL %
Andina S.A.	602.9	0.0	602.9	32	0	11
Chaco S.A.	575.2	0.0	575.2	31	0	11
Bridas SAPIC	39.8	390.0	429.8	2	11	8
Chevron Internacional	0.0	258.8	258.8	0	7	5
Cia. Boliviana del petróleo	39.5	0.0	39.5	2	0	1
Dong Won Corporation	38.0	0.0	38.0	2	0	1
Maxus Bolivia Inc.	1.2	464.4	465.6	0	13	9
Ominex de Colombia Ltda.	20.0	107.0	127.0	1	3	2
Panandean	2.7	0.0	2.7	0	0	0
Petro Gas Energy S.A.	0.0	239.0	239.0	0	7	4
Petrobras Bolivia	59.6	119.3	178.9	3	3	3
Pluspetrol	100.1	982.9	1,082.9	5	27	20
Repsol exploration Secure	0.0	217.5	217.5	0	6	4
Repsol-Peres compac	0	570.5	570.0	0	16	10
Tecpetrol Internacional Inc.	39.9	5.0	44.9	2	0	1
Tesoro Bolivia Petroleum Company	65.0	0.0	65.0	3	0	1
Total Exploration production Bolivia	103.0	0.0	103.0	6	0	2
Vintage Petroleum	78.6	0.0	78.6	4	0	1
YPF S.A.	105.0	223.5	328.5	6	6	6
Total	1.870.5	3.577.8	5.448.3	100	100	100

Fuente: elaboración propia, sobre la base de tablas anteriores.

**ANEXO 4**  
**LAS REFORMAS SECTORIALES Y SUS CARACTERÍSTICAS**  
**INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS**

SITUACIÓN PREVIA-1994	MECANISMOS	ESTRUCTURA-1997	REGULACIÓN
<p>-YPFB es 100% Estatal, posee un monopolio integrado incluyendo las actividades de captación, explotación, transporte, refinación y distribución al por mayor.</p> <p>-YPFB produce el 77% del petróleo y gas, y otras compañías privadas producen 23%.</p> <p>-El MH, a través de las DH, fija los precios de los derivados y gas natural para el mercado doméstico.</p> <p>-El PE, a través del CONEPLAN, aprueba la planificación energética.</p> <p>-Se estima que en 10 años no existirían los líquidos para cubrir la demanda interna y en 20 años no existirían las reservas.</p> <p>-Disminuye la producción de derivados líquidos. Bolivia se convirtió en importador de Diesel.</p> <p>-Escasa y decreciente inversión en exploración y otras actividades.</p> <p>-Ineficiencia interna de YPFB, injerencias múltiples y atención al mercado doméstico sin considerar todos los costos.</p> <p>-Debilidad institucional en diseño, implementación y supervisión de políticas sectoriales.</p>	<p>-Ley de Capitalización</p> <p>-Liberalización precios de derivados.</p> <p>-Ley de Hidrocarburos</p> <p>-Separación vertical de YPFB por unidades de negocios.</p> <p>-Adjudicación de CHACO a AMOCD por \$306,6M.</p> <p>-Adjudicación de ANDINA a YPF-Pérez Compan-Plus Petrol por \$264,7M.</p> <p>-Adjudicación TRANSREDES a Enton-Sball por \$263,5M.</p> <p>-El Estado es propietario de los Recursos naturales.</p> <p>-Contratos de riesgo compartido entre YPFB y el sector privado en exploración, explotación y comercialización.</p> <p>-Concesión del transporte y distribución.</p> <p>-Libertad de venta al mercado interno, externo o importación. Previa atención del mercado interno en caso del gas.</p> <p>-La refinación puede ser realizada por YPFB o el sector privado nacional o extranjero.</p> <p>-Nueva estructura institucional con el VMEH, la SH y YPFB.</p>	<p>-Separación vertical de las actividades de exploración y explotación (CHACO, ANDINA y otros), transporte de hidrocarburos y distribución de gas (TRANSREDES), de las actividades de refinación, industrialización y comercialización (YPFB).</p> <p>-De la producción de BEP/día, 35% es CHACO, 38% ANDINA y 27% otras compañías privadas.</p> <p>-La mayoría de la infraestructura de transporte y distribución es administrada por TRANSREDES.</p> <p>-El resto de las actividades es ejecutado por YPFB en sus tres unidades de comercialización, refinación y servicios.</p>	<p>-Control de entrada a cualquier actividad de la industria mediante requerimientos de contratos de riesgo compartido, y concesiones.</p> <p>-La empresa de transporte de petróleo y distribución de gas no puede comprar ni vender, solo presta el servicio.</p> <p>-Acceso abierto al transporte y distribución.</p> <p>-Regulación del servicio de transporte y distribución mediante tasa de retorno y precios fijos por cinco años.</p> <p>-Precios y Productos de referencia tomados del Platt's.</p> <p>-Precio ex refinería es precio de referencia más márgenes establecidos.</p> <p>-Precio pre-terminal es precio ex refinería más tarifa transporte paliducto más tarifa transportes diferentes.</p> <p>-Precio final de derivados es el precio pre-terminal más márgenes de almacenamiento, distribución por mayor, por menor e impuestos.</p>