



Privatización de la industria petrolera en Bolivia

Trayectoria y efectos tributarios

2da. Edición







Carlos Villegas Quiroga

**Privatización
de la industria
petrolera en Bolivia**

Trayectoria y efectos tributarios

2 da. Edición

CIDES-UMSA / CEDLA / FOBOMADE / DIAKONIA / PLURAL





Primera edición: septiembre de 2002
Segunda edición: mayo de 2004

© Carlos Villegas Quiroga, 2004
© CIDES-UMSA / CEDLA / FOBOMADE / DIAKONIA
Plural editores, 2004

D.L. 4-1-643-04
ISBN: 99905-75-61-4

Producción:
Plural editores
c. Rosendo Gutiérrez 595 esq. Ecuador
Tel. 2411018 Casilla postal 5097 La Paz, Bolivia
Email: plural@entelnet.bo

Impreso en Bolivia





*A los caídos en octubre de 2003
y a los bolivianos que asocian
recursos naturales
con desarrollo nacional.*







Índice

Presentación	13
Introducción	15

CAPÍTULO I

El mercado internacional de los hidrocarburos

1. Fuentes de energía y modelos energéticos	21
1.1 Primer modelo energético	22
1.2 Segundo modelo energético	23
1.3 Tercer modelo energético	25
2. Las reservas internacionales de gas natural	29
3. Determinantes de la demanda internacional de gas natural	31
4. Reservas de gas natural: Bolivia en el contexto latinoamericano	33
5. Compromisos de venta y reservas disponibles	34

CAPÍTULO II

Situación de la industria petrolera antes de la Capitalización

1. Antecedentes	39
2. YPF y el control de la cadena de la industria petrolera	42





3. Transferencia de excedentes de YPFB al Tesoro	
General de la Nación	45
4. Inversiones en exploración y explotación	47
5. Exportación de gas natural a la Argentina	48

CAPÍTULO III

Reforma institucional: aprobación de nuevas normas legales y los derechos de propiedad

1. El neoinstitucionalismo y los derechos de propiedad	51
2. Los derechos de propiedad en la Ley de Hidrocarburos N°1194	55
2.1 Contratos de Operación	56
2.2 Contratos de Asociación	59
3. Los derechos de propiedad y la nueva institucionalidad	61
3.1 La Inversión Extranjera Directa	61
3.2 Ley de Inversión	64
3.3 Ley de Capitalización	65
3.4 Estrategia de Capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	67
3.5 Ley de Hidrocarburos N°1689	69
3.6 Decreto Supremo N°24806	72

CAPÍTULO IV

Nuevo escenario del Sector Hidrocarburos

1. Inversión en exploración y explotación	77
2. Ley de Hidrocarburos N°1731: clasificación de hidrocarburos “Nuevos” y “Existentes”	82
3. Reservas hidrocarburíferas totales	84
4. Reservas Nuevas y Existentes por departamentos	85
5. Reservas hidrocarburíferas por contratos de Riesgo Compartido	87
6. Reservas por Empresa, Operador y Campos	90
6.1 Reservas por Empresa	90
6.2 Reservas por Operador	102





6.3 Reservas por Campos	106
7. Producción de hidrocarburos	108
8. Privatización del Downstream	111
8.1 Refinación y Distribución	111
8.2 Almacenaje	112

CAPÍTULO V

Exportación de gas natural

1. El mercado brasileño	113
1.1 El Contrato de Compra-Venta de Gas Natural	113
1.2 El Gasoducto Bolivia-Brasil	117
1.3 Volúmenes de exportación	121
1.4 Precios y tarifas de transporte	126
1.4.1 Los precios	126
1.4.2 Las tarifas de transporte	131
1.5 Negociaciones para la revisión del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural	135
1.6 Petrobras integra la cadena de la industria petrolera ...	141
1.6.1 Exploración y Producción	142
1.6.2 Refinación, Transporte y Comercialización	144
1.6.3 Producción de energía	146
1.7 Otras exportaciones al Brasil	147
1.8 Conclusiones	148
2. Mercado argentino	150

CAPÍTULO VI

Régimen fiscal del Sector Hidrocarburos

1. Sistema tributario antes de la Capitalización	153
1.1 Tributos en la Ley de Hidrocarburos N°1194	153
1.2 Transferencia de excedentes de YPFB al TGN	157
2. Sistema tributario actual	159
2.1 Tributos actuales en el Upstream	160
2.2 Tributos actuales en el Downstream	167
2.3 Trayectoria de las regalías y las participaciones	168





2.4 Transferencias del sector hidrocarburífero privatizado al TGN	173
--	-----

CAPÍTULO VII

El Sector Hidrocarburos en el contexto de la economía nacional

1. Aporte al Producto Interno Bruto (PIB) y a la Inversión Nacional	191
2. Las empresas capitalizadas en el sector hidrocarburífero nacional	194
2.1 Costo Unitario de Producción y Costo de Búsqueda y Desarrollo	195
2.2 Ganancias de las empresas capitalizadas y su contribución al Fondo de Capitalización Colectiva (FCC)	200
2.3 Inversiones realizadas	209

CAPÍTULO VIII

El movimiento social, la caída de Sánchez de Lozada y las promesas de Carlos Mesa

1. El segundo gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (2002-2003)	215
2. Octubre 2003	220
3. Proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa	224
3.1 Cadena hidrocarburífera	225
3.2 Propiedad de los hidrocarburos y Contratos	227
3.3 Contratos	228
3.3.1 Contrato de Desarrollo Compartido	233
3.3.2 Contrato de Producción Compartida	234
3.3.3 Contrato de Operación	236
3.3.4 Contrato de Asociación	237
3.3.5 Contratos de Riesgo Compartido	241
3.4 Transporte de Hidrocarburos y Distribución de Gas Natural por Redes	242





3.4.1 Transporte de hidrocarburos por ductos	243
3.4.2 De la Distribución de Gas por Redes	244
3.5 Refinación, Almacenaje e Industrialización de Hidrocarburos	244
3.6 Hidrocarburos Existentes y Nuevos	245
3.7 Patentes, Regalías y Participaciones Petroleras y el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos	246
3.7.1 Patentes	246
3.7.2 Regalías y Participaciones	247
3.7.3 Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH)	250
3.7.4 Conclusiones	260
3.8 Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	262
3.9 Exportaciones	264
3.10 Sistema de Regulación Sectorial	266
3.11 El “principio” de la libre competencia	269
3.12 Libre importación y precios	270
3.13 Prohibición a funcionarios públicos	272
4. Conclusiones	273

CAPÍTULO IX

Conclusiones y propuestas

I. Modificación o ajuste de los contratos de Riesgo Compartido	282
II. Diseño, aprobación e implementación de un nuevo marco jurídico	287
III. Posición del gobierno del presidente Mesa	290
Bibliografía	295







Presentación

La relevancia del tema, la coyuntura nacional y el enfoque impreso en el libro *La privatización de la Industria Petrolera en Bolivia*, fueron hechos que contribuyeron al agotamiento de su primera edición en un tiempo relativamente corto. Sin embargo, el interés del tema no declinó, se posicionó en la sociedad como uno de los más importantes y emergieron además nuevos temas que requirieron investigación para un mayor conocimiento. En esta perspectiva, el CIDES/UMSA decidió emprender una segunda edición del libro que permitió actualizar y ampliar los capítulos de la primera edición e incorporar nuevos temas.

Esta segunda edición la realizamos con la colaboración de DIAKONIA, FOBOMADE, CEDLA y PLURAL. Sin su participación hubiésemos enfrentado limitaciones para concretar esta iniciativa. Todas estas instituciones tenemos la esperanza que la presente edición sea tan exitosa como la primera.

El libro que ponemos a consideración de los amables lectores expresa la oportunidad, actualidad y significación del tema hidrocarburífero en un contexto sociopolítico e histórico de debate nacional sobre el decurso de nuestra





economía, Estado y sociedad. El contenido del libro, de manera sistemática, con sustento estadístico e ilustración del marco jurídico institucional, incorpora asuntos sustantivos de la industria petrolera tales como el análisis de las distintas leyes de hidrocarburos, de las estrategias, escenarios internos y mercados internacionales para el sector, de las características del régimen fiscal específico y de otros igual o más importantes.

Uno de los desafíos académicos que el CIDES/UMSA se propuso fue el de desarrollar investigaciones en función de las necesidades del desarrollo nacional con objetivos no sólo de reflexión, sino de carácter propositivo, para que la sociedad y sus instituciones las asuman y profundicen ya que la actual situación de desestructuración societal exige iniciativas de esta naturaleza.

Con la presentación de este trabajo académico elaborado por Carlos Villegas Quiroga, miembro del equipo de investigadores del CIDES/UMSA, cumplimos con este desafío esperando que el proceso de difusión de información, conocimiento y debate, contribuyan y obtengan resultados mayores que la edición anterior.

Mercedes Urriolagoitia M.
DIRECTORA CIDES /UMSA

La Paz, abril de 2004





Introducción

Conocer la dinámica de la Industria Petrolera parece ser un proceso que no tiene fin. La primera edición del presente libro fue resultado de una motivación especial: había emergido en el país un amplio debate nacional acerca de esta industria y era evidente que el grado de conocimiento colectivo no era el apropiado. Bajo el apremio de estos dos hechos, y con el objetivo de aportar con información y conocimiento general sobre la problemática de los hidrocarburos en Bolivia, nos propusimos investigar el nuevo escenario hidrocarburífero producido por las medidas tomadas por el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada.

Ese fue, en general, el contenido de la primera edición de este libro. Pero, desde un principio, tuvimos la convicción de que aquél esfuerzo inicial era parcial, porque no se abordaron algunos temas sustanciales y por las dudas que genera un tema tan complejo. Felizmente, la coyuntura especial en la que se discutían estos temas, no sólo nos presionó para publicar la primera versión de estas páginas, sino que hizo posible una acogida sorprendente para el libro en todos los niveles sociales. Nos congratulamos por ello, especialmente porque la reflexión materializada en esa edi-



ción permitió difundir información y conocimiento sobre aspectos que se consideraron vitales.

Como las condiciones de publicación periódica en el país no son muy favorables, pensamos que las dudas iniciales, y las que se fueron acrecentando a lo largo del tiempo, iban a quedar en el armario de los temas académicos pendientes. Por suerte no sucedió así, pues a lo largo de los últimos años se generó un encuentro virtuoso cuya convergencia se centró en la avidez de mayor conocimiento sobre el Sector Hidrocarburos y en la creciente necesidad de entregar conocimiento e información a la población en general y a los movimientos sociales en particular. Esa avidez y necesidad fue recogida especialmente por el Fondo Boliviano de Medio Ambiente y Desarrollo (FOBOMADE). Esta institución creó un espacio favorable para la discusión de nuevos temas y para nuestra participación en seminarios a lo largo y ancho del país. Esos seminarios nos permitieron compartir las inquietudes de varios sectores de la población. Por todo ello, nuestro profundo reconocimiento a FOBOMADE.

Los acontecimientos sucedidos en octubre de 2003, cuyo desemboque fue la caída del segundo gobierno de Sánchez de Lozada y los compromisos asumidos por el actual, el de Carlos Mesa, profundizaron el compromiso con la investigación y el desarrollo de esta iniciativa académica. Este es el contexto en que se tomó la decisión de elaborar la segunda edición del libro que el lector tiene en sus manos.

La estructura del libro está conformada por temas que se abordaron en la anterior edición, pero han sido enriquecidos, ampliados y actualizados. Asimismo, se han incorporado capítulos nuevos que abordan nuevos aspectos, todos ellos destinados a tener una visión integral de la Industria Petrolera.

El Capítulo I, "Mercado Internacional de los Hidrocarburos", analiza las diferentes fuentes de energía que se desa-



rollaron a lo largo del tiempo, las reservas de gas y petróleo a nivel internacional, y la posición que tiene Bolivia en ese contexto, especialmente en América Latina.

El Capítulo II, “Situación de la Industria Petrolera antes de la Capitalización”, analiza la industria petrolera en Bolivia antes del proceso de Capitalización, el papel de Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB) dentro de la cadena hidrocarburífera y los aportes de la empresa estatal al Tesoro General de la Nación.

En el Capítulo III, en el que se trata la reforma institucional del Sector Hidrocarburos, se estudia la aprobación de las nuevas normas legales y los derechos de propiedad; se analizan también los cambios en las normas jurídicas acontecidos en Bolivia en el marco de la aplicación del Programa de Ajuste Estructural, especialmente aquellos cambios ocurridos en el sector; y, finalmente, se aborda la nueva institucionalidad erigida bajo el concepto de los derechos de propiedad, hecho que significó la privatización del excedente económico, materializado en el petróleo y el gas natural, beneficiando a las empresas transnacionales en detrimento de los intereses de la sociedad boliviana.

El Capítulo IV, “Nuevo Escenario del Sector Hidrocarburos”, evalúa la Capitalización y privatización de la industria petrolera nacional, incide especialmente en los resultados de este proceso en materia de reservas hidrocarburíferas, y describe las características de las empresas que actualmente operan en el país.

El Capítulo V, “Exportación de Gas Natural”, desmenuza las condiciones de exportación de gas a Brasil como resultado del Contrato de Compra-Venta firmado por los dos países y se evalúan, además, los efectos que provoca el incumplimiento de este contrato.

El Capítulo VI, “Régimen Fiscal del Sector Hidrocarburos”, aborda la trayectoria del régimen fiscal hidrocarburífero desde la Ley N° 1194, promulgada durante el gobierno de



Jaime Paz Zamora (1987–1993), hasta los cambios provocados por la nueva institucionalidad vigente en la industria petrolera, expresados en las leyes 1689 y 1731, promulgadas durante la primera gestión de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993–1997).

El Capítulo VII retrata la importancia del Sector Hidrocarburos en el contexto de la economía nacional y se analiza el desempeño económico y financiero de tres empresas petroleras que operan actualmente en Bolivia y que llegaron al país atraídas por el proceso de Capitalización.

El Capítulo VII, “El Movimiento Social, la caída de Sánchez de Lozada y las promesas de Carlos Mesa”, analiza la propuesta de Ley de Hidrocarburos presentada por el gobierno de Mesa y la contrasta con las reivindicaciones sociales que sustentaron el movimiento social en octubre de 2003.

En el Capítulo IX, “Conclusiones y propuestas”, se consideró pertinente mantener, por su plena vigencia, las reflexiones de la primera edición del libro referidas a los diferentes escenarios en los cuales podían desenvolverse las variadas demandas que se desplegaron en el país desde el año 2000. Se incorporan, además, aquellos aspectos centrales de las reivindicaciones surgidas en Octubre de 2003, en especial los derechos de propiedad de los hidrocarburos, el sistema de regalías y de tributación, la industrialización, la reposición de YPFB, el uso de los recursos provenientes de los diferentes proyectos relativos al gas natural que se implementarán y los probables mercados. Se señalan todos estos aspectos con la seguridad de que se discutirán y tomarán un curso definitivo en el Congreso Nacional, cuando se discuta la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos.

Finalmente, deseamos expresar nuestro especial agradecimiento a DIAKONIA, porque su apoyo desinteresado no sólo posibilitó la segunda edición de este libro sino la posibilidad de llegar con este material a diferentes sectores



de la sociedad. Agradecemos también al CEDLA, que asumió la coordinación de este emprendimiento colectivo, y al CIDES/UMSA, por el espacio que posibilitó la reflexión y la elaboración del libro que ponemos a consideración de los amables lectores.



+

+



CAPÍTULO I

El mercado internacional de los hidrocarburos

Este capítulo analiza las diferentes fuentes de energía que se desarrollaron a lo largo del tiempo, las reservas de gas y petróleo a nivel internacional, y la posición que tiene Bolivia en ese contexto, especialmente en América Latina.

1. Fuentes de energía y modelos energéticos¹

La dotación de la naturaleza y el desarrollo del sistema capitalista generaron, a través de empresas transnacionales, varias fuentes de energía cuya importancia está relacionada a los distintos grados de descubrimiento de esas fuentes y a las fases cíclicas propias del comportamiento económico capitalista.

Cuadro N° 1
Fuentes Primarias de Energía

Combustibles fósiles:	carbón, petróleo, gas natural, arenas y esquistos.
Origen nuclear:	fisión nuclear, fusión nuclear (aún no controlada).
Hidráulica:	saltos de agua.
Flujos energéticos:	<i>Externos:</i> energía solar directa, energía eólica, energía obtenida del mar (olas, mareas y gradiente térmico). <i>Internos:</i> energía geotérmica.

1 Este apartado se basa en el libro “Economía Mundial” de Martínez Javier y Vidal José María; ed. McGrawHill, 2001. Cap. 12



Con el desarrollo del conocimiento y la tecnología, las fuentes primarias de energía sufren un proceso de transformación y se convierten en fuentes secundarias de energía como la electricidad, la combustión, etcétera. A su vez, estas fuentes secundarias tienen diferentes usos finales: iluminación, calefacción, refrigeración, motricidad, cocción, etcétera.

Está claro que las fases descritas y la obtención de productos de uso final permitieron la emergencia de nuevas formas de organización de la producción y de la sociedad. Sólo la presencia de la electricidad, por ejemplo, mejoró las condiciones de vida de la población y posibilitó la prolongación de la jornada laboral. El descubrimiento de fuentes de energía y su transformación, por tanto, aportaron a la configuración de nuevas formas de organización de la producción.

Desde el inicio del sistema capitalista se desarrollaron tres modelos energéticos. Antes de describirlos, es necesario introducir el concepto de Modelo Energético. Se entiende como tal, al “conjunto específico de fuentes de energía primarias, secundarias y finales, y al conjunto de las actividades de concentración, conservación y difusión que utiliza una sociedad en un periodo histórico determinado” (Martínez, 2001, 162).

1.1 Primer modelo energético

Este modelo es consustancial a la primera Revolución Industrial capitalista. En este caso, la principal fuente energética primaria fue el carbón. Los países que lideraban esta fase, en particular Inglaterra, se alimentaban casi en un 80% de esta fuente de energía.

“El carbón no sólo servía como fuente energética motriz (máquina de vapor) y calorífica, sino que además era una materia prima primordial para la industria siderúrgica (para

producir hierro y acero) que a su vez estaba interconectada con la industria productora de maquinaria y con la del ferrocarril. Existía la trilogía siderurgia-maquinismo-ferrocarril y en todas ellas intervenía el carbón” (Martínez, 2001, 163). A lo largo del siglo XIX, y debido a esta articulación productiva, en los países desarrollados o centrales se explotaron yacimientos de carbón. Los tenedores de esta materia prima tuvieron un peso específico en el desarrollo de esa “trilogía” y en las relaciones internacionales.

1.2 Segundo modelo energético

Este segundo modelo se consolida después de la Segunda Guerra Mundial. En este caso, la fuente primaria de energía es el petróleo y la fuente secundaria la electricidad. La hegemonía de este modelo, y del propio sistema capitalista, está en manos de Estados Unidos y consiste en la exportación de la llamada “civilización del automóvil y del plástico”. “En realidad, el modelo basado en el petróleo es la base infraestructural del modo de desarrollo fordista que tiene lugar en el centro del sistema en ésa época” (Martínez, 2001, 164).

La nueva fuente primaria, el petróleo, permitió la renovación cualitativa de las formas de organización de la producción y de las relaciones sociales en los diferentes países. Como esta materia prima exigía formas de explotación y de producción singulares –en términos de tecnología y habilidades humanas–, las empresas transnacionales estadounidenses monopolizaron estas actividades y proliferaron hasta conformar un cartel integrado por las llamadas “Siete Hermanas”: Standard Oil, Standard Oil de Nueva Jersey (Esso), Estándar Oil de Nueva York (Socony Mobil), Standard Oil de California (Socal-Chevron), Texaco y Gulf Oil. Estas empresas se repartieron la industria del petróleo a nivel mundial y las ingentes ganancias que arrojó este negocio.

Los exiguos beneficios que recibían otros países productores de petróleo provocaron la constitución de empresas petroleras en Europa, Medio Oriente y América Latina. En términos de una mejor distribución de los beneficios de la industria, el caso más sobresaliente es el logro de Venezuela, que consiguió imponer un mecanismo de distribución porcentual y equitativa –el denominado “fifty-fifty”– entre ese país y las empresas petroleras extranjeras. Esta modalidad fue adoptada por diversos países.

En este segundo modelo energético mundial, “la industria del petróleo se convirtió en la industria estratégica tanto de la energía (electricidad), el transporte (automóvil, navegación y aviación) como del consumo (aparatos eléctricos, plástico, confección)” (Martínez, 2001, 165). El modelo fordista de producción permitió el uso intensivo del petróleo y sus derivados y, por supuesto, impulsó un proceso de mayor intensidad en la generación de mercancías. Todo este conjunto de fenómenos permitió que en una década –entre 1960 y 1970– se extrajera “tanto petróleo como en los cien años anteriores” (Martínez, 2001, 165).

Bajo este contexto, el sistema capitalista fordista, en especial el de los países centrales, fue un ávido consumidor de petróleo, al extremo de que –tal como señala el autor citado– en sólo diez años explotó y produjo la misma cantidad que en un siglo. A partir de este proceso, el petróleo no era considerado sólo como una fuente primaria de energía, sino que tomó la forma de materia prima para el aparato productivo fordista.

El petróleo, además, originó una fuerte dependencia energética de los países desarrollados respecto de los productores. Junto a ello, la permanente fluctuación de su precio, debido a la emergencia del cartel conformado por estos últimos países –la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP)–, indujo a las empresas transnacionales a destinar significativos recursos económicos a la investigación y desa-



rollo para diversificar sus fuentes de suministro de energía, base del surgimiento del tercer modelo energético.

1.3 Tercer modelo energético

Este modelo, que se encuentra en fase de transición, se orienta a combinar tres fuentes de energía:

- **Tradicionales:** carbón, petróleo y energía hidráulica;
- **Nuevas:** gas natural y energía nuclear;
- **Novísimas:** energía solar, aeólica, la procedente del mar (olas, mareas, corrientes marinas), la geotérmica y la de origen biológico (biomasas y metano).

Este modelo, al diversificar las fuentes primarias de energía, pretende restarle significación a la indiscutible hegemonía del petróleo como fuente primaria. Este proceso, sin embargo, dependerá del comportamiento del precio del petróleo. En el supuesto caso de que ese precio se reduzca permanentemente, el petróleo continuará predominando como fuente de energía y como materia prima.

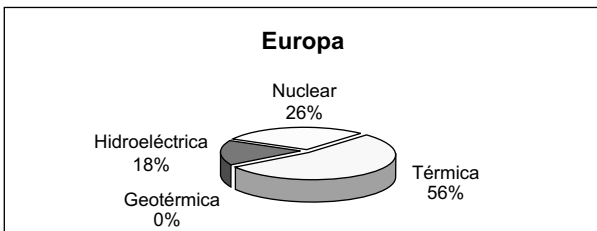
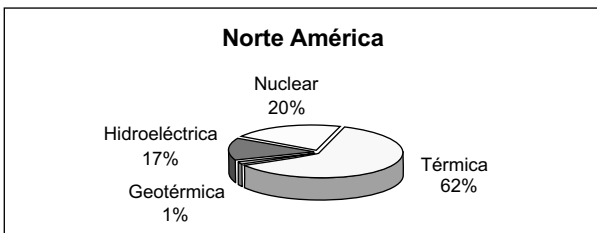
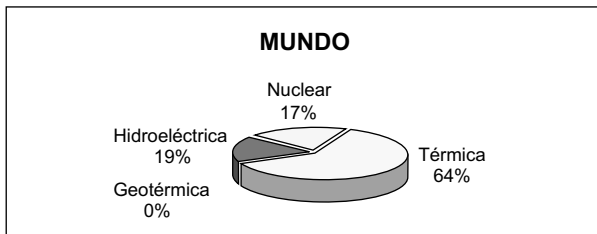
El desarrollo tecnológico y la fluctuación de los precios del petróleo son las características sobresalientes de este tercer modelo. Como resultado de este fenómeno, el carbón ha logrado tener nuevamente una importancia relevante. Y si la tecnología permitió la obtención de los derivados del petróleo, su explotación dependerá del comportamiento de su precio en el mercado.

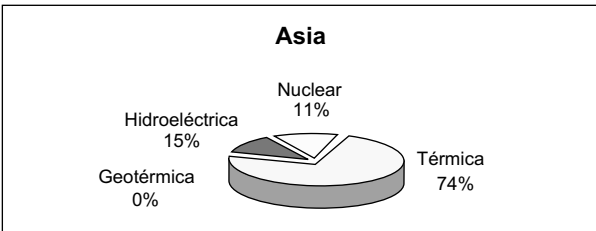
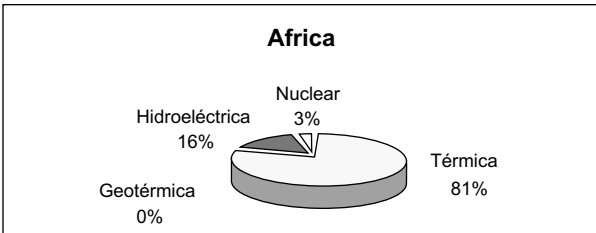
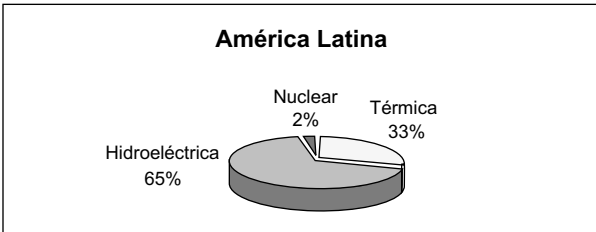
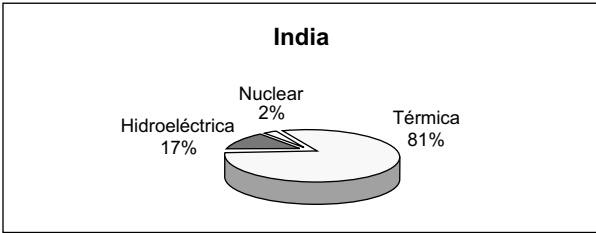
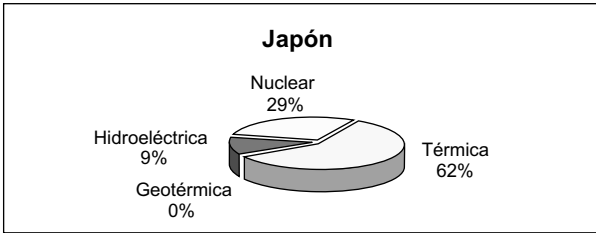
También como consecuencia de la tecnología, la energía nuclear –especialmente en los países desarrollados– se ha convertido en una fuente alternativa importante para la generación de electricidad. Su expansión todavía depende de un conjunto de factores, entre ellos la solución de los destinos de los desechos tóxicos.

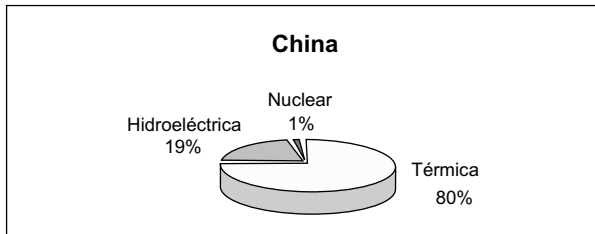


Si se toma en cuenta las ocho principales regiones del planeta, en todas ellas existe una importante diversificación de fuentes de energía. En los países desarrollados –Norteamérica, Europa y Japón–, el orden de importancia de esas fuentes es el siguiente: energía termoeléctrica, nuclear e hidroeléctrica. En estos países, la energía nuclear –a pesar de los riesgos que conlleva– tiende a ocupar un lugar significativo. Como señalan varios autores y estudios, el futuro energético del capitalismo pasa por la nuclearización (Gráfico N° 1).

Gráfico N° 1
Producción de Electricidad por Fuente







Fuente: Banco Mundial: World Resources, 1988-1999.

El panorama de prioridad y uso de fuentes energéticas es distinto en otros países y regiones. En India, África, Asia y China se utiliza con mayor frecuencia la energía termoeléctrica, la hidroeléctrica y la nuclear, en ese orden. América Latina se diferencia del resto de las regiones porque, en orden de importancia, utiliza primero la energía hidroeléctrica, luego la térmica y por último la energía nuclear. El punto común que se advierte en los diferentes países es la significativa utilización de energía termoeléctrica. Este dato es relevante para los fines de este trabajo porque se deduce que la demanda de gas natural es relativamente notoria. Si este comportamiento continúa en el futuro, el gas natural tendrá un importante espacio en el mercado internacional, en especial en el tercer modelo energético que analizamos.

Por último, el tercer modelo energético que analizamos “es un modelo que, aunque permite cierta descentralización, perpetúa la profunda desigualdad Centro/Periferia y no puede abarcar al consumo mundial” (Martínez, 2001, 171). Esta afirmación expresa otra de las principales características de este modelo: la profunda asimetría que existe entre los países productores de fuentes primarias de energía (los países de la Periferia) y los países consumidores (los países centrales) respecto de la distribución de beneficios. En realidad, son las empresas transnacionales las que se

apropian de gran parte de la riqueza y los países atrasados apenas absorben réditos marginales.

Una prueba clara de esta relación asimétrica es que, a pesar de que las fuentes primarias de energía se encuentran localizadas tanto en los países centrales como en los periféricos, las condiciones de vida en estos últimos no mejoraron, la pobreza sigue campeando. Este fenómeno se explica porque las empresas transnacionales cuentan con mecanismos que les permiten apropiarse de una proporción significativa del excedente o renta de los recursos naturales. En consecuencia, el sistema capitalista y sus modelos energéticos amplían y reproducen condiciones de desigualdad y de pobreza en los países periféricos.

2. Las reservas internacionales de gas natural

Debido al predominio del tercer modelo energético que analizamos, en los últimos años las inversiones en exploración y explotación de fuentes primarias de energía dieron excelentes resultados a nivel mundial. Por esta razón, las reservas de gas natural aumentaron en forma considerable y, a su vez, nuevos países se han incorporado al mercado como tenedores de importantes reservas.

Las cifras confirman esta afirmación (Cuadro N° 2): el 88% de las reservas de gas natural en el planeta se concentran en 20 países. Y entre ellos, Rusia se destaca con gran distancia porque posee el 30% de las reservas mundiales. Otro dato de importancia que señalan las cifras es que sólo cinco países desarrollados o centrales mantienen en su territorio significativas reservas de este energético, mientras que 15 periféricos o atrasados, concentran el 80,2% de las reservas mundiales.

La historia de las fuentes energéticas también ratifica esta tendencia, pero el hecho más significativo es la permanente presencia de empresas transnacionales en los países atrasa-

dos con el claro objetivo de obtener cuantiosas ganancias y alimentar de energía a los países desarrollados. Este fenómeno tiene serias implicaciones en los países de la Periferia dado que, a pesar de esos países son propietarios de las reservas, sólo se benefician del pequeño margen que dejan las empresas transnacionales. Como se ha señalado antes, los exiguos recursos que obtienen los países atrasados no les permiten resolver sus principales problemas, en particular la pobreza, que no sólo mantuvo su nivel, sino que, en algunos casos, incluso aumentó.

Finalmente, si situamos a Bolivia en este marco, y si tomamos en cuenta que a pesar del descubrimiento de ingentes reservas de gas natural nuestro país ocupa un modesto lugar en el concierto mundial de naciones poseedoras de este energético, no es aventurado señalar que esta situación podría cambiar si se mantiene el ritmo de incremento de reservas como en los últimos años y si se encuentran positivos cauces a los probables proyectos de exportación y de industrialización.

Cuadro N° 2
Reservas de Gas Natural en el Mundo
Al 1 de enero de 2003
(En Trillones de Pies Cúbicos / TCF)

Países	Reservas	% del total mundial
Total Mundial	5,501	100.0
20 países principales	4,879	88.7
Resto del mundo	622	11.3
Rusia	1,680	30.5
Irán	812	14.8
Qatar	509	9.2
Arabia Saudita	224	4.1
Emiratos Árabes Unidos	212	3.9
Estados Unidos	183	3.3
Argelia	160	2.9
Venezuela	148	2.7



Nigeria	124	2.3
Irak	110	2.0
Indonesia	93	1.7
Australia	90	1.6
Noruega	77	1.4
Malasia	75	1.4
Turkmenistán	71	1.3
Uzbekistán	66	1.2
Kazajstán	65	1.2
Países Bajos	62	1.1
Canadá	60	1.1
Egipto	59	1.1
Bolivia	55	1.0

Fuente: International Energy Outlook 2003, may 2003.

3. Determinantes de la demanda internacional de gas natural

Los hidrocarburos están fuertemente asociados a la evolución de los mercados internacionales puesto que, en general, son esos mercados los destinos de la producción de petróleo y gas natural por excelencia. Por lo tanto, los factores determinantes de la inversión en la cadena hidrocarburífera dependen de los precios y de la demanda internacional.

Para ser aún más precisos: la expansión o retracción de la demanda internacional de hidrocarburos depende del ritmo de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) mundial, de la expansión de la población, la industrialización, la urbanización, y de la disponibilidad de fuentes de energía no comerciales. La reconversión de la matriz energética también juega un papel importante en la demanda internacional de gas natural. Dicha reconversión consiste en la introducción de energía menos contaminante y más barata en el mercado, lo que supone el desplazamiento del petróleo y del carbón y la utilización de gas natural en las centrales termoeléctricas y en el parque automotor.



Estos factores determinantes de la demanda de gas natural requieren, además, la conformación de proyectos de gran envergadura cuya concreción tiene directa relación con las exigencias de esos proyectos y las reservas existentes. En ese sentido, la demanda internacional de este energético en el futuro perfila un comportamiento interesante porque, de acuerdo a estimaciones internacionales, el crecimiento del PIB de los países desarrollados proyectado hasta el año 2010 –como promedio anual– estaría en el rango de 2,7% y 3,7%. La demanda en América Latina, por su parte, llegaría al 7% anual en los próximos 20 años, debido al escaso desarrollo de la infraestructura de gas natural².

A partir de estos datos, y si se toma en cuenta la evolución de ambas demandas –la de los países desarrollados y la de América Latina–, se perfila un mercado mundial interesante para las inversiones en hidrocarburos, particularmente en el caso del gas natural. Pero además, la expansión de la producción de este energético también depende de las expectativas futuras acerca de la evolución de los precios. Al respecto, varios autores, y entre ellos Humberto Campodónico, señalan que “los precios reales seguirán mostrando un importante descenso real. De seguir la tendencia de las últimas décadas, la caída de los márgenes de rentabilidad de las empresas petroleras deberá seguir siendo contrarrestada por los avances tecnológicos en exploración y desarrollo, mejoras en la gestión, en las prácticas de negociación y en el aumento de la productividad”³.

Para los fines de este trabajo, resulta fundamental subrayar lo dicho por Campodónico. Como se advierte, los

2 Moguillansky G. y Bielschowsky R. *Inversión y Reformas económicas en América Latina*, pág. 95, ed. FCE, México, 2000.

3 Campodónico S. Humberto: *La inversión en el sector petrolero peruano en el período 1993-2000*. Serie Reformas económicas N° 23, CEPAL, 1999.



precios de los hidrocarburos tenderán a bajar en el futuro inmediato, sin embargo, las empresas tienen mecanismos para contrarrestar la reducción de sus ganancias mediante la innovación tecnológica. Por esta razón, el afán de precautelar las ganancias –una estrategia empresarial que está en curso desde hace tiempo– no necesariamente tendría que pasar por la reducción de precios en boca de pozo, primero porque existe un proceso continuo de innovación tecnológica para evitar, precisamente, la reducción de esos márgenes de ganancia, y segundo, porque la mencionada reducción de precios en boca de pozo afecta los intereses nacionales de los países en los que se encuentran las grandes reservas de gas natural.

4. Reservas de gas natural: Bolivia en el contexto latinoamericano

Los descubrimientos de reservas de gas natural acontecidos en Bolivia a partir de 1997 sitúan al país, en el contexto sudamericano, en una nueva realidad. Las reservas certificadas de gas libre en Sudamérica alcanzan a 151,9 trillones de pies cúbicos (TCF), el 36,2% es de propiedad de Bolivia, el 24,2% de la Argentina, el 13,2% de Venezuela, el 8,5% del Perú y el 17,8% de Trinidad y Tobago (Cuadro N° 3). Cabe aclarar que la diferencia entre Bolivia y Venezuela se explica por el hecho de que en ese segundo país las reservas tienen un fuerte componente líquido, es decir que el gas natural sólo se produce siempre y cuando lo indispensable sea la producción de petróleo. En otras palabras, Venezuela, para producir gas natural, debe tener asegurado mercado para su petróleo. Si se incluye el gas asociado a las reservas hidrocarburíferas venezolanas, esas reservas alcanzan a 180 TCF.



Cuadro N° 3
Reservas de Gas Libre en Sudamérica
 (en Trillones de Pies Cúbicos / TCF)

Países	Reservas	Porcentaje
Bolivia	54.9	36.2
Argentina	37.0	24.3
Venezuela	20.0	13.2
Perú	13.0	8.5
Trinidad y Tobago	27.0	17.8
Total	151.9	100.0

El panorama es distinto en el caso boliviano, pues la gran mayoría de sus campos son “secanos”. Esto quiere decir que lo predominante en Bolivia es el gas, y el petróleo lo secundario. En consecuencia, la producción boliviana de hidrocarburos está determinada por los mercados de gas natural. Bajo estas consideraciones, Bolivia ocupa el primer lugar en la posesión de reservas de gas libre en Sudamérica, seguido de Argentina, Trinidad y Tobago, Venezuela y Perú.

5. Compromisos de venta y reservas disponibles

Hasta la fecha, y en una perspectiva de 20 años, Bolivia tiene comprometida la venta de sólo una parte de sus reservas de gas natural. El principal de esos compromisos es el contrato con Brasil: 7,9 TCF equivalentes al 14,4% del total de esas reservas. Si a este compromiso se le añade el gas destinado la termoeléctrica de Cuiabá –también en Brasil– de 1,2 TCF, la cifra asciende a 9,1 TCF, equivalentes al 16,6% de las reservas.

En el plano del mercado interno tiene curso el desarrollo de proyectos importantes, como el tendido de las redes de gas domiciliario y el uso intensivo de gas en las actividades productivas. Conjuntamente, estos proyectos alcanzarían un consumo de 2,3 TCF.



Si se consideran los compromisos con el mercado externo y los proyectos de uso de gas natural en el mercado interno, la cifra total asciende a 11,4 TCF, equivalentes al 19,1% del total. En consecuencia, hasta el momento, las empresas transnacionales tienen reservas disponibles de gas natural que alcanzan a 43,5 TCF, es decir el 79,2% del total (Cuadro N° 4).

Cuadro N° 4
Balance de Compromisos de Venta
y Reservas Disponibles

	(TCF)	(Porcentajes)
Reservas Certificadas	54.9	100.0
Demanda Brasil	7.9	14.4
Demanda Cuiaba	1.2	2.2
Demanda mercado interno	1.4	2.5
Demanda 250000 conexiones	0.9	1.6
Reservas Disponibles	43.5	79.2
Probables proyectos futuros		
Demanda proyecto LNG	6.4	11.6
Petroquímica	2.7	4.9
GTL	7.3	13.3
Reservas disponibles	27.1	49.3

No están descartados, además, aquellos proyectos de exportación e industrialización que, sin duda, absorberán una respetable cantidad de las actuales reservas de gas natural. Uno de esos proyectos, el de las empresas extranjeras que conformaron el consorcio Pacific LNG para exportar gas natural a México y Estados Unidos, comprometería 6,4 TCF en los próximos 20 años. Se tiene previsto también el desarrollo de algunos proyectos de incorporación de valor agregado como la transformación de gas natural en líquidos (GTL) –en especial diesel oil–, y la instalación de plantas de Petroquímica. Si se llevan a cabo este par de proyectos, ambos consumirían 10 TCF. En síntesis, si se ponen en movimiento todos estos pro-



yectos, la reservas de gas natural disponibles en Bolivia alcanzarían a 27,1 TCF, el 43,9% del total de las reservas certificadas que llegan a 54,9 TCF.

Como se observa, la relación compromisos de venta/reservas disponibles presenta una situación relativamente auspiciosa. Precisamente por eso, y porque es probable que las reservas disponibles de gas provoquen una mayor expansión de proyectos de exportación e industrialización, es menester que el Estado boliviano asuma la tarea de regulación del uso de esas reservas porque se trata de un horizonte de consumo de por lo menos 20 años. En esa misma línea, el país no tiene la necesidad de acelerar la concreción de todos los proyectos en curso, más aún si los beneficios que dejarán al Estado nacional no son verdaderamente significativos. Por lo tanto, la política energética estatal debería definir el ritmo y las prioridades del consumo nacional e internacional.

No es menos importante, por otra parte, asociar las probabilidades de expansión de otros proyectos para el gas natural boliviano con la actual tendencia de la demanda en Sudamérica, especialmente en Brasil (Cuadro N° 5). Esa tendencia arroja un dato sobresaliente: la demanda de gas natural en cuatro importantes países de Sudamérica (Argentina, Brasil, Chile y Uruguay) crece en forma sostenida y, en diez años, tiende a aumentar en 1,9 veces.

Cuadro N° 5
Demanda de Gas Natural en el Cono Sur
(en Millones de Metros Cúbicos por día / MMm³/d)

Países	2000	2005	2010
Argentina	85.3	95.1	113.2
Brasil	22.0	45.0	88.0
Chile	20.4	29.5	35.0
Uruguay	2.0	4.6	5.6
Total	129.7	174.2	241.8



Pero además, sólo uno de los cuatro países que se mencionan, Argentina, cuenta con importantes reservas de gas natural. Estudios realizados en ese país indican que los niveles de descubrimiento de reservas –y por tanto los de producción– tienden a bajar, e inclusive señalan que Argentina enfrentaría problemas para continuar exportando a Chile en los ritmos comprometidos en los contratos de exportación hoy día vigentes.

Este cuadro lleva a la consideración de que el único país con posibilidades de cubrir esta creciente demanda en el Cono Sur latinoamericano es Bolivia. Con la finalidad de reflexionar sobre los posibles mercados futuros para las reservas del gas natural es conveniente, además, incluir otros compromisos, en algunos casos en curso y otros en estudio. Con Brasil, por ejemplo, se llegó a un acuerdo para expandir los volúmenes de exportación en los próximos años. Para ello se construyó el gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG). En esa misma dirección, es prácticamente seguro que prospere la instalación de dos plantas termoeléctricas en Puerto Suárez.





CAPÍTULO II

Situación de la industria petrolera antes de la Capitalización

En este capítulo se presenta una reseña de la situación de la industria petrolera en Bolivia antes del proceso de Capitalización, del papel de Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB) dentro de la cadena hidrocarburífera y de los aportes de la empresa estatal al Tesoro General de la Nación.

1. Antecedentes

Las bases de la articulación de Bolivia con el mercado internacional, antes y después de su independencia, se sustentaron en la exportación de materias primas. Esta forma de articulación explica, en gran medida, la constitución y la dinámica de la vida económica, política y social interna, por la conformación de una base social importante –los propietarios de los recursos naturales y los sectores sociales dependientes de esta actividad– y por ser la principal fuente de aporte al Tesoro General de la Nación (TGN).

Bolivia sustentó su ciclo económico y político de largo y de corto plazo en los excedentes generados en las actividades vinculadas a los recursos naturales. En algún momen-



to, esos excedentes fueron mineros, agrícolas o petroleros, ahora provienen de la exportación de gas natural.

Debido a esta forma de articulación con los mercados externos, la principal característica económica del país fue el intercambio de productos –materias primas– en base al comportamiento de la demanda internacional. Los volúmenes de producción y de exportación, así como los respectivos precios de esas materias primas, son establecidos por el mercado internacional o, mejor dicho, por los grandes consorcios transnacionales. Esta forma de relación con los mercados externos excluye a los países productores de materias primas de la definición, principalmente, de los precios.

Este tipo de vinculación, además, tuvo profundas repercusiones en diferentes ángulos de la vida societal. En primer lugar, definió el carácter primario exportador de la sociedad boliviana y, hasta el momento, no existen alternativas que permitan revertir esta situación. En segundo lugar, coadyuvó al establecimiento de un grupo empresarial con mentalidad extractiva, incapaz de construir un aparato productivo diferente que genere productos con valor agregado. Este hecho influyó en forma determinante en el conjunto de la sociedad, al extremo de que hoy se puede afirmar que no existe en el país un verdadero liderazgo empresarial con visión de largo plazo.

Un tercer efecto de este tipo de vínculo de la economía nacional con el mundo es la fuerte dependencia tributaria del TGN respecto de los excedentes de las materias primas. Durante muchos años, esos excedentes fueron la principal fuente de captación tributaria. Pero además –y ya anotamos el cuarto efecto pernicioso de esta forma de vínculo con el mundo–, estos excedentes no tuvieron, por parte del Estado y los empresarios, el mejor de los usos. Generalmente, la renta de los recursos naturales fue utilizada para fines que no contribuyeron al mejoramiento de las condiciones productivas y sociales del país.

Un quinto y nocivo efecto del vínculo económico de Bolivia con el mundo a través de la venta de materias primas es

que si bien este proceso le permitió al país la sustitución de productos en el mercado internacional, también fue recurrente el deterioro de los términos del intercambio, lo que quiere decir que mientras los precios de las materias primas bajaban, los precios de los bienes manufacturados marchaban en dirección contraria, afectando –por supuesto– los ingresos de los países productores de materias primas.

Este último fenómeno se explica por un conjunto de factores, entre ellos, el control monopólico de los mercados por parte de los principales consumidores, los países desarrollados. El control de los mercados, a su vez, les permite a los países centrales la regulación de los precios y la producción. Otro factor que contribuye a la baja de los precios de las materias primas es el significativo papel de los procesos de innovación tecnológica que, en muchos casos, permitió el desplazamiento de los recursos naturales del mercado internacional por materias primas sintéticas u otras de la misma naturaleza. La permanente innovación tecnológica contribuye también a una mejora en los niveles de productividad, es decir, a la reducción permanente de los costos de producción que, a su vez, presiona a la baja de los precios de la energía, las materias primas y otro tipo de insumos.

Por último –y éste es quizás uno de los señalamientos más relevantes a esta manera de relacionarse con el mundo–, el proceso primario exportador construyó un circuito perverso en términos de no dejar bases sólidas para la generación de empleo y de ingresos para la mayoría de la población y, en consecuencia, para la reducción de la pobreza y el mejoramiento de la calidad de vida de la mayoría de la población.

En síntesis, a lo largo de la historia económica del país no se logró constituir un Estado y un liderazgo social con previsiones hacia el futuro y con la capacidad de destinar o utilizar los excedentes para crear una riqueza renovable que permita el autosostenimiento del desarrollo económico, social y cultural en el largo plazo.



2. YPFB y el control de la cadena de la industria petrolera

Desde la fundación de YPFB¹, hasta la promulgación y aplicación de las leyes de Capitalización y de Hidrocarburos², es decir, durante 60 años, el circuito o la cadena hidrocarburífera estuvo bajo el control del Estado boliviano. Las diferentes leyes de hidrocarburos, antes de la del año 1996 –la de Gonzalo Sánchez de Lozada–, permitieron el desarrollo y consolidación del sector hidrocarburos bajo la dirección del Estado nacional.

En los 60 años señalados, las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera –la exploración y explotación de hidrocarburos (*Upstream*); las actividades posteriores de la cadena: refinación e industrialización, transporte, almacenaje (*Downstream*); y la exportación–, eran de propiedad del Estado nacional o estaban bajo la responsabilidad de su administración, cuyo representante institucional fue YPFB³.

1 Decreto Ley de 21 de diciembre de 1936.

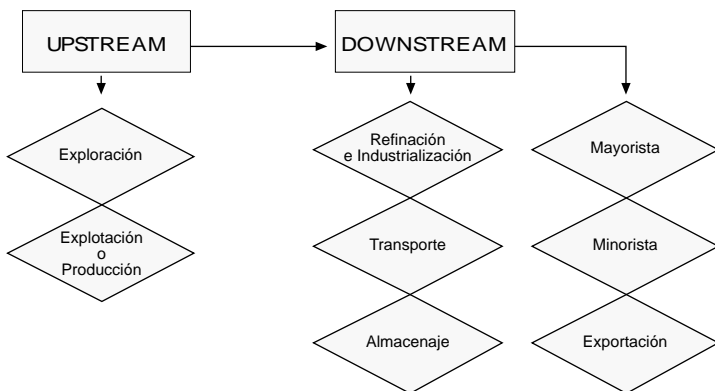
2 Ley de Capitalización N° 1554, 21 de marzo de 1994. Ley de Hidrocarburos N° 1689, 30 de abril de 1996.

3 El Upstream de la industria del petróleo y del gas son las actividades de exploración y explotación. El Upstream se traduce como «corriente arriba» o simplemente como “aguas arriba”, y abarca desde la exploración del terreno mediante procesos de sísmica, magnetometría o gravimetría, hasta la explotación o producción del reservorio el cual es limitado por uno o más campos (dependiendo la extensión del reservorio). En síntesis, el Upstream agrupa a las primeras fases de la industria petrolera, desde tener una cierta posibilidad de existencia de hidrocarburos en subsuelo hasta la producción de éstos en cantidades que sean económicamente aceptables a la inversión realizada por la empresa, y luego de la extracción del fluido de interés hasta boca pozo, el procesamiento que se debe realizar en una planta de tratamiento para primeramente extraer toda el agua producida junto con los hidrocarburos. Obtenido el gas denominado seco (sin rastros importantes de agua), se procede a la separación primaria de algunos componentes livianos (de bajo





Gráfico N° 2
Cadena Hidrocarburífera



Antes del proceso de Capitalización, la empresa petrolera estatal, respaldada en la Ley de Hidrocarburos N° 1194, del 1 de noviembre de 1990 (Cuadro N° 6), promulgada por Jaime Paz Zamora, suscribía con las empresas extranjeras – también llamadas “Contratistas”, Contratos de Operación o de Asociación para la fase de exploración y explotación por un tiempo máximo de 30 años. La exploración hidrocarburífera estaba sujeta a un programa de trabajo y de inversiones, al igual que las actividades de explotación. Los fundamentos centrales de esta ley señalaban que las reservas de gas natural eran de propiedad del Estado, principio que respetaba la filosofía de la Constitución Política del Estado.

En el proceso de explotación, los hidrocarburos producidos o definidos como descubrimiento comercial, también eran de propiedad de YPF. Las empresas extranjeras o Contratistas, de acuerdo a los Contratos de Operación, tenían dere-

peso molecular como el metano y el etano) pudiendo recuperarse pequeñas cantidades de GLP (mezcla de propano y butano) y gasolina para el autoabastecimiento de la planta. Las actividades del Downstream son la refinación, producción de derivados, comercialización y distribución y exportación.



cho a una retribución que consistía en la participación del 50% de la producción. Entonces, a YPFB y a la empresa Contratista les correspondía el 50% de la producción o de los excedentes hidrocarburíferos.

La comercialización y el transporte de líquidos y de gas se realizaban, exclusivamente, mediante la empresa estatal, porque las normas y acuerdos de comercialización en el mercado interno y externo estaban bajo la tutela de YPFB. Las empresas extranjeras o Contratistas no podían definir otro tipo de criterios o acuerdos de comercialización. El caso más relevante que ilustra esta situación es la exportación de gas a la República de la Argentina.

Para los fines del presente trabajo, es pertinente subrayar algunos aspectos centrales de esta ley –la N° 1194 del 1 de noviembre de 1990–: a) la propiedad de las reservas hidrocarburíferas era del Estado boliviano; b) cuando esas reservas eran declaradas comerciables, continuaban siendo del Estado, cuyo representante era YPFB; c) las empresas extranjeras o Contratistas tenían el derecho de disponer libremente el 50% de esta producción; d) la comercialización y el transporte se realizaban respetando los acuerdos suscritos por YPFB y a través de los ductos que eran de propiedad de esta empresa.

Este señalamiento es fundamental porque hace referencia a la propiedad y uso del excedente hidrocarburífero. El propietario de las reservas líquidas y del gas natural es el que extrae, transporta, comercializa y se queda con el producto de la venta, es decir, el que disfruta de los beneficios. En otras palabras, es propietario el que controla la generación, apropiación y uso del excedente. La ley de Hidrocarburos referida permitía que el Estado y las empresas extranjeras participen del beneficio del excedente en partes iguales. Por esta razón, es fundamental no sólo definir la propiedad de las reservas sino de la producción y del uso de sus beneficios.



Cuadro N° 6
Ley de Hidrocarburos N° 1194
1 de noviembre de 1990

<ul style="list-style-type: none">• Contratos de Operación:<ul style="list-style-type: none">– Firmados entre YPF y empresas extranjeras o “Contratistas”
<ul style="list-style-type: none">• Exploración:<ul style="list-style-type: none">– En base a un programa de trabajo e inversiones
<ul style="list-style-type: none">• Explotación:<ul style="list-style-type: none">– YPF es propietario de los hidrocarburos producidos– El Contratista tiene derecho a una retribución del 50% de la producción– Las reservas de gas natural son del Estado
<ul style="list-style-type: none">• Comercialización:<ul style="list-style-type: none">– La exportación de líquidos está exclusivamente a cargo de YPF; los Contratistas pueden hacer sólo eventualmente
<ul style="list-style-type: none">• Transporte:<ul style="list-style-type: none">– A cargo de YPF– El Contratista puede financiar y construir ductos para YPF
<ul style="list-style-type: none">• Contrato de Asociación:<ul style="list-style-type: none">– Se iniciaba como Contrato de Operación– Al efectuarse un descubrimiento comercial, YPF podía tomar o no su opción de asociación– Si no tomaba esta opción, continuaba el Contrato de Operación

3. Transferencia de excedentes de YPF al Tesoro General de la Nación (TGN)

La política de estabilización que se puso en marcha en agosto de 1985, debido a la hiperinflación imperante a inicios de la década del ochenta, financió los gastos públicos recurriendo a la transferencia obligatoria del 65% de los ingresos de YPF. Inicialmente, esta forma de financiar el gasto público fue propuesta como una medida eventual, hasta que se solucionara el deterioro de los ingresos tributarios. Para resolver otro de los graves problemas de ese momento, la evasión impositiva, se tenía una gran expectativa sobre los resultados de la aplicación de la Reforma Tributaria (Ley 843).



Los hechos, sin embargo, fueron más contundentes que las intenciones de los diseñadores y operadores de esa política: la transferencia de recursos de YPFB se constituyó en el principal soporte al Tesoro General de la Nación durante 12 años (Cuadro N° 7). Las repercusiones de esta política sobre la principal empresa estatal, por supuesto, fueron drásticas. YPFB no tuvo posibilidades de destinar recursos financieros para las diferentes actividades petroleras, en especial para la exploración de nuevos yacimientos, explotación de los existentes e inversión y mejora de los procesos de transporte y comercialización.

Es pertinente resaltar, sin embargo, que a pesar de las drásticas restricciones que se impuso a la empresa estatal del petróleo, los Contratos de Operación que administraba YPFB permitieron el descubrimiento de importantes reservas de gas natural que, en la actualidad, como veremos más adelante, aparecen como uno de los principales logros del proceso de Capitalización.

Cuadro N° 7
Transferencia de Excedentes de YPFB
 (en Millones de dólares americanos)

Años	Aportes
1985	270.8
1986	163.8
1987	245.8
1988	292.8
1989	275.3
1990	350.2
1991	416.7
1992	365.6
1993	397.0
1994	325.0
1995	343.9
1996	365.8
1997	154.7



1998	149.4
1999	139.0
2000	15.2
2001	0.0
TOTAL	4270.9

Fuente: 1985-1989: Ramos Pablo: Los recursos hidrocarburíferos en la economía Boliviana, en Revista de Sociología No. 22, UMSA, 2001. 1990-2001: Ministerio de Hacienda, 2001.

Entre 1985 y 1996, YPFB transfirió al TGN la suma de 3.812,6 millones de dólares americanos, casi el doble de la suma comprometida por el proceso de Capitalización que, en cifras globales, ascendió a 1.700 millones de dólares. Esa suma –la que YPFB transfirió al TGN–, además, es superior a la inversión realizada por las empresas petroleras extranjeras a partir de 1997, como se analizará en capítulos posteriores. Hasta el año 2000, YPFB transfirió 4.270,9 millones de dólares al TGN, a un promedio anual de 266,9 millones de dólares.

Estas cifras dan una idea exacta de la descapitalización que sufrió YPFB a partir de agosto de 1985 y desmienten la supuesta ineficiencia de la empresa estatal endilgada por el discurso neoliberal. La debilidad y fragilidad de YPFB se debieron a la transferencia directa a la que estaba obligada por el Poder Ejecutivo. Si esos millones de dólares transferidos al TGN hubieran tenido destinos productivos, es decir, dirigidos a la exploración, explotación, mejora del transporte y otros, la situación de YPFB hubiera sido cualitativamente diferente.

4. Inversiones en exploración y explotación

El desmoronamiento económico de YPFB es uno de los altos costos que pagó el país por el proceso de estabiliza-



ción financiera. A pesar de ello, la empresa estatal todavía tuvo posibilidades para descubrir pozos petroleros como los de San Antonio y San Alberto, que más tarde tendrán una importancia trascendental como los reservorios más significativos de gas natural. Entre 1990 y 1996, a pesar de su precariedad financiera, YPFB y las empresas extranjeras destinaron a las actividades de exploración y explotación la suma de 515 millones de dólares, cerca de 74 millones de dólares cada año (Cuadro N° 8).

Cuadro N° 8
Inversiones en Exploración y Explotación
(en Millones de dólares americanos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Exploración	23.02	52.91	68.49	43.49	31.35	66.56	69.81
Explotación	20.08	20.66	13.99	7.30	25.19	43.43	29.22
TOTAL	43.10	73.57	82.48	50.80	56.53	109.99	99.04

Fuente: Informe Mensual Diciembre 2001. YPFB.

5. Exportación de gas natural a la Argentina

Simultáneamente a la descapitalización de YPFB, los contratos de venta de gas promovidos por esta empresa permitieron la exportación de significativas cantidades de gas natural al mercado argentino. El 21 de abril de 1968, Bolivia y Argentina suscribieron un contrato de venta de gas natural. La venta se inició en 1972 y el contrato expiró el 31 de agosto de 1999. Durante esos 27 años, Bolivia exportó gas a la Argentina por un valor de 4.562,40 millones de dólares (Cuadro N° 9). Es importante resaltar que estos recursos tampoco contribuyeron, significativamente, al potenciamiento de la empresa. La mayor parte de estos recursos se dedicaron a cubrir los gastos corrientes del TGN y al pago de la deuda externa.



Cuadro N° 9
Exportación de Gas Natural a Argentina

Años	Cantidad MPC	Valor (Mill. dólares americanos)
1972-1999 (28 años)	1,866,179,332.386	4,562.4

Fuente: Informe Mensual Diciembre 2001. YPFB

Los precios de exportación tuvieron oscilaciones significativas a lo largo de esos 27 años. El punto más alto fue de \$us4,46 el millar de pies cúbicos y el más bajo se produjo a partir de 1987 cuando se acordó sujetar los precios a una fórmula vinculada a los precios de los combustibles Rotterdam, Amsterdam y Mediterráneo, y a un factor de corrección “k” de 0,87. Este último factor, al ser menor a la unidad, penalizaba el gas boliviano.

En 1992 los presidentes Jaime Paz Zamora y Carlos Menem suscribieron un acuerdo modificadorio del contrato, esta vez de “borrón y cuenta nueva”. A través de ese acuerdo, Bolivia condonaba a Argentina 300 millones de dólares provenientes de facturas pendientes de pago por la exportación de gas. A cambio, el vecino país cancelaba una deuda de 800 millones de dólares originada, principalmente, en el gobierno militar de Luis García Meza⁴.

Este acuerdo de “borrón y cuenta nueva” es un claro y reciente ejemplo del despilfarro de los recursos naturales, sometidos a los vaivenes coyunturales de la política interna del país. A fin de cuentas, el contrato de exportación de gas a la Argentina arroja un cuadro bastante desalentador: a) a lo largo de 27 años, los volúmenes y valores de exportación bajaron ostensiblemente; b) durante todo ese periodo, ni

4 Villegas Q. Carlos: *La negociación de la deuda externa en el último tercio del Siglo XX, en la Deuda Externa en Bolivia, 125 años de renegociaciones y ¿cuántos mas?*, CEDLA, La Paz, 2001.





los gobiernos ni los empresarios nacionales lograron definir estrategias que le permitieran al país articularse a la economía del gas a través de la diversificación de productos relacionados con este hidrocarburo; c) los ingresos obtenidos por la exportación se destinaron a cubrir los gastos corrientes y al pago de la deuda externa, no contribuyeron al mejoramiento de las condiciones productivas del país ni al bienestar de la población; d) los departamentos productores de hidrocarburos percibieron regalías que tampoco tuvieron un uso apropiado, es decir, la mejora de la actividad económica y social regionales.

Este balance negativo de la primera experiencia exportadora de gas natural en el país exige la definición de políticas nacionales congruentes, acordes a los intereses de las regiones productoras, de manera que los actuales contratos de exportación de gas a Brasil, y probablemente a Estados Unidos, no nos entreguen un cuadro desalentador como el que arroja, en términos globales, la venta de gas a Argentina.





CAPÍTULO III

Reforma institucional: aprobación de nuevas normas legales y los derechos de propiedad

En este capítulo se analizarán los cambios en las normas jurídicas acontecidos en Bolivia en el marco de la aplicación del Programa de Ajuste Estructural, en particular en el sector hidrocarburífero. La hipótesis que se pretende demostrar es que la nueva institucionalidad erigida bajo el concepto de los derechos de propiedad significó la privatización del excedente económico, materializado en el petróleo y el gas natural, beneficiando a las empresas transnacionales en detrimento de los intereses de la sociedad boliviana.

1. El neoinstitucionalismo y los derechos de propiedad

Desde 1985 Bolivia vive un escenario de cambios profundos. A partir de ese año está vigente un conjunto de programas dirigidos a la estabilización económica y financiera del país. El balance de estos cambios arroja, hasta el momento, resultados relativamente exitosos. Si bien la tasa de inflación promedio anual durante este periodo no rebasó el 3%, la crisis que se vive desde 1998 manifiesta un profundo desequilibrio en las finanzas públicas.



Como parte sustancial del proceso de cambios iniciados en 1985 se promulgaron y se pusieron en vigencia una serie de disposiciones legales que implicaron la actualización del marco jurídico nacional, es decir, otras reglas del juego y otras organizaciones en función de las necesidades de los objetivos del neoliberalismo, en particular de la privatización, desregulación y suscripción de acuerdos con organismos multilaterales como el Banco Mundial (BM), el Fondo Monetario Internacional (FMI), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento (CAF).

Bajo estas orientaciones, se erigió en el país un nuevo marco jurídico que norma el funcionamiento de la industria petrolera, siempre en base a la consideración de que las empresas estatales, en este caso Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), son ineficientes y medran del Presupuesto General de la Nación (PGN). La lógica de este nuevo marco jurídico descansa en la definición de que el PGN estaba hecho para transferir recursos que permitan cubrir el supuesto déficit recurrente de las empresas estatales. En el caso de YPFB, sin embargo, la realidad era otra: YPFB era la empresa estatal más eficiente y generadora de excedentes económicos que constituían la fuente principal del presupuesto nacional.

Como señala Douglass North, “los mercados económicos eficientes son aquellos en donde los costos de transacción y de transformación¹ son muy bajos, por lo tanto, son mercados que funcionan bien y son competitivos” (North, 49, 1998). De acuerdo a la visión del neoliberalismo y de sus operadores internos, YPFB no reunía estas condiciones, puesto que sus costos de transacción y de transformación eran altos. Los mercados eficientes, reza el discurso neoliberal, requieren cos-

1 Costos de transacción son los costos de establecer y medir los atributos de la producción y los costos de la obligación al cumplimiento de acuerdos entre los participantes. Los costos de transformación son los costos de producción.

tos de transacción y de producción bajos, sólo así serían competitivos. Para tal efecto, se necesitan instituciones, reglas del juego, actores y organizaciones compatibles y funcionales a tal finalidad. Las instituciones que respaldaban el funcionamiento del Estado de Bienestar, por supuesto, no guardan relación con las exigencias de generar un mercado competitivo.

Otra justificación relevante del Programa de Ajuste Estructural señala que las empresas estatales no tienen capacidad de ahorrar e invertir en las actividades concernientes, es decir, no aportan en forma significativa al proceso de acumulación de capital. En síntesis, el neoliberalismo considera que la propia estructura de las empresas del Estado hace que sean ineficientes. Bajo estas premisas, la teoría de los derechos de propiedad, según el enfoque neoinstitucionalista, postula “que los derechos son instituciones decisivas en la formación de los incentivos para invertir, ahorrar e innovar. Los derechos de propiedad son, probablemente, las instituciones más relevantes en lo que se refiere a la asignación y uso de recursos disponibles en una sociedad” (Ayala, 213, 2000). Las empresas privadas, nacionales y/o extranjeras, por tanto, son las que tienen las mejores posibilidades de realizar inversión, ahorro e innovación.

Queda claro, entonces, que el derecho de propiedad –bajo el razonamiento del enfoque neoinstitucionalista– es uno de los instrumentos más valiosos para la asignación de recursos. En la medida en que se obtiene ese derecho sobre algunos recursos, el propietario tiene la posibilidad de utilizarlos de la mejor forma que crea conveniente, es decir, que puede producir y comercializar esos recursos sin restricciones de ninguna naturaleza. Este es, en apretada síntesis, el meollo del enfoque neoinstitucionalista del derecho de propiedad.

Con el ánimo de contraponer una mirada más amplia del derecho de propiedad, citamos a Furibotn y Pejovich: “Los derechos de propiedad –señalan estos autores– son un sistema de derechos que pueden describirse como el

conjunto de relaciones económicas y sociales que definen la posición de cada individuo con respecto a la utilización de recursos escasos” (Ayala, 214, 2000). Como se observa, esta es una definición mucho más abarcadora del derecho de propiedad porque no sólo incorpora a las empresas, sino a los individuos, en el sentido de que éstos también deben gozar del derecho de propiedad en un contexto en el cual prevalecen los recursos escasos. La amplitud de esta definición, además, muestra su consistencia al expresar que la inexistencia de marcos institucionales apropiados para la propiedad privada diluye la motivación individual e impiden mejoras en la productividad. En consecuencia, el enfoque de Furibotn y Pejovich está bastante relacionado con aquellos teóricos que plantean que una sociedad integrada por individuos requiere motivaciones e instituciones que permitan mantener y fomentar la propiedad privada, la eficiencia y la productividad.

Frente a este tipo de postulados más amplios e integrales de los derechos de propiedad, la visión neoinstitucionalista –enmarcada en el discurso neoliberal– sostiene que el diseño, la aprobación e implementación de esos derechos son resultado exclusivo de la participación activa de los agentes y organizaciones privados. Bajo estas premisas, el Estado sólo es “una organización que proporciona un sistema legal que permita definir, mantener y hacer cumplir los derechos de propiedad” (Ayala, 214, 2000). Bajo este esquema, el Estado debe jugar un papel central en la redefinición de roles de aquellas instituciones que apoyan esta manera de concebir los derechos de propiedad.

En los últimos 20 años, en América Latina, y en particular en Bolivia, se realizaron mutaciones significativas en el orden institucional permitiendo el tránsito de una sociedad inmersa en un proceso de sustitución de importaciones a otra en la cual prima la economía abierta. Así se diseñaron, aprobaron e implementaron nuevas reglas del juego, y se

incorporaron nuevas organizaciones o actores, en especial las empresas transnacionales, todo en el marco del proceso de redimensionamiento de los estados nacionales.

El redimensionamiento del Estado en Bolivia erigió una nueva institucionalidad cuyo objetivo central es apuntalar una economía de libre mercado. Desde agosto de 1985 se promulgaron un conjunto de leyes y decretos que soportaron, por una parte, la estabilidad económica y financiera y, por otra, las reformas estructurales que se asociaron con los derechos de propiedad a favor de las empresas transnacionales, en especial en las actividades vinculadas a telecomunicaciones, transporte aéreo, ferroviario, energía eléctrica, industria del petróleo, sistema bancario, agricultura capitalista e industria manufacturera.

2. Los derechos de propiedad en la Ley de Hidrocarburos N° 1194

El 1 de noviembre de 1990, durante el gobierno de Jaime Paz Zamora (1989-1993), se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1194. Esta ley, que normó el comportamiento de la industria petrolera en el periodo 1990-1996, tenía una doble orientación: estatal porque YPFB podía actuar en las distintas fases de la cadena hidrocarburífera, y privada en el sentido en que generaba condiciones para el ingreso e instalación de empresas transnacionales.

Respecto a los derechos de propiedad, la mencionada Ley, en su Capítulo I, señala: “De conformidad a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado en su Artículo 139, los yacimientos de hidrocarburos, cualesquiera que sea el estado físico en que se encuentren o forma en que se presenten son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conceder la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”.

En el mencionado Artículo 139 de la Constitución Política del Estado se afirma: “Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que 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 la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley”.

Como se observa, existe una total correspondencia entre la Constitución Política del Estado y ley N° 1194. Esta última, establecía claramente el principio fundamental de los derechos de propiedad sobre los recursos hidrocarburíferos: son de dominio exclusivo del Estado boliviano.

La ley N° 1194 permitía dos tipos de contratos, los de Operación y los de Asociación.

2.1 Contratos de Operación

De acuerdo al Artículo 29 de la ley N° 1194, el Contrato de Operación “es aquel por el cual el Contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, las operaciones correspondientes a las fases de exploración y /o explotación dentro del área materia del contrato, bajo el sistema de retribución a que se refiere la presente Ley en caso de ingresar a la fase de explotación”.

“Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos –continúa el mencionado artículo– no estará obligada a efectuar inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados relacionados con el contrato, debiendo ser exclusivamente el Contratista quien

aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros elementos requeridos para el fiel y estricto cumplimiento del contrato”.

Quedaba así establecido que el Estado boliviano no estaba obligado a efectuar inversiones en la fase de exploración, es decir, cuando se realizan las respectivas prospecciones de reservas hidrocarburíferas. La duración del Contrato de Operación, definida Artículo 32 de la ley, era de “treinta (30) años improrrogables, computables a partir de la fecha de suscripción de la escritura pública pertinente”.

Otro aspecto destacable de la ley es el referido al pago de multas por parte del Contratista cuando incumplía sus compromisos contractuales: “Si el Contratista antes de haber cumplido parcial o totalmente las obligaciones contractuales de la fase exploratoria, decidiera no continuar el contrato, o si vencido el periodo exploratorio no hubiese cumplido parte o la totalidad de las obligaciones contractuales, pagará a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos el importe de los trabajos programados y no realizados de acuerdo a las estipulaciones del contrato, pudiendo deducir solamente los gastos efectivamente realizados en actividades concluidas de acuerdo a programa”.

Respecto de la relación entre YPFB y las empresas contratistas, cuando estas últimas ingresaban a la fase de producción, previa declaratoria de los campos descubiertos como comerciables, los artículos 41 al 53 de la Ley 1194 establecen esa relación y la retribución que obtienen las empresas. El Artículo 41 determina que “una vez iniciada la producción, el Contratista está obligado a entregar, en propiedad, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la totalidad de los hidrocarburos producidos, con la única excepción de los volúmenes efectivamente utilizados en producir los mismos”. En consecuencia, las empresas contratistas tenían la obligación de entregar toda la producción de gas natural y líquidos a YPFB.

El Artículo 42, por su parte, señala: “Del total de la producción recibida por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, el Contratista tiene derecho a una retribución que será establecida en el Contrato pertinente”. Quedaba establecido así, que la inversión realizada por las empresas se retribuía en especie y de acuerdo al contrato, es decir, que YPFB entregaba una parte de la producción para que los contratistas puedan recuperar sus gastos y obtener ganancias.

En la fase de exploración y/o explotación el Contratista tenía la obligación de pagar regalías e impuestos, tal como indica el Artículo 43: “El Contratista estará sujeto al pago de los impuestos y regalías a que se refieren los artículos 73 y 74, correspondientes a su retribución (...). Para este efecto, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos retendrá los volúmenes necesarios para el pago de los Impuestos y Regalías según el Artículo 73, correspondientes a la retribución del Contratista (...)”.

Una vez canceladas las regalías y participaciones, las empresas contratistas, como ya se ha señalado, recibían en especie la parte que les correspondía como retribución. El Artículo 44 así lo determina: “Habiendo retenido Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos los impuestos y regalías correspondientes a la retribución del Contratista según lo estipulado en el Artículo 43 de esta Ley, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos entregará al Contratista de acuerdo a contrato los porcentajes en especie de la totalidad de los hidrocarburos así medidos y recibidos según el Artículo 41 de esta Ley, como retribución neta y único pago por las operaciones realizadas”.

“El porcentaje de esta retribución neta y único pago –continúa el Artículo 44–, estará claramente indicado en forma literal y numérica en el respectivo Contrato. Los contratos deberán establecer, por acuerdo de partes, un sistema de bonificación a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en función del incremento de la producción y/o de los precios en el mercado internacional”.



Distribuida de esta manera la parte que le corresponde a la empresa Contratista, el saldo beneficiaba íntegramente al Estado boliviano, a través de YPFB, tal como señala el Artículo 45 de la Ley 1194: “Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos retendrá a favor suyo, sin pago alguno de su parte, los volúmenes convenidos contractualmente en calidad de participación y será expresado en un porcentaje de la totalidad de los hidrocarburos así medidos y recibidos”.

El remanente retenido por YPFB, a su vez, se distribuía como lo señala el Artículo 47: “El respectivo porcentaje de la totalidad de los hidrocarburos medidos que queda después del pago al Contratista, a que se refiere el Artículo 44 de esta Ley, será retenido en especie por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y comprenderá:

- a) La porción retenida en especie equivalente a los Impuestos y Regalías del Contratista como se estipula en el Artículo 43 de esta Ley.
- b) Los Impuestos y Regalías correspondientes a la participación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
- c) Participación neta de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos”.

En consecuencia, YPFB estaba obligada a pagar los impuestos y regalías de los contratistas, y la parte que le correspondía.

2.2 Contratos de Asociación

El Artículo 54 de la Ley 1194 determina la relación de YPFB con las empresas contratistas en el marco de los llamados Contratos de Asociación: “Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos podrá realizar las fases de exploración y/o explotación de la industria de hidrocarburos, en forma conjunta con terceros, mediante Contratos de Asociación. La



participación de YPFB se efectuará a su sola opción y voluntad, en el desarrollo y explotación de cualquier descubrimiento que el Contratista declare comercial y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos así lo acepte, gozando de los derechos y obligaciones del Contratista”.

A través de esta figura jurídica YPFB tenía la posibilidad de asociarse con las empresas extranjeras (los Contratistas). La forma de hacerlo se describe en el Artículo 57 de la ley: “Una vez declarado comercial el descubrimiento, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos podrá ejercer su opción para asociarse, en cuyo caso deberá reembolsar al Contratista o Asociado, la cuota parte de los costos directos de exploración, efectuados por el Contratista o Asociado hasta la declaratoria de comercialidad del campo”. YPFB, además, por razones justificadas, podía no asociarse a una empresa Contratista, una opción que queda explícita en el Artículo 59 de la ley: “Si Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, no ejerce su opción de asociarse, el Contrato de Asociación preverá que el asociado pueda desarrollar y explotar el yacimiento bajo la modalidad de Contrato de Operación”.

Por otra parte, la Ley 1194 establecía que YPFB también podía rubricar Contratos de Asociación para otras fases de la cadena hidrocarburífera, en especial para las que están incluidas en el Dowstream (refinación, industrialización y comercialización). Al respecto, el Artículo 69 indica textualmente: “Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos también podrá suscribir contratos de Asociación con personas naturales y/o jurídicas, nacionales o extranjeras, para la ejecución de las fases de refinación, industrialización y comercialización (...). Estos contratos de Asociación se registrarán exclusivamente al régimen impositivo y no al régimen tributario contenido en la presente Ley que registrará para los contratos de Asociación y Operación en las fases de exploración y explotación”.

La principal conclusión que se extrae de la Ley de Hidrocarburos N° 1194, vigente hasta 1996, es que en ella

queda explícitamente establecido que el Estado boliviano mantiene los derechos de propiedad sobre los recursos hidrocarburíferos. Respecto de los Contratos de Operación y de Asociación, debe señalarse que arrojaron resultados significativos. Permitieron, por una parte, el ingreso de empresas petroleras extranjeras de diverso origen –en especial de Estados Unidos y de Brasil– y, por otro, impulsaron el descubrimiento de varios campos y yacimientos, entre ellos los de San Alberto y San Antonio. En la actualidad, quien ejerce los derechos de propiedad sobre estos importantes campos es la empresa brasileña Petrobras, cuya presencia en Bolivia se debe, precisamente, a un Contrato de Operación suscrito con YPF.

3. Los derechos de propiedad y la nueva institucionalidad

3.1 La Inversión Extranjera Directa

En la década de los años 60 y 70 las empresas transnacionales tenían fuertes limitaciones para participar e invertir en sectores vinculados a los recursos naturales y los servicios. Eran tiempos en los que la propuesta política vigente privilegiaba la intervención estatal en los dos sectores mencionados. Se consideraba que sólo el Estado era capaz de controlar la generación y el uso del excedente económico, en especial para expandir una estrategia económica que permita la mayor independencia de los países.

A partir de la década de los años 80, debido a la globalización y al papel protagónico que asumen las empresas transnacionales en este proceso, se levantan las restricciones y se generan disposiciones y normas legales de carácter nacional cuya finalidad fue permitir a estas empresas acceder a esos dos importantes sectores: recursos naturales y servicios.

A partir de la ola privatizadora que nace en América Latina en los mencionados años 80, las empresas transnacionales se asentaron en varios sectores estratégicos de la economía de la región: minería, hidrocarburos, agricultura, comercio, transporte aéreo, transporte ferroviario, telecomunicaciones, electricidad, carreteras, finanzas y seguros. La presencia de estas empresas en países como Argentina, Chile, México, Perú y otros, se explica por su interés en la diversificación de sus actividades y en el ofrecimiento de tasas de ganancia significativas².

Bolivia, en ese contexto, no era considerada como plaza importante para la radicatoria de la Inversión Extranjera Directa (IED). Las leyes nacionales y las que regían el comportamiento del Pacto Andino –especialmente la denominada “Decisión 291”– no permitían a las empresas transnacionales la explotación y producción de recursos naturales. Otro aspecto que no generaba condiciones favorables para la captación de la inversión extranjera en nuestro país era la limitada dimensión del mercado. En otros países latinoamericanos, especialmente en aquellos cuyo mercado estaba en proceso de expansión –Brasil, México y Argentina–, las empresas transnacionales se constituyeron en principales actores de inversión en la industria manufacturera.

Desde mediados de los años 80, simultáneamente a la aplicación del Programa de Ajuste estructural, en Bolivia se promulgaron una serie de disposiciones legales orientadas a facilitar el ingreso de la Inversión Extranjera Directa. Lo propio aconteció en los países que integran la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y, de esta manera, se concedieron facilidades a las empresas transnacionales para su radicatoria en cualquier sector económico de la región. Como resultado de estas decisiones, en el primer quinquenio de la década de los

2 NNUU, 1996.

años 90, la presencia de la inversión extranjera era notoria y de significativa importancia.

Tres factores determinantes posibilitaron el aterrizaje de la IED en Bolivia: a) la rentabilidad que ofrecen dos sectores tradicionales de atracción de capital extranjero: recursos naturales y servicios; b) las garantías de seguridad ante eventualidades políticas establecidas en las nuevas normas y disposiciones legales; y c) las posibilidades de firmar contratos de riesgo compartido con empresas nacionales de notorio prestigio y reputación.

Uno de los primeros impactos de la presencia de la IED en el país es el creciente grado de internacionalización de la economía nacional en ámbitos concretos como el del comercio exterior y la inversión sectorial. Este fenómeno se produce porque las decisiones de inversión y financiamiento de las empresas recientemente establecidas en Bolivia – todas ellas filiales de grandes transnacionales que operan en el mundo– dependen de las políticas de su casa matriz y de las condiciones prevalecientes en los países donde están asentadas. Así, por ejemplo, en materia de financiamiento, estas empresas recurren al crédito en aquellos países donde las condiciones son más favorables. Este tipo de decisiones y, en general, las políticas de estas empresas, impactan en el escenario económico nacional y, a su vez, las políticas nacionales repercuten en los planes que toman los nuevos agentes productivos.

En el ámbito institucional específico de este trabajo, el hidrocarburífero, los gobiernos de Paz Zamora (1989-1993) y de Sánchez de Lozada (1993-1997) crearon las condiciones favorables para el ingreso de capitales extranjeros. El aparato jurídico creado con ese propósito abarca diferentes dimensiones y se expresa, fundamentalmente, en cuatro leyes y un Decreto Supremo: Ley de Inversión, Ley de Capitalización, Ley de Hidrocarburos, modificaciones introducidas en el sistema tributario (Ley 843) y el decreto N° 24806.

3.2 Ley de Inversión

Como se ha señalado en este trabajo, para hacer posible la presencia y el ingreso de empresas transnacionales en el país se requirió elaborar y aprobar una serie de disposiciones legales. Este proceso se inicia durante la administración de Jaime Paz Zamora, periodo gubernamental en el que se aprueba y promulga, el 17 de septiembre de 1990, la Ley de Inversiones N° 1182 cuya filosofía es concederle a la empresa extranjera el mismo tratamiento que reciben las empresas nacionales. A partir de esta ley, las empresas extranjeras operan en el país bajo las mismas condiciones que las empresas nacionales, su contenido y orientación dejan atrás las restricciones prevalecientes en épocas anteriores y permiten la presencia indiscriminada de capitales extranjeros en todos los sectores económicos del país, la remisión de utilidades sin cortapisas y la libertad irrestricta para su accionar económico.

La Ley de Inversiones, en sus aspectos más relevantes, establece una estructura impositiva universal, es decir que la inversión nacional y extranjera reciben el mismo tratamiento, ambas están obligadas a cumplir las disposiciones tributarias nacionales. Se determina, por otra parte, la plena libertad cambiaria, lo que quiere decir que el precio de las divisas están sujetas a las fuerzas del mercado. También se dispone –y éste es quizás el apartado más sobresaliente– el libre movimiento de capitales que consiste en la inexistencia de restricciones para el ingreso y salida de éstos. En esa misma dirección, se establece la plena libertad para la remisión de utilidades, dividendos e intereses. Asimismo, se establece la libre convertibilidad de la moneda y la dolarización del sistema económico nacional.

En el marco de la asignación de nuevas funciones para el Estado, la mencionada ley prohíbe las garantías o avales estatales a los contratos de crédito externo o interno suscritos

por inversionistas nacionales o extranjeros. En otro ámbito, la ley también ratifica el concepto de la flexibilización del mercado del trabajo vigente desde 1985, con la promulgación del Decreto Supremo 21060, que consiste en dar libertad a los empresarios para contratar o rescindir contratos de trabajo. Todas estas decisiones legales no sólo diseñaron un nuevo marco legal en el país, sino que generaron las condiciones para el desenvolvimiento de la empresa privada nacional y/o extranjera.

La Ley de Inversión de Paz Zamora, vigente todavía en el país, tiene un conjunto de aspectos similares a los de otros países de América Latina: liberalización de las condiciones de ingreso, remesa de utilidades, estabilidad impositiva y arancelaria, y el principio de no discriminación con relación al empresariado nacional³. Por supuesto, y ya en el ámbito específico del mercado hidrocarburífero, este conjunto de medidas no debería llamar la atención porque las grandes empresas petroleras requieren el mismo marco jurídico en todos los países para realizar sus operaciones.

3.3 Ley de Capitalización

En la primera gestión gubernamental de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997) se elaboraron y aprobaron leyes y decretos principalmente orientados a beneficiar la inversión extranjera que capitalizó a las empresas estatales. Entre esas normas, debemos citar la Ley de Capitalización N° 1544, la Ley de Hidrocarburos N° 1689, la Ley de Regulación Sectorial (Ley SIRESE), las modificaciones introducidas en la legislación tributaria (Ley 843), las leyes de Electricidad y de Telecomunicaciones, y el nuevo Código de Minería.

3 Idem: Moguillansky G. y Bielschowsky R.

En el ámbito internacional, y con el objeto de conceder todas las garantías que requiere la presencia del capital extranjero en nuestro país, especialmente para evitar la nacionalización de esos capitales, el gobierno de Sánchez de Lozada suscribió contratos de garantía con el Organismo Multilateral de Garantías de Inversiones (OMGI) del Banco Mundial, con el Centro Internacional de Arreglos y Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) y con la Corporación de Inversiones Privadas en el Extranjero (OPIC) del gobierno de Estados Unidos.

El 21 de marzo de 1994, el gobierno de Sánchez de Lozada promulgó la Ley de Capitalización N° 1544. El proceso de capitalización de las empresas públicas consistió en la selección de una empresa extranjera que aporte un monto de recursos financieros equivalente al valor de las empresas públicas. La característica principal de este proceso es que ese aporte se utilizaría, exclusivamente, en la misma empresa, a través de proyectos de inversión que permitan dinamizar la acumulación y la expansión de estas unidades económicas. Para llegar a este punto culminante, la Capitalización requirió la consolidación de dos fases precedentes y sucesivas, y de mecanismos que aseguren su operatividad:

- a) **Constitución de Sociedades de Economía Mixta.** Se emitieron acciones equivalentes al valor de la empresa estatal, con una peculiaridad: la incorporación de los trabajadores como propietarios de una alícuota parte del paquete económico accionario cuyo promedio no rebasó el 2%; el remanente accionario pasó a propiedad de la empresa estatal.
- b) **Constitución de Sociedades Anónimas.** La capitalización propiamente dicha consistió en la aceptación y compromiso de una empresa extranjera a invertir –en la empresa estatal– un monto equivalente al valor en

libros o de mercado de dicha empresa estatal. Por esa inversión se le concedió –de facto– a la empresa extranjera, la propiedad del 50% del paquete accionario y la administración integral de la nueva empresa ya capitalizada, de acuerdo a las bases y cláusulas estipuladas en el Contrato de Administración suscrito con las instancias pertinentes del gobierno. Las empresas extranjeras se comprometieron a invertir los recursos de acuerdo a un cronograma de inversiones.

- c) **La propiedad del otro 50% del paquete accionario** se distribuyó, por una parte, entre los trabajadores que posibilitaron la conformación de las sociedades de economía mixta (el mencionado tope del 2%) y, por otro lado, el saldo –el 48% del paquete accionario total–, pasó a propiedad de los bolivianos mayores de edad al 31 de diciembre de 1996, de acuerdo a disposiciones legales vigentes, Ley de Capitalización y Ley de Pensiones. La administración de estas acciones está bajo la responsabilidad de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFPs).

3.4 Estrategia de Capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Durante 1995 y 1996, el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada concentró su gestión en la capitalización de las principales empresas estatales, entre ellas YPF. Con la capitalización de estas empresas, emerge en el país un nuevo agente económico –las empresas capitalizadas– como resultado de los ofrecimientos y condiciones ventajosas que ofreció el gobierno, entre ellos, la alta rentabilidad de las empresas, mercados cautivos y normas legales nacionales e internacionales favorables.

En el caso específico de la industria petrolera, con la Ley de Capitalización se inicia el proceso de fraccionamiento de la cadena productiva hidrocarburífera. Este proceso permite la

entrega de las actividades de exploración, explotación (producción) y transporte a empresas extranjeras. Para hacer posible este proceso, y con la finalidad de atraer capital extranjero e inducir a la competencia posterior, la estrategia de capitalización de YPFB consistió en la creación de tres unidades: dos unidades de exploración y producción (Chaco y Andina) y una unidad de transporte (Transredes) (Cuadro N° 10).

Cuadro N° 10
Estrategia de Capitalización de YPFB

UNIDADES	EMPRESAS ADJUDICATARIAS	VALOR CAPITALIZACIÓN (Dólares americanos)
Unidad de Exploración y Producción: Empresa Petrolera Chaco	Amoco Bolivian Petroleum Company	306,667,001
Unidad de Exploración y Producción: Empresa Petrolera Andina	Empresa Petrolera Andina	264,777,021
Unidad de Transporte: Transredes Transporte de Hidrocarburos	Enron Transportadora Bolivia Shell Overseas Holding Ltda.	263,500,000
TOTAL		834,944,022

Como se observa en el Cuadro N° 10, la capitalización de YPFB permitió la significativa presencia de empresas transnacionales de Estados Unidos y de inversión extranjera proveniente de Argentina. En el primer caso Amoco Bolivia Petroleum Co. y Enron-Shell Overseas Holding Ltd., con una inversión mayor a 570 millones de dólares, y en el segundo caso, YPF S.A.-Perez Company-Pluspetrol con una inversión superior a los 260 millones de dólares.

La explicación de la presencia de capitales argentinos en nuestro país podría orientarse a la necesidad de ese país de articular un proyecto de exportación de gas natural. Dicho proyecto, sin embargo, sólo será posible en la medida en que

la empresa privada argentina tenga presencia en las unidades de producción de YPFB.

Un análisis más global del perfil que expresa la presencia de inversores como los dos señalados, nos indica que, en el futuro, la Inversión Directa Extranjera en Bolivia estará fuertemente sujeta a la proveniente de Estados Unidos y de los países latinoamericanos limítrofes.

No es menos importante destacar que el tipo de las inversiones hasta ahora realizadas y analizadas, no garantiza un cambio cualitativo del perfil de la producción y la exportación que han caracterizado la historia económica de nuestro país. Por lo que se observa, Bolivia continuará profundizando las bases de la competitividad espúrea, es decir, el aprovechamiento simultáneo de la explotación de los recursos naturales y la baratura de la fuerza de trabajo.

La historia económica del país repetirá los viejos moldes del pasado si es que los gobiernos mantienen una actitud pasiva respecto de la inversión extranjera. Una postura distinta es posible en la medida en que se diseñe e implemente una Estrategia de Desarrollo que, a partir de la explotación de recursos naturales, le asigne a la Inversión Extranjera Directa el compromiso de colocar al mercado interno o externo productos que incorporen valor agregado. El camino contrario, reproduciría la vulnerabilidad externa que caracteriza a nuestro país y a la mayoría de los países de América Latina y, asimismo, ratificaría que este nuevo modelo de desarrollo —el de la globalización o mundialización de la economía— se basa, como los modelos del pasado supuestamente superados, en la explotación y producción de recursos naturales.

3.5 Ley de Hidrocarburos N° 1689

El 30 de abril de 1996, el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1689. El Artículo 1 de esa ley señala textualmente:

“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 la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”. Como se advierte, este artículo reconoce que el Estado ejerce derechos de propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos. Un decreto del mismo gobierno, sin embargo, y como se analizará más adelante, transfiere esos derechos a favor de las empresas extranjeras.

En comparación con la Ley de Hidrocarburos N° 1194 de la gestión de Paz Zamora, la de Sánchez de Lozada incorpora cambios sustanciales. En primer lugar, establece que en las áreas de exploración, explotación y comercialización, YPFB firmará, necesaria y únicamente, contratos de Riesgo Compartido. Respecto del transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes, el mismo Artículo 1 de la nueva ley determina que tales procesos serán “objeto de concesión administrativa, por tiempo limitado, a favor de personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, por la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)”. Queda claro, entonces, que YPFB queda excluida de estas fases de la cadena hidrocarburífera.

Fenómeno similar ocurre en el caso de la refinación e industrialización de hidrocarburos, y en la comercialización de sus productos. Estas actividades, de acuerdo al Artículo 44 de la ley de Sánchez de Lozada, “es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, mediante su registro en la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades”. Queda claro, una vez más, que las actividades que antes desarrollaba YPFB pasan a manos de otras empresas, generalmente extranjeras.

El único recaudo que toma la Ley 1689 respecto de la comercialización de hidrocarburos es el referido a los volúmenes requeridos para consumo interno y para los contratos suscritos con anterioridad (los contratos firmados con Brasil y Argentina). No existen, por tanto, en la ley de Sánchez de Lozada, restricciones respecto a otras exportaciones. Los productores tienen total libertad para exportar, sólo se requiere contar con las reservas disponibles. La Ley de Hidrocarburos 1689 así lo señala:

Artículo 5: "Es libre la importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados".

Artículo 24: "Quienes celebren Contratos de Riesgo Compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúan de la libre comercialización de los mismos los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFB con anterioridad a la vigencia de la presente Ley".

Artículo 85: "Para asegurar el tratamiento equitativo de todos los productores para la exportación de gas bajo contratos pactados por YPFB, se establecerá que estos productores participarán con el volumen y mercados disponibles en exceso de los niveles actualmente exportados, sobre la base de su capacidad instalada de producción y volúmenes de reservas probadas dedicadas a tal exportación. Una vez firmados los contratos correspondientes, el tratamiento equitativo anteriormente mencionado, se aplicará solamente a la capacidad adicional de los correspondientes volúmenes pactados".

Vale la pena aquí, transcribir nuevamente el Artículo 139 de la Constitución Política del Estado (CPE) que, textualmente, indica: "Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que 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 la propiedad de los yacimientos de hidro-

carburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley”.

La lectura contrastada de los textos transcritos evidencia que la Ley de Hidrocarburos 1689 contradice plenamente lo señalado por la CPE, ya que, al conceder prerrogativas al sector privado en materia de producción, comercialización y transporte, determina que la propiedad de la producción de líquidos y de gas, en términos finales, les corresponde a las empresas transnacionales.

3.6 Decreto Supremo N° 24806

El 4 de agosto de 1997, dos días antes de dejar el gobierno, Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó el Decreto Supremo N° 24806 que autoriza la comercialización o exportación de hidrocarburos a las empresas extranjeras. Asimismo, aprueba los cuatro modelos de Contrato de Riesgo Compartido para las áreas de exploración y explotación que deben ser suscritos, por licitación pública, entre YPFB y las empresas petroleras.

En la Tercera Cláusula de los mencionados contratos se faculta al “TITULAR”, es decir, a las empresa petroleras, “para realizar actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el Área de Contrato bajo los términos y condiciones de este Contrato, mediante el cual el TITULAR adquiere el derecho de propiedad de la producción que obtenga en Boca de Pozo (...)”. Con esas palabras, el Decreto Supremo mencionado y los Contratos de Riesgo Compartido otorgan a las empresas extranjeras la propiedad de los yacimientos hidrocarburíferos desde el momento en que afloran a la superficie, es decir, en boca

de pozo. Con esta decisión, el primer gobierno de Sánchez de Lozada entregó la propiedad de los recursos hidrocarbúricos de Bolivia en favor de las empresas transnacionales.

Dicho de otra manera: el Decreto Supremo 24806 establece que el Estado es propietario de las reservas de gas natural mientras estas reservas se encuentran bajo tierra. Cuando estas reservas se encuentran en la fase de producción o cuando son declaradas como campos comerciales, la propiedad de las reservas pasa a manos de las empresas petroleras transnacionales o contratistas.

Desde otro punto de vista, es relevante señalar que el gobierno de Sánchez de Lozada, al conferir los derechos de propiedad de los hidrocarburos a las empresas petroleras, vulneró la estructura institucional o pirámide jurídica nacional porque, en primer lugar, el decreto N° 24806 contradice plenamente el Artículo 139 de la CPE y, en segundo lugar, porque la Ley 1689 les concede a los contratistas plena libertad para la comercialización, el transporte, la refinación y la exportación de hidrocarburos. En términos aún más concretos, el mencionado decreto y la citada ley permiten la apropiación del excedente hidrocarbúrico por parte de las empresas petroleras y condenan al Estado a percibir, únicamente, los beneficios que provienen de los impuestos y tributos.

Ahondando un poco más en los efectos del decreto 24806, debe señalarse que cuando las petroleras adquieren el derecho a la libre comercialización –desde el momento en que los hidrocarburos salen a la superficie– se convierten en propietarios no sólo del excedente hidrocarbúrico generado, sino también del uso de estos recursos. El Estado, en cambio, desde el momento en que entrega la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo, no tiene injerencia alguna en el uso de esos recursos, sólo capta los impuestos establecidos por ley. Dicho de otra forma: son

las empresas las que se benefician de la Renta económica, ésa que expresa la diferencia entre Ingresos y Costos.

Por todo lo señalado, queda claro que la Ley 1869 y el Decreto Supremo 28406 representan un cambio cualitativo respecto de la Ley de Hidrocarburos anterior, la 1194, promulgada por Paz Zamora, que determinaba de manera taxativa que el Estado era propietario de las reservas, de la producción y de la comercialización de hidrocarburos, y como tal, era beneficiario directo de la generación, distribución y uso del excedente hidrocarburiífero. El actual marco normativo –es necesario repetirlo una vez más– excluye al Estado del circuito de la generación, apropiación y uso del referido excedente, sometiéndolo, exclusivamente, a los beneficios que surgen del sistema tributario.

El análisis del aparato jurídico desarrollado por la gestión gubernamental de Sánchez de Lozada pecaría de incompleto si es que no incluyera una rápida mirada a lo sucedido, en materia de políticas hidrocarburiíferas, en la región. Efectivamente, con la promulgación de las leyes de Capitalización y la de Hidrocarburos, se pasó drásticamente de una visión de economía hidrocarburiífera estatal, que tuvo una vigencia de 60 años, a una de total privatización. En América Latina, sólo Bolivia, Argentina y Perú optaron por un esquema de propiedad hidrocarburiífera totalmente privada y transnacionalizada. Otros países petroleros – Ecuador, México, Venezuela y Brasil– decidieron mantener la propiedad bajo la tutela del Estado, con ajustes empresariales importantes para enfrentar los retos de la competencia internacional⁴.

Como señala Moguillansky, “entre las modificaciones contraactuales, la promovida por la Argentina, a partir de 1989 y desarrollada entre 1990 y 1991, fue la más radical,

4 Idem: Moguillansky y Lilschowsky.



concediendo permisos de exploración y explotación en los que el petróleo o el gas natural pasan a la propiedad del concesionario. Le siguió Perú, que en agosto de 1993 promulgó la nueva Ley de Hidrocarburos (ley N° 26221) que modifica el régimen de contratación petrolera en las etapas de exploración y producción y entrega la propiedad del petróleo y el gas a los contratistas” .

Los otros países petroleros latinoamericanos mencionados, cambiaron la legislación petrolera con la finalidad de atraer y captar inversiones extranjeras, pero no consideraron en ningún momento la entrega de la propiedad del gas y el petróleo a las empresas extranjeras. Por supuesto, las condiciones actuales para estos países son más favorables que para los tres que privatizaron la producción de hidrocarburos y entregaron la propiedad de los excedentes a las empresas extranjeras. Los países que no entregaron la propiedad de sus hidrocarburos a empresas transnacionales se benefician hoy mismo de la monetización de sus reservas de gas y petróleo.

En esa misma línea, también es necesario señalar que en los países que decidieron mantener sus empresas petroleras estatales, como producto de la importancia de sus reservas hidrocarburíferas, se ha producido un flujo significativo de recursos financieros debido a la existencia de liquidez financiera en el mercado mundial. Esto quiere decir que el capital de préstamo ingresó a estas actividades porque tienen perspectivas en términos de mercados y de rentabilidad. Este hecho nos permite desmistificar aquella argumentación que propugnaba tercamente la privatización de YPF, señalando que esta empresa pública ya no podía ser sujeto de crédito en el ámbito internacional. Los resultados producidos en países que mantuvieron estas empresas como públicas desmienten las aseveraciones que realizaron la mayoría de los partidos políticos e inclusive organizaciones gremiales de los empresarios bolivianos. Hoy, YPF simplemente administra los con-





tratos de Riesgo Compartido firmados con las empresas capitalizadoras (la vigencia de estos contratos es de 40 años). La empresa estatal, por otra parte, cumple el papel de “agregador”, es decir, asegura la alimentación de gas natural a los ductos de exportación y no tiene influencia sobre las actividades de Upstream y de Dowstream.

Finalmente, y debido la nueva situación política surgida en el país en octubre del año 2003, hay que señalar que la reforma institucional del sector hidrocarburos analizada aquí e implementada por el primer gobierno de Sánchez de Lozada, ha quedado en entredicho. El 17 de octubre de 2003, Carlos Mesa Gisbert asumió la Presidencia de la República con la promesa de modificar la actual Ley de Hidrocarburos y convocar a un Referéndum vinculante sobre el destino de las reservas de gas natural. Casi cuatro meses después de asumir la Presidencia, el 1 de febrero de 2004, Mesa Gisbert anunció la derogación del Decreto Supremo 24806. Los efectos de esta última medida se harán efectivos en el momento en que se conozca y se apruebe, en el Congreso Nacional, la nueva Ley de Hidrocarburos. Un análisis del proyecto de ley que el Ejecutivo envió al Parlamento, para su aprobación, tiene lugar aquí, en el último capítulo de este libro.





CAPÍTULO IV

Nuevo escenario del sector hidrocarburos

Este capítulo analiza los resultados técnicos de la Capitalización y privatización de la industria petrolera nacional, incide especialmente en los resultados de este proceso en materia de reservas hidrocarburíferas y describe las características de las empresas que actualmente operan en el país.

1. Inversión en exploración y explotación

Desde el inicio de la Capitalización y la implementación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 proliferaron los contratos de Riesgo Compartido entre YPF y las empresas petroleras extranjeras, para las fases de exploración y explotación.

La nueva Ley de Hidrocarburos permitió que YPF suscriba, hasta diciembre de 2002, 79 contratos de Riesgo Compartido (Cuadro N° 11).



Cuadro N° 11
Contratos de Riesgo Compartido

Total Contratos de Riesgo Compartido:	79
• Exploración y Explotación: Hectáreas: 4.049.426 Km ² : 40.294	35 BLOQUES
• Explotación: Hectáreas: 289.087 Km ² : 2.891	44 CAMPOS
Total áreas de interés petrolero:	535.000 Km² / 100%
Total Bajo contratos:	43.385 Km² / 8,1%

Fuente: Informe Mensual Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En términos técnicos, la exploración significa la prospección de un terreno y la realización de estudios sísmicos con la finalidad de detectar la existencia de gas natural y líquidos (petróleo y condensados). Desde el punto de vista económico, se trata de una inversión económicamente riesgosa porque se puede o no encontrar reservas. A través de los contratos de Riesgo Compartido, YPFB concede a las empresas extranjeras las denominadas Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE). Las UTE son parcelas de terreno concedidas por tiempo determinado y por las que se paga las denominadas Patentes. Las empresas pagan estas Patentes al Estado por el uso del suelo y subsuelo. Se trata de un monto fijo que se cancela según el número de UTE concedidas.

Mediante los contratos de Riesgo Compartido, hasta el año 2002 YPFB certificó 154 Unidades de Trabajo para la Exploración. En todas ellas se realizan actividades de gravimetría, magnetometría, sísmica 2D, sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios (Informe Mensual YPFB, 2002, 6). Por la utilización de estas unidades de trabajo las empresas extranjeras, “en aplicación de los artículos 45 al 49 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 de abril de 1996 y el Reglamento de Pago de Patentes aprobado mediante Decreto Su-



premo 25074 del 17 de junio de 1998 y Decreto Supremo del 5 de noviembre de 1999 y sus modificaciones, YPFB efectuó el pago de patentes por los contratos de Riesgo Compartido suscritos con las compañías petroleras desde 1996 (julio a diciembre) hasta 2002. Las patentes fueron reembolsadas por dichas compañías con destino al Tesoro General de la Nación” (Informe mensual YPFB, 2002, 3). Durante los seis años y medio de vigencia de esta normatividad las empresas extranjeras pagaron al Estado la suma de 45,7 millones de dólares americanos (Cuadro N° 12).

Cuadro N° 12
Patentes
(en Millones de dólares americanos)

1996*	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
1.2	4.1	6.7	8.1	9.2	8.2	8.2	45.7

Fuente: YPFB, Informe Mensual diciembre 2002.

* 6 meses

Desde la vigencia de los contratos de Riesgo Compartido la inversión en exploración y producción en el país aumentó en forma significativa. Entre 1997 y 2002 se invirtieron 2.932,63 millones de dólares (Cuadro N° 13), a un promedio anual de 489 millones de dólares. El resultado obtenido, siempre en el ámbito de la exploración, es el descubrimiento de significativas reservas de gas natural.

Cuadro N° 13
Inversión en Exploración y Explotación
(en Millones de dólares americanos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
Exploración	130.38	374.56	372.20	256.79	168.99	113.47	1,416.39
Explotación	140.42	230.25	208.55	185.33	237.38	231.31	1233.24
Gasoducto: GASYRG						283.0	283.0
Total	270.80	604.81	580.75	442.12	406.37	627.78	2,932,63

Fuente: YPFB, Informe Mensual diciembre 2002.





Respecto de las reservas –en especial aquellas encontradas en los campos San Alberto y San Antonio, en poder de la brasileña Petrobras–, en el país se desató una amplia polémica en la que uno de los argumentos centrales señala que las reservas de esos dos campos fueron descubiertas por YPF antes de la Capitalización. Esta afirmación podría ser cierta por la cuestionada y curiosa decisión del gobierno de Sánchez de Lozada de definir y de redefinir el concepto de Hidrocarburos “Existentes” y “Nuevos”, como veremos más adelante.

Los significativos y crecientes montos orientados a la exploración y explotación de hidrocarburos, y el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural, podrían justificar aquellos insistentes argumentos de los funcionarios del gobierno de Sánchez de Lozada que señalaban que YPF no tenía la liquidez suficiente para prospectar nuevos campos. Es importante desmistificar esta afirmación. Para ello, es necesario suponer un escenario en el que el gobierno hubiera diseñado un nuevo sistema tributario en el que se elimine la transferencia obligatoria de los recursos de YPF al Tesoro General de la Nación. Este hipotético escenario le habría permitido a YPF destinar los recursos de la mencionada transferencia a la exploración y explotación de hidrocarburos y, de esa manera, la situación de la petrolera estatal habría sido cualitativamente diferente: YPF contaría, en ese caso, con una suma promedio anual de 413 millones¹ para inversiones en exploración y explotación, sin considerar los futuros contratos que hubiera suscrito con empresas extranjeras.

Por lo señalado, el diseño y la promulgación del nuevo marco jurídico del Sector Hidrocarburos y la generación de condiciones favorables para el ingreso de las empresas extranjeras no tuvieron sustento en los problemas técnicos

1 Entre 1990 y 1996 YPF destinó, promedio anual, 74 millones de dólares a las actividades de exploración y explotación y entregaba al TGN 339 millones cada año. Si se hubiera dado otro escenario YPF hubiera tenido capacidad financiera para las actividades señaladas.



y financieros de YPF. Se trató, fundamentalmente, de una decisión de carácter político asumida por el gobierno de Sánchez de Lozada y cuyo desemboque fue la entrega de la riqueza gasífera a empresas transnacionales.

Jugaron también un papel importante las presiones de los organismos multilaterales y los intereses de las empresas extranjeras. En el marco de la Capitalización, sólo tres empresas tienen la obligación de entregar el 50% de sus ganancias a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) para beneficio de los bolivianos. En cambio, las otras empresas que no participaron de este proceso, y que son la mayoría, no tienen la obligación de entregar sus ganancias a las AFP, son propietarias absolutas de las reservas y de su monetización.

Si se analiza el nivel de inversiones realizadas por las empresas petroleras entre 1997 y 2002, destacan los años 1998 y 1999. A partir del año 2000 dichas inversiones tienden a disminuir al extremo de estimarse que, para el 2003, el monto invertido será de sólo 82 millones de dólares². Las empresas extranjeras justifican esta baja en el nivel de inversión por la menor programación de recursos destinados a la exploración. Este hecho, a su vez, se ha convertido en una fuerte presión política hacia el gobierno para que tome decisiones respecto de los proyectos de diversificación de los mercados de exportación de gas natural, especialmente el referido a la exportación a México y Estados Unidos por parte del Consorcio Pacific LNG.

Las inversiones orientadas a las operaciones de explotación, en cambio, se mantienen relativamente constantes, en el orden de los 230 millones de dólares como promedio anual. Esto se debe, fundamentalmente, a la elevación de los niveles de producción destinados al mercado del Brasil. Pero además, a partir de 2002 se inició la construcción del Gasoducto Yacuibá y Río Grande (GASYRG), una inversión

2 YPF, Informe Mensual, Diciembre 2002, p. 4.

que asciende a 336 millones de dólares, de los cuales el 2002 se invirtieron 283 y el saldo el 2003³.

Otro dato relevante que merece ser subrayado, a propósito de la inversión en exploración y explotación hidrocarburífera, es el que indica que, actualmente, sólo el 8,1% del territorio nacional de interés petrolero se encuentra bajo contratos de exploración. Esto quiere decir que el restante 92,9% es una inmensa área potencial en la que podrían encontrarse reservas de gas natural y petróleo. Este dato nos señala la urgencia no sólo de remontar el marco jurídico heredado del primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, sino de diseñar y aprobar una política energética explícita que contemple, entre otros aspectos, acciones planificadas para la prospección del territorio en el cual potencialmente existen reservas hidrocarburíferas.

2. Ley de Hidrocarburos N° 1731: clasificación de hidrocarburos “Nuevos” y “Existentes”

La administración de Sánchez de Lozada, en la Ley de Hidrocarburos 1689 –promulgada el 30 de abril de 1996–, introdujo una nueva clasificación para los campos petroleros. Los clasificó bajo la denominación de campos “Nuevos” y “Existentes”. Se denominaron “Existentes” a las reservas Probadas y Probables en producción, e hidrocarburos “Nuevos” a los reservorios que tienen esa calidad, es decir, a los nuevos descubrimientos. Bajo esta nueva denominación, los campos San Alberto y San Antonio fueron clasificados, inicialmente, como reservas Probables y, en consecuencia, como campos “Existentes”.

3 En el Capítulo V se explica con mayor amplitud, las características técnicas el gasoducto GASYRG.



El 26 de junio de 1996, apenas dos meses después de que se promulgara la Ley N° 1689, el mismo gobierno promulgó la Ley N° 1731 con un sólo propósito: efectuar un cambio sustantivo en la primera ley. Ese cambio consistió en redefinir los campos “Existentes” de manera que sólo quedaran bajo esa denominación, y en esa calidad, las reservas Probadas que están en producción; a su vez, las reservas Probables en producción pasaron a considerarse como hidrocarburos “Nuevos”. Esta decisión afectó principalmente a los mencionados campos San Alberto y San Antonio que, a partir de la Ley N° 1731, fueron considerados como hidrocarburos “Nuevos”.

Este sustancial cambio de clasificación de campos, una decisión eminentemente política, tuvo implicaciones significativas posteriores en el sistema tributario, como se analizará más adelante. Pero además, esta figura de clasificación de reservas en “Nuevas” y “Existentes” es inédita en el caso boliviano y no existe experiencia parecida en otros países petroleros de América Latina y de otras regiones. La intención política fundamental fue, sin duda, satisfacer las exigencias de las empresas petroleras extranjeras y, por tanto, generar criterios de atracción de capitales en base al pago de regalías menores (Cuadro N° 14).

Cuadro N° 14
Clasificación de Campos Petroleros

	Ley de Hidrocarburos 1689 / 30 de abril, 1996	Nueva Ley No. 1731 / 26 de junio, 1996
Reservorios en producción		
• Reservas Probadas	EXISTENTES	EXISTENTES
• Reservas Probables	NUEVAS	NUEVAS
Reservorios Nuevos		
• Reservas Probadas	EXISTENTES	NUEVAS
• Reservas Probables	NUEVAS	NUEVAS

Fuente: Elaboración propia.



3. Reservas hidrocarburíferas totales

Desde 1997, el descubrimiento de reservas de gas natural y de petróleo fue bastante significativo. Las reservas certificadas de gas (Probadas y Probables) pasaron de 5,69 a 54,9 trillones de pies cúbicos (TCF) (Cuadro N° 15). Esto quiere decir que, entre 1997 y 2003, esas reservas crecieron 9,6 veces, a un ritmo promedio anual de 55,8%. En el caso del petróleo, las reservas crecieron 4,76 veces: de 200 a 956 Millones de barriles (MMbbl) (Cuadro N° 16).

El crecimiento descrito corresponde a las características de los campos hidrocarburíferos bolivianos. Éstos, como se ha señalado antes, son generalmente “secanos” (campos en los que predomina el gas natural en comparación a los líquidos). La situación actual se torna aún más interesante si se incluye la evolución de las reservas Posibles. Al respecto, organismos internacionales estiman que, en un periodo corto, las reservas Posibles podrían llegar a 100 TCF, una cifra que, sin duda, colocaría al país en un momento inédito en su historia petrolera y en su posicionamiento en el mercado internacional.

Cuadro N° 15
Reservas Nacionales de Gas Natural
(en Trillones de Pies Cúbicos americanos / TCF)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
PROBADAS (P1)	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.7
PROBABLES (P2)	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.93	26.2
P1 + P2	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29	54.9
POSIBLES (P3)	4.13	3.17	5.47	17.61	23.18	24.87	24.2
P1 + P2 + P3	9.82	9.79	14.05	49.82	70.01	77.16	79.1

Las reservas probadas y probables son certificadas

Las posibles no son reservas certificadas

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

(1) Certificación efectuada por DeGolyer & MacNaughton, Energy Press.

Cuadro N° 16
Reservas Nacionales de Petróleo y Condensado
(en Millones de barriles / MMbbl)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
PROBADAS (P1)	116.1	141.9	151.9	396.5	440.5	477	486.11
PROBABLES (P2)	84.8	74.8	88.6	295.5	451.5	452.1	470.81
P1 + P2	200.9	216.7	240.5	692.0	892.0	929.1	956.92
POSIBLES (P3)	110.2	43.6	96.5	345.1	469.8	473.9	454.78
P1 + P2 + P3	311.1	260.3	337.0	1,037.1	1,361.8	1403.0	1411.7

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

(1) Energy Press, 21al 27 de abril de 2003, p. 12.

4. Reservas Nuevas y Existentes por departamentos

La clasificación de campos estipulada en la Ley N° 1731 permite detectar sus efectos en las reservas de gas natural: sólo el 3,0% corresponde a hidrocarburos Existentes mientras que el 97,0% son Nuevos. Esta es una primera consideración fundamental debido a que la mayoría de las reservas de gas natural están catalogadas como Nuevas (Cuadro N° 17). Como decíamos anteriormente, en esta categoría están incluidas las reservas de San Alberto y San Antonio porque la Ley 1731 define a las reservas Probables como Nuevas.

Como se sabe, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija son departamentos productores de hidrocarburos. Sin embargo, la importancia de éstos es diferente debido a la presencia de reservas en cada uno de ellos. Respecto al gas natural, y considerando la clasificación mencionada, Chuquisaca y Santa Cruz tienen un peso importante en la categoría de hidrocarburos Existentes, ambos tienen un peso de 94%. En la clasificación de reservas Nuevas, Tarija casi pasa a tener un monopolio absoluto, puesto que en su territorio se encuentra el 90% de las reservas. Considerando las cifras totales, se ratifica la importancia del departamento de Tarija que acumula el 87,5% de las reservas hidrocarburíferas del país.

Este cuadro de situación permite observar el cambio o desplazamiento territorial en materia de hidrocarburos. Hasta antes de la Capitalización, Santa Cruz y Chuquisaca eran los principales departamentos petroleros del país, ahora, con los nuevos descubrimientos y la clasificación realizada, Tarija emerge como el más importante. Este hecho, por supuesto, tiene al menos dos efectos significativos: la inversión en exploración y producción, y el beneficio por la producción de volúmenes importantes de hidrocarburos bajo la forma de regalías, se concentrarán en esta región.

Cuadro N° 17
Distribución de Reservas Existentes y Nuevas por
Departamento Gas Natural
Al 1 de enero de 2002

Departamento	Hidrocarburos Existentes	% del total	Hidrocarburos Nuevos	% del total	Reserva Total de Gas	% del Total
Cochabamba	0.0081	0.5%	1.0144	2.0%	1.0225	2.0%
Chuquisaca	0.4185	26.3%	0.2542	0.5%	0.6727	1.3%
Santa Cruz	1.088	68.3%	3.7699	7.4%	4.8579	9.3%
Tarija	0.0779	4.9%	45.6647	90.1%	45.7425	87.5%
TOTAL (P1+P2)	1.5925	100.0%	50.7031	100.0%	52.2956	100.0%
PORCENTAJE	3.0%		97.0%			

TCF = Trillones de Pies Cúbicos Americanos (1012 Pies Cúbicos).

MMBbl= Millones de Barriles.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En el caso de las reservas de petróleo y condensado (Cuadro N° 18) ocurre una trayectoria similar a la descrita para el gas natural: Tarija es el principal departamento productor y por ello se beneficiará de las inversiones y de las regalías, como veremos más adelante.

Se debe señalar, además, que los principales descubrimientos de gas natural se localizan dentro de la cuenca Subandina Sur, cubriendo los departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba. Los campos más importantes de esta región son: San Alberto y San Antonio, opera-



dos por la brasileña Petrobras; Itaú, operado por la francesa Total Fina Elf; Margarita por la estadounidense Maxus Energy Corporation; y Madrejones y Tacobo por la Argentina Pluspetrol. A excepción de Tacobo, que se encuentra en Santa Cruz, todos los campos se ubican dentro de Tarija.

Cuadro N° 18
Distribución de Reservas Existentes y Nuevas por Departamento
Petróleo y Condensado (en MMbbl)
Al 1 de enero de 2002

Departamento	Hidrocarburos Existentes	% del total	Hidrocarburos Nuevos	% del total	Reserva PET/Cond	% del Total
Cochabamba	3.6334	13.1%	65.3532	7.3%	68.9865	7.4%
Chuquisaca	4.1521	14.9%	3.4443	0.4%	7.5964	0.8%
Santa Cruz	17.9269	64.4%	75.9804	8.4%	93.9074	10.1%
Tarija	2.1044	7.6%	756.5681	83.9%	758.6725	81.7%
TOTAL (P1+P2)	27.8168	100.0%	901.3460	100.0%	929.1628	100.0%
PORCENTAJE	3.0%		97.0%			

Fuente: Idem.

TCF = Trillones de Pies Cúbicos Americanos (1012 Pies Cúbicos).

MMBbl= Millones de Barriles.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

5. Reservas hidrocarburíferas por contratos de Riesgo Compartido

Como mencionamos anteriormente, la Ley de Hidrocarburos 1689 genera la figura jurídica del Contrato de Riesgo Compartido para que YPFB y las empresas petroleras extranjeras establezcan las condiciones de su relación en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera. Como resultado de este marco legal existen tres tipos de contratos de Riesgo Compartido: a) los que se suscribieron con las empresas capitalizadas; b) aquellos suscritos con empresas que operaban en el país antes de la Capitalización y que hoy se llaman empresas “convertidas”; y c) los firmados con compañías que ingresaron al país como resultado de nuevas licitaciones.





A esta diferenciación de los contratos de Riesgo Compartido, Romero y Zaratti (2002, 30) le añaden una relación contratos/campos y señalan que así como YPFB tiene distintos tipos de contrato con los operadores, así también la Ley de Hidrocarburos 1689 divide los campos o reservas del país de la siguiente manera (Cuadro N° 19):

- **Menores / Licitados:** todos los campos pequeños que fueron vendidos o adjudicados antes de la Capitalización, y algunos vendidos después de ese proceso, vía licitación.
- **Capitalizados:** aquellos campos con reservas que entraron dentro del proceso de Capitalización.
- **Convertidos:** campos cuyas reservas se descubrieron después de la Capitalización y que tienen tratamientos particulares dependiendo de los contratos que firmó cada empresa con YPFB.

Cuadro N° 19
Reservas de Gas Natural por Contrato de Riesgo Compartido
(en Trillones de Pies Cúbicos / TCF)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Menores/licitados	0.27	0.32	0.79	1.13	1.07	1.26
Capitalizados	3.70	4.07	4.00	4.90	4.92	4.77
Convertidos	1.71	2.23	3.79	26.18	40.84	46.26
TOTAL	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Bajo este marco jurídico, las reservas de gas natural se distribuyeron en los tres tipos de Contrato de Riesgo Compartido citados inicialmente, pero lo verdaderamente sobresaliente es la relación que surge de esos contratos respecto de la propiedad las reservas: en el año 2002, las empresas “convertidas” –aquellas que se encontraban en el país antes de la Capitalización y que operaban con contratos de Operación (los que establecía la Ley de Hidrocarburos anterior, la N° 1194)– controlan el 88,5% de las reservas de gas natural; las empresas capitalizadas, a su vez, sólo el 9,1%; y las que ingresaron por licitación el 2,4%.



Este mismo comportamiento, por supuesto, se presenta en la relación reservas/propiedad en el caso del petróleo: las empresas petroleras establecidas en el país bajo la figura jurídica de contratos “convertidos” –las que operaban antes de la Capitalización– tienen bajo su poder el 87,0% de las reservas de petróleo (Cuadro N° 20).

Cuadro N°20
Reservas de Petróleo por Contrato de Riesgo Compartido
(en Millones de barriles / MMbbl)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Menores/Licitados	3.1	4.6	12.4	16.0	14.1	15.0
Capitalizados	97.9	122.2	108.7	112.1	109.6	102.4
Convertidos	99.9	89.9	119.5	563.9	768.3	811.8
TOTAL	200.9	216.7	240.5	692.0	892.0	929.2

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Esta relación de los tipos de contrato con la propiedad de las reservas es fundamental para tener una idea precisa de los efectos de la Ley N° 1689 en los intereses de Bolivia. Como señalamos anteriormente, las empresas que están bajo esta figura jurídica –la de la Ley de Capitalización– tienen la obligación de compartir los beneficios de sus actividades con los ciudadanos bolivianos porque entregan a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) el 48% de sus ganancias bajo la denominación de dividendos. El Estado boliviano destinó estos recursos al pago del Bonosol y del Bolivida.

Como se deduce fácilmente, las empresas que operan en el país bajo el respaldo de los contratos “convertidos” o los de licitación, y que poseen el 88,5% de las reservas de gas y el 87% de las reservas de petróleo, no tienen la obligación de entregar parte de sus ganancias a las AFP, sólo entregan al Estado boliviano aquella parte correspondiente a las regalías, tal como veremos más adelante con mayor profundidad. Dicho de otra manera: la gran mayoría de las reservas de gas y petróleo se entregaron a las empresas extranjeras bajo la

modalidad de contratos “convertidos” y, por tanto, la única obligación de estas empresas es el pago de regalías.

Por esta razón, resultan verosímiles aquellas afirmaciones que indican que la empresa brasileña Petrobras prefirió no participar del proceso de Capitalización, primero porque tenía conocimiento de la existencia de importantes reservas en los campos San Alberto y San Antonio, segundo porque a partir de esa información no se vio obligada a compartir sus ganancias con los ciudadanos bolivianos y, tercero, porque esas reservas le permitían asegurar la alimentación de energía para diferentes proyectos, en especial para solventar el planeado cambio de la matriz energética en las principales ciudades del Brasil⁴.

6. Reservas por Empresa, Operador y Campos

6.1 Reservas por Empresa⁵

El nuevo marco jurídico creado por el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada permitió el ingreso de empresas transnacionales y la consolidación de otras que estuvieron antes de la promulgación de dicho marco. Con el objeto de conocer con más detalle la importancia de estas empresas y sus proyecciones futuras, presentamos a continuación, en forma sucinta, las características más relevantes de estas empresas.

1. BG (BRITISH GAS) BOLIVIA

- Empresa petrolera británica, su casa madre es **British Petroleum (BP)**. Inicia sus actividades en Bolivia en

4 Mariaca Enrique.

5 Información extraída de “Energía: Empresas, entidades y organismos de Hidrocarburos y Electricidad”, Energy Press, Bolivia 2002.

1999 con la compra de la empresa petrolera **Tesoro Bolivia Petroleum Company**, y se beneficia con el contrato de venta de gas al Brasil (GSA).

- Opera los campos **La Vertiente** y **Los Suris**; es propietaria de importantes reservas de gas natural.
- En Brasil es propietaria de la empresa **Comgas**, principal distribuidora de gas en San Pablo. En Argentina es propietaria de la empresa distribuidora de gas denominada **Metrogas**.

Proyectos importantes:

- Adquirió, a finales de 1999 la planta **La Vertiente**, construida por la empresa **Tesoro Bolivia**. Con la finalidad de aumentar su actividad de exploración y explotación modernizó y amplió la capacidad de procesamiento de gas de esta planta de 60 a 160 MMpcd (de 1,6992 MMmcd a 2,248 MMmcd).

Exportación de gas al Brasil:

- **BG** ha logrado ingresar al mercado del Brasil. A través del gasoducto Bolivia-Brasil trasladará 2,1MMmcd (74,1594 MMpcd) a favor de la empresa distribuidora **Comgas**. Esta exportación permitirá generar una cadena que se inicia en los campos **La Vertiente** y **Los Suris**, se traslada para su procesamiento a la planta **La Vertiente**, se transporta utilizando el gasoducto Bolivia-Brasil hasta las instalaciones de la distribuidora **Comgas**, quien finalmente vende a consumidores domésticos, comerciales e industriales. Cuando se exporte gas a la Argentina se producirá un fenómeno similar, beneficiando, en este caso, a su subsidiaria **Metrogas**.

Consortio Pacific LNG:

- **BG** es parte del consorcio que pretende exportar gas natural líquido a mercados de Norteamérica. El con-



sorcio está conformado, además de **BG**, por **Repsol YPFB** y **Pan American Energy**. Se pretende exportar 30 MMmcd a Estados Unidos. **BG** es propietaria del 37,5% de las inversiones del consorcio.

- La exportación de gas al Brasil y el Consorcio Pacific LNG son nuevos mercados para **BG**. Con estos proyectos la empresa británica conectará todos los eslabones de la cadena hidrocarburífera, desde boca de pozo hasta la hornilla doméstica, generadores eléctricos y otras industrias. La principal orientación de la empresa es participar en mercados emergentes de Brasil y Argentina, y en el proyecto Pacific LNG.

Posición mundial:

- **BG** ocupa el séptimo lugar entre las principales 50 empresas petroleras del planeta.

2. CHACO S.A.

Inicio de Actividades

- Constituida por la empresa holandesa **Amoco Netherlands Petroleum Company** y posteriormente adquirida por **BP (British Petroleum)**. Inicia sus actividades en Bolivia en 1990.
- Participa en el proceso de Capitalización. Entre 1997 y 2001 invierte 441 millones de dólares de los cuales 306,7 corresponden al compromiso de la Capitalización. Participa en los campos **Bulo Bulo** y **Carrasco**.
- Es el mayor productor de **GLP** y gas natural para el mercado interno.

Posición mundial:

- La empresa petrolera **BP** ocupa el séptimo lugar entre las 50 empresas petroleras más importantes a escala mundial.





3. PLUSPETROL

Inicio de actividades:

- Empresa argentina fundada en 1976. En Bolivia inicia actividades en 1990.

Actividades actuales:

- Esta empresa tiene presencia en Bolivia, Argentina, Perú, Colombia, Houston (USA), Argelia, Túnez y Venezuela.
- Conjuntamente con **Hunt Oil**, **South Korea Corporation (SK)** y **Tecpetrol**, explota gas y petróleo en el yacimiento Camisea en Perú. También es integrante del consorcio para el transporte y distribución de gas en el mencionado país.
- Es propietaria de la **Central Térmica Ave Fénix** ubicada en la provincia de Tucumán, en la Argentina.
- Accionista mayoritario y operador de **Pluspetrol Energy** y dueña del 60% del Yacimiento de Ramos que exporta gas a Antofagasta, Chile, a través del gasoducto **Gas Atacama**.

Proyectos importantes:

- Declaró campos comerciales el de **Madrejones**, **Tajibos** y **Tacobo** en el departamento de Tarija.
- Construyó un gasoducto de 12 pulgadas y de 9 Km. de extensión desde Tarija hasta la frontera con Argentina.
- Conformó una cadena de gas natural, desde el campo **Madrejones** hasta la Central Térmica Ave Fénix.

4. TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE (TOTAL EPB)

Inicio de actividades:

- Subsidiaria de la empresa francesa **Total Fina Elf**. Esta es, a su vez, resultado de la fusión de las compa-



ñías internacionales **Total** y **Fina** en 1998 y, posteriormente fusionadas ambas con **ELF** en 1999.

Actividades actuales:

- Opera en el campo **Itaú**.
- Es socia de **Petrobrás** y **Andina** en los campos San Alberto y San Antonio.
- Exploración y producción en Argentina, Brasil, Perú y Venezuela.
- En actividades de transporte: **Gas Andes**: Argentina-Chile; **GasInvest**: Argentina; **Transportadora de gas del Mercosur** (TGM); y gasoducto Bolivia-Brasil (TBG)

Proyectos importantes:

- Exportación de gas natural al Brasil como socio en **San Alberto** y **San Antonio**.
- Participa en la construcción del gasoducto **GASYRG** (Yacuiba-Río Grande), el segundo gasoducto de exportación de gas natural a Brasil.
- Participación en la Planta de Compresión de **Río Grande**.

Posición mundial:

- Ocupa el octavo lugar entre las principales 50 empresas del planeta.

5. PETROBRAS BOLIVIA S.A.

Inicio de actividades:

- Los trabajos en los campos **San Antonio** y **San Alberto** se iniciaron junto a YPFB y **Total Fina Elf** en 1992. Petrobras vendió a esta última empresa parte de su participación en los dos campos. Posteriormente, en 1996, YPFB fue capitalizada por la empresa Andina que pasó a detentar el 50% de las acciones de la nueva sociedad.



- El 6 de agosto de 1996, YPFB y Petrobras firmaron un contrato para el financiamiento y construcción del **gasoducto Bolivia-Brasil** en el tramo boliviano. Petrobras otorgó a YPFB un préstamo de 280 millones de dólares y pagó 81 millones por la compra anticipada de 6 MMm³/día de gas natural durante 40 años.

Actividades actuales:

- Operación del **gasoducto Bolivia-Brasil** que tiene una extensión de 3.150 Km. (en el lado boliviano son 557 Km.). El gasoducto está en funcionamiento y deberá transportar 30,08 MM m³/día.
- **Petrobras** opera los campos **San Antonio** y **San Alberto** y tiene reservas de gas en Bolivia, Brasil y Argentina.
- Exploración y producción de petróleo y gas natural en Colombia, Bolivia, Argentina y Trinidad y Tobago.
- Transporte: **Gasbol** conecta las reservas de gas de Bolivia con el mercado de San Pablo.
- Petrobras tiene presencia en 16 compañías distribuidoras de gas natural.

Proyectos importantes:

- **Petrobras Bolivia S.A.**, **Andina S.A.**, y **Total Fina Elf** constituyeron, en noviembre de 2000, la empresa **Transierra** para actuar como transportadora de gas natural provenientes de los campos San Alberto y San Antonio.
- Es la encargada de la construcción del gasoducto Yacuiba-Río Grande (**GASYRG**). El tendido del gasoducto tendrá una longitud de 431 Km. de tubería y su construcción demandará una inversión de 400 millones de dólares; el tiempo de construcción es de un año.
- Construcción de la planta termoeléctrica en Puerto Suárez junto a **Corani S.A.**, grupo Monteiro Aranha y





la Cooperativa Rural de Electrificación; monto de la inversión: 60 millones de dólares.

- Instalación de la **Unidad Termoeléctrica San Marcos**, que estará ubicada en la zona franca ZOFRAMAC, en Puerto Suárez para exportar electricidad al mercado brasileño.

Posición mundial:

- Doceavo lugar entre las 50 principales empresas a escala mundial.

6. PECOM ENERGÍA S.A.

Inicio de actividades:

- Empresa argentina. Es una sociedad del **holding Perez Companc**, fundada en la década del 60. Inicia actividades en Bolivia en 1989, mediante un Contrato de Operación con YPFB.

Actividad actual:

- Opera los campos **Colpa** y **Caranda**

7. REPSOL YPF

Inicio de actividades:

- Es la principal empresa petrolera española. Inicia sus operaciones en Bolivia afiliándose o definiendo como sus subsidiarias a **Andina S.A.**, **Maxus Bolivia** y **Repsol Gas**. Así consolidó una participación en los megacampos **San Alberto** y **San Antonio**.

Actividades actuales:

- Tiene un poco más del 50% de participación en la empresa petrolera Andina.
- Participa en los bloques **San Antonio** y **San Alberto** conjuntamente con **Petrobras Bolivia** y **Total Bolivia**. Es la empresa que tiene las mayores reservas de gas





natural. De acuerdo a la certificación de DeGolyer & McNaughton Repsol cuenta con 11,5 TCF de gas natural y 262 MMB de petróleo.

- Participa en la exportación de gas natural a Brasil. En los próximos 20 años contribuirá con el 70% del gas exportado a ese país.
- Exploración y producción en Argentina, Ecuador, Venezuela y Trinidad Tobago.
- Principal productor de gas natural en la Argentina.
- Estrategia integrada de gas y electricidad en Argentina, Colombia, Brasil y Trinidad Tobago.

Proyectos importantes:

- Aporta con el 25% de la cuota de exportación a Brasil
- Importante participación en el mercado interno.
- Operador del campo **Margarita** y líder del Consorcio **Pacific LNG**.

Posición mundial:

- Décimo sexto lugar entre las 50 principales a escala mundial.

8. SHELL

Actividades actuales:

- Inversiones en gasoductos en Bolivia, Brasil y México.
- Inversiones en exploración y producción en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

9. TRANSREDES (EMPRESA TRANSPORTADORA DE HIDROCARBUROS DE BOLIVIA)

Inicio de actividades:

- Constituida en 1997 para el transporte de gas de exportación al Brasil y para el transporte interno de gas natural, crudo, diesel oil, GLP y gasolina natural.



Actividades actuales:

- El 34% de las cuotas de capital de **Transredes** le pertenecen a los bolivianos y son administradas por las AFP; el 16% de esas cuotas le pertenecen a los ex trabajadores de YPF; la restante accionaria del 50% se divide entre la **Shell** (25%) y **Enron** (25%).
- Participa con el 12% de las cuotas de capital en la empresa propietaria del gasoducto Bolivia-Brasil, en el lado brasileño, y con el 51% en el lado boliviano. Administra la Terminal marítima de YPF en Arica, Chile.

Como se observa, es incuestionable que las nuevas condiciones legales imperantes en el sector hidrocarburífero boliviano permitieron el establecimiento de empresas transnacionales que tienen relevancia en el contexto internacional. Este hecho, al mismo tiempo, se expresa como un desafío al Estado nacional desde el punto de vista de la exigencia que tiene para desarrollar sus capacidades de negociación. Los cuadros y gráficos que acompañan este acápite (Cuadros 21 y 22; Gráficos 3 y 4) resumen la presencia de estas empresas en Bolivia y la cantidad de reservas de gas natural y petróleo que poseen.

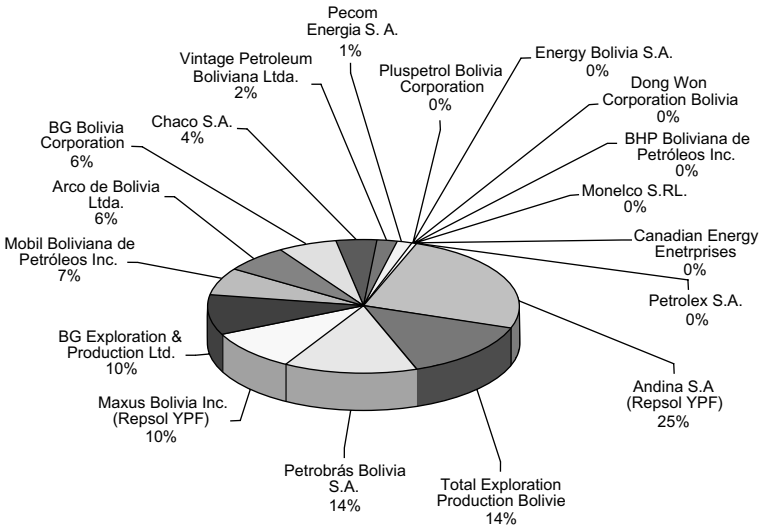
Cuadro N° 21
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Compañía
Gas Natural (TCF)
Al 1 de enero de 2002

Compañía	Reserva total de Gas	% del Total
Andina S.A (Repsol YPF)	12.9808	24.8%
Total Exploration Production Bolivie	7.3474	14.0%
Petrobrás Bolivia S.A.	7.2087	13.8%
Maxus Bolivia Inc. (Repsol YPF)	5.1137	9.8%
BG Exploration & Production Ltd.	5.0326	9.6%
Mobil Boliviana de Petróleos Inc.	3.5335	6.8%
Arco de Bolivia Ltda.	3.3551	6.4%
BG Bolivia Corporation	3.3101	6.3%

Compañía	Reserva total de Gas	% del Total
Chaco S.A.	2.1709	4.2%
Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	1.0115	1.9%
Pecom Eergía S.A.	0.7632	1.5%
Pluspetrol Bolivia Corporation	0.1638	0.3%
Panamerican Energy Bolivia S.A.	0.1525	0.3%
BHP Boliviana de Petróleos Inc.	0.0691	0.1%
Dong Won Corporation Bolivia	0.0449	0.1%
Petrolex S.A.	0.0275	0.1%
Canadian Energy Eneerprises	0.0052	0.0%
Monelco S.R.L.	0.0052	0.0%
TOTAL (P1+P2)	522,956	100.0%

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Gráfico N° 3
Distribución de Reservas Probadadas y Probables por
Compañía Gas Natural
 (en Porcentajes)



Cuadro N° 22
Distribución de reservas Probadas y Probables por Compañía
Petróleo y Condensado (en MMbbi)
Al 1 de enero de 2002

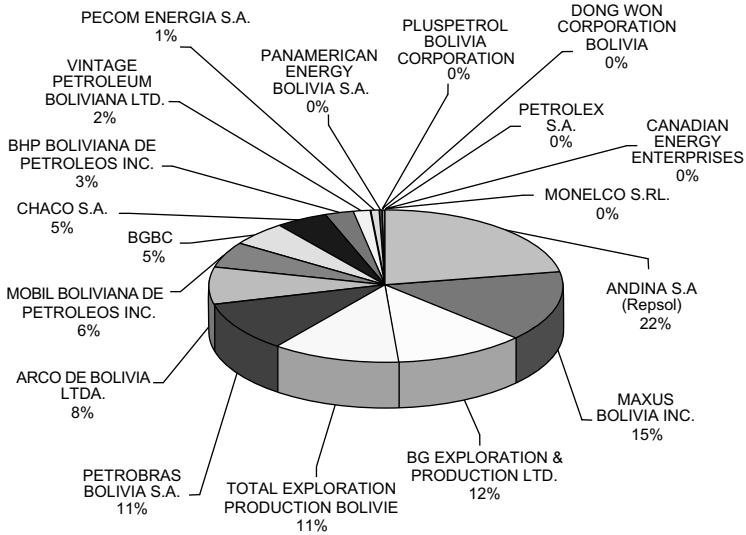
Compañía	Reserva Total de Pet/Cond.	% del total
ANDINA S.A (Repsol)	203.2173	21.90%
MAXUS BOLIVIA INC.	137.4857	14.80%
BG EXPLORATION & PRODUCTION LTD.	113.7887	12.20%
TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE	104.7944	11.30%
PETROBRAS BOLIVIA S.A.	98.8547	10.60%
ARCO DE BOLIVIA LTDA.	75.8591	8.20%
MOBIL BOLIVIANA DE PETROLEOS INC.	51.8688	5.60%
BGBC	48.8314	5.30%
CHACO S.A.	41.8836	4.50%
BHP BOLIVIANA DE PETROLEOS INC.	23.245	2.50%
VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD.	15.9406	1.70%
PECOM ENERGIA S.A.	8.0009	0.90%
PANAMERICAN ENERGY BOLIVIA S.A.	1.7635	0.20%
PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	1.531	0.20%
DONG WON CORPORATION BOLIVIA	0.8653	0.10%
PETROLEX S.A.	0.6144	0.10%
CANADIAN ENERGY ENTERPRISES	0.5604	0.10%
MONELCO S.RL.	0.0583	0.00%
TOTAL (P1+P2)	929.1628	100.0%

MMBbl= Millones de Barriles

* Incluye a las compañías titulares que tienen un porcentaje en cada Contrato de Riesgo Compartido.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YFPB).

Gráfico N° 4
Distribución de reservas Probadas y Probables por Compañía
Petróleo y Condensado (en MMbbi)
(en Porcentajes)



Un primer dato que surge de la lectura detallada de los cuadros presentados (Cuadros 21 y 22), tanto de las reservas de gas natural como de petróleo y condensado, nos indica que hasta diciembre de 2002 son 18 las compañías extranjeras que operan en el país. De todas ellas, destaca la presencia significativa de la española Repsol YPF que opera en Bolivia a través de la capitalizada Andina S.A. y Maxus Bolivia Inc., sus principales subsidiarias.

Respecto de las reservas de gas natural, si bien las 18 empresas mencionadas se distribuyen la propiedad, lo que resalta es que sólo cinco de ellas poseen el 72% de esas reservas. Esas cinco empresa son: Andina S.A. (24,8%); Total Exploration Production Bolivie (14,0%); Petrobrás Bolivia S.A. (13,8%); Maxus Bolivia Inc, (9,8%) y BG Exploration y Production Ltda. (9,6%).

Pero si además se toma en cuenta, como ya se ha mencionado, que tanto Andina S.A. como Maxus Bolivia Inc. son empresas subsidiarias de la española Repsol YPF, encontramos que de las cinco principales empresas con mayores reservas de gas en el país, una de ellas –Repsol YPF, precisamente– controla el 34,6% de esas reservas.

Otro dato relevante: de las cinco empresas mencionadas sólo una, Andina S.A. –la que controla Repsol YPF y tiene las mayores reservas de gas–, ha sido parte del proceso de Capitalización, lo que quiere decir que es la única empresa que tiene la obligación de entregar el 50% de sus ganancias a las AFP. Las otras cuatro empresas no tienen ese compromiso porque operan en base a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos 1689 con la única obligación de cancelar los impuestos establecidos por las normas legales vigentes.

Finalmente, la información recogida en los cuadros y gráficos señalados indican el alto grado de concentración tanto del gas natural como el petróleo y condensado en pocas empresas.

6.2 Reservas por Operador

“Operador” es la nominación de una empresa por parte de otras para su representación ante YPFB, tanto para la suscripción y seguimiento del Contrato de Riesgo Compartido como para fines fiscales, en especial para cancelar los impuestos establecidos por ley. Por lo tanto, cuando se hace mención al Operador, se quiere decir que tras de este Operador figuran otras empresas, todas ellas relacionadas en proyectos conjuntos ya sea de producción o de exportación de hidrocarburos en campos específicos.

En el caso de las reservas Probadas y Probables de gas natural, esta vez clasificadas por Operador (Cuadro N° 23 y Gráfico N° 5), el grado de concentración de la propiedad de esas reservas es aún mayor: tres operadores –Petrobras

(39,3%), Maxus (26,0%) y Total Exploration (19,9%)– concentran el 85,2% de las reservas.

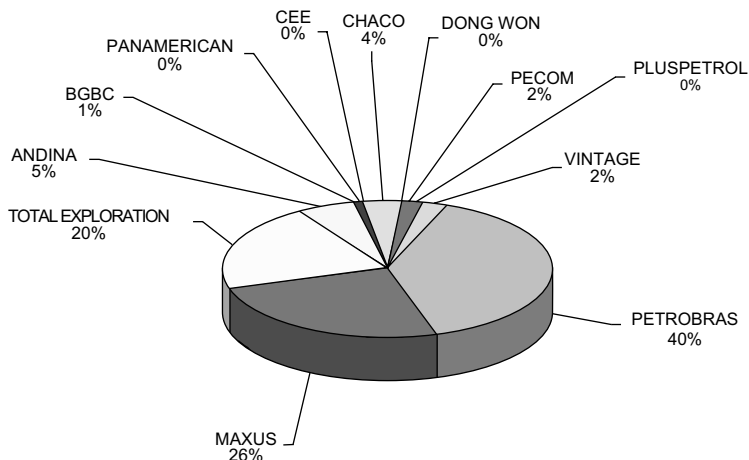
La significación de estos altos grados de concentración de reservas de gas natural no sólo debe ser analizada desde el punto de vista de la propiedad de esos recursos, sino también desde la perspectiva de la capacidad de presión y negociación de las empresas y operadores frente al gobierno y las instituciones estatales que ese grado de concentración genera. A ello debe añadirse el hecho de que las empresas establecidas en el país tienen un importante peso en el contexto petrolero internacional, aspecto que, sin duda, incrementa la capacidad de negociación y de presión de esas empresas.

Cuadro N° 23
Distribución de Reservas Probadas y Probables
por Operador Gas Natural
Al 1 de enero de 2002
 (en TCF)

OPERADOR	EXISTENTES	% del		TOTAL		% del	
		Total	NUEVOS	Total	RESERVA	Total	Total
PETROBRAS	**	0.0	20.5763	40.6	20.5763	39.3%	
MAXUS	0.0074	0.5	13.5876	26.8	13.5951	26.0%	
TOTAL EXPLORATION	**	0.0	10.3925	20.5	10.3925	19.9%	
ANDINA	0.9772	61.4	1.7084	3.4	2.6856	5.1%	
BGBC	0.0766	4.8	0.6353	1.3	0.7119	1.4%	
PANAMERICAN	**	0.0	0.1694	0.3	0.1694	0.3%	
CEE	**	0.0	0.0105	0	0.0105	0.0%	
CHACO	0.4180	26.2	1.6655	3.3	2.0836	4.0%	
DONG WON	**	0.0	0.0449	0.1	0.0449	0.1%	
PECOM	0.1108	7.0	0.6525	1.3	0.7632	1.5%	
PLUSPETROL	0.0012	0.1	0.1626	0.3	0.1638	0.3%	
VINTAGE	0.0012	0.1	1.0976	2.2	1.0988	2.1%	
TOTAL (P1+P2)	1.5925	100.0	50.70	100.0	52.2956	100.0%	
	3.05		96.95		100.00		

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Gráfico N° 5
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Operador
Gas Natural
 (en Porcentajes)



En el caso de las reservas de petróleo y condensado (Cuadro N° 24 y Gráfico N° 6), se repite la misma situación de concentración que en el caso del gas natural: tres operadores –Maxus (37,8%), Petrobras (30,3%) y Total Exploration (16,4%)– controlan el 84,5% de las reservas.

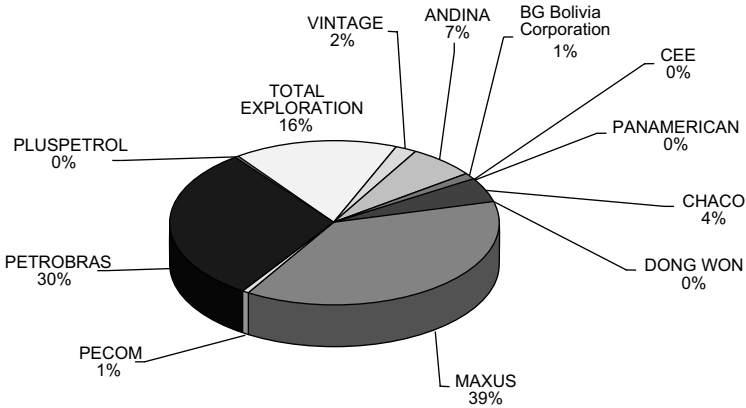
Cuadro N° 24
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Operador
Petróleo y Condensado
Al 1 de enero de 2002
 (en MMbbl)

OPERADOR	EXISTENTES	% del		RESERVA		
		Total	NUEVOS	Total	TOTAL	
ANDINA	16.6372	59.8	45.4786	5.0	62.1158	6.7%
BG Bolivia Corporation	1.3765	4.9	9.3161	1.0	10.6926	1.2%
PANAMERICAN	**	0.0	1.9594	0.2	1.9594	0.2%
CEE	**	0.0	0.6187	0.1	0.6187	0.1%
CHACO	4.1501	14.9	36.1534	4.0	40.3035	4.3%
DONG WON	**	0.0	0.8653	0.1	0.8653	0.1%

OPERADOR	EXISTENTES	% del	NUEVOS	% del	RESERVA TOTAL	% del
		Total		Total		Total
MAXUS 3.6245	13.0	347.7303	38.6	351.3548	37.8%	
PECOM 1.2897	4.6	6.7112	0.7	8.0009	0.9%	
PETROBRAS	**	0.0	281.645	31.2	281.645	30.3%
PLUSPETROL	0.7279	2.6	0.8032	0.1	1.531	0.2%
TOTAL EXPLORATION	**	0.0	152.5552	16.9	152.5552	16.4%
VINTAGE 0.0109	0.0	17.5098	1.9	17.5207	1.9%	
TOTAL (P1+P2)	27.8168	100.0	901.3460	100.0	929.1628	100.0%
	2.99		97.01		100.00	

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)..

Gráfico N° 6
Distribución de Reservas Probadadas y Probables por Operador
Petróleo y Condensado
 (en Porcentajes)



Existe otra manera de enfocar el tema de la concentración de las reservas de gas natural y petróleo que vale la pena referir, aunque sea brevemente. Hasta ahora, hemos analizado dicha concentración en términos exclusivamente porcentuales, si lo hacemos a partir de las unidades de medida de las reservas (Trillones de Pies Cúbicos [TCF] en el caso del gas [Cuadro 23], y Millones de Barriles [MMbbl]

en el caso del petróleo y condensado[Cuadro 24]) obtenemos los siguientes resultados: a) en el caso del gas, tres operadores y sus socios –Petrobras (20,57 TCF), Maxus (13,59 TCF) y Total (10,39 TCF)– controlan, como se ha señalado, el 85,2% de las reservas, es decir, 44,56 TCF de un total de 52,29 TCF; b) en el caso del petróleo, otra vez son sólo tres operadores y sus socios –Maxus (351,35 MMbbl), Petrobras (281,64 MMbbl) y Total (152,55 MMbbl)– quienes controlan el 84,5% de las reservas, es decir, 785,555 MMbbl.

Como se puede observar, tres operadores –Petrobras, Maxus y Total– controlan más del 80% de las reservas del país tanto de gas como de petróleo (en ambos casos, Total ocupa el tercer lugar; Petrobras posee las mayores reservas de gas, y Maxus las de petróleo).

Finalmente, para cerrar el análisis de reservas por Operador, los datos presentados ratifican lo señalado en el capítulo referido al proceso de Capitalización: las reservas clasificadas como “Existentes” tienen un peso reducido respecto de las reservas clasificadas como “Nuevas” (Cuadros 23 y 24). En esa misma línea de análisis, se ratifica también el hecho de que aquellos operadores que decidieron no participar en el proceso de Capitalización son los que concentran, en mayor medida, las reservas de gas y petróleo. En cambio, las empresas Andina y Chaco, que sí formaron parte de la Capitalización, sólo controlan el 9,10% de las reservas de gas, y el 11,0% de las reservas de petróleo. Por supuesto, esta situación tiene connotaciones particulares respecto de las obligaciones tributarias con el Estado boliviano.

6.3 Reservas por Campos

Los campos hidrocarburíferos más relevantes en los cuales se encuentra la mayor cantidad de reservas de gas natural y de líquidos (petróleo y condensado) son: San

Alberto y San Antonio, Itaú, Margarita y Madrejones. En estos campos realizan actividades de exploración y de explotación (producción) un conjunto de empresas quienes, como señalábamos anteriormente, designan a una de ellas como Operador.

En los cuatro campos que se señalan, los operadores son: Petrobras (San Alberto y San Antonio), Total EBP (Itaú), Maxus (Margarita) y Pluspetrol (Madrejones) (Cuadro N° 25). Junto a éstos, participan otras empresas (socios) que tienen diferente grado de significación según el peso relativo en la composición de las reservas.

Así, en los campos San Alberto y San Antonio tienen presencia tres empresas (Petrobras, Total y Andina). La presencia de una de ellas, Andina, se debe al proceso de Capitalización, y las otras dos a la Ley de Hidrocarburos 1689. Estos campos están fundamentalmente asociados al mercado del Brasil.

En los campos Itaú y Margarita todas las empresas que tienen presencia responden a la Ley de Hidrocarburos 1689 y están al margen del proceso de Capitalización.

Como se observa en el Cuadro 25, las empresas Petrobras, Total y Andina participan en dos campos de importancia (San Alberto y San Antonio). Es el mismo caso de BG (en los campos Itaú y Margarita). Por supuesto, este hecho les asigna bastante relevancia en el sector hidrocarburífero nacional. El campo Margarita, además, permitió la conformación de un consorcio de empresas, Pacific LNG, cuyo proyecto principal es la exportación de gas natural a México y Estados Unidos. Se estima que el campo Itaú también se asociaría a este proyecto.

En el campo Madrejones participa la empresa Argentina Pluspetrol, cuya finalidad es la de alimentar el mercado de ese país limítrofe.

Cuadro N° 25
Campos, Operador y Socios

CAMPOS, OPERADOR Y SOCIOS	TCF	%	POSICION⁽²⁾	NACIONALIDAD
1) SAN ALBERTO Y SAN ANTONIO	20.57	100		
Petrobrás Bolivia S.A. ⁽¹⁾		35	12	Brasil
Total EBP		15	8	Francia
Andina S.A. (Repsol YPF)		50	16	España
2) ITAU	10.39	100		
Total EBP ⁽¹⁾		41	8	Francia
Exxon-Mobil B de P		34		EEUU
BG (ex Tesoro Bol.)		25	7	Gran Bretaña
3) MARGARITA	13.59	100		
Maxus Bolivia (Repsol YPF)(1)		37.5	16	España
BG		37.5	7	Gran Bretaña
Unión Texas de Bolivia		25		EEUU
4) MADREJONES	0.16	100		
Pluspetrol		100		Argentina
5) OTROS				
Andina S.A. (Repsol YPF)	2.68		16	España
Chaco S.A. (BP)	2.08		7	Gran Bretaña
Otros con menos de 2 TCF	2.83			
TOTAL	52.3			

(1) Operador.

(2) Posición en el mercado internacional.

Fuente: Elaboración propia con base en YPFB y Energy Press.

7. Producción de hidrocarburos

La producción de gas natural entre 1990 y 1996, antes de las reformas en el sector, y entre 1997 y 2000, después de dichas reformas, mantuvo cierta estabilidad porque la demanda interna y externa no sufrieron alteraciones significativas. A partir de 2001, en especial el 2002, la producción aumentó en forma notable. La razón principal de este notorio incremento es el inicio de la exportación de gas natural a Brasil, aun cuando, hasta la fecha, no absorbe las cantidades comprometidas. Este mismo comportamiento se reproduce en el caso de la producción de petróleo y condensado (Cuadro N° 26).

Cuadro N° 26
Producción Nacional de Petróleo y Gas Natural
Entre 1997 y 2002

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petróleo/condensado ⁽¹⁾	32,711	692.25	32.46	31,415	35,794	36,289
Gas natural ⁽²⁾	515.8	519.5	484.1	550.24	692.25	861.75

(1) BPD Promedio barriles por día.

(2) MMPCD Promedio millones de pies cúbicos día.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001, 2002. YPFB.

El hecho significativo que resalta en la trayectoria de la producción de gas natural y de petróleo es que hasta 1996, momento de la aprobación y aplicación de las reformas sectoriales, la producción proviene en un 100% de los campos “Existentes”; a partir de 1997 surge la producción de los campos “Nuevos”(Cuadro N° 27).

Comparando el comportamiento de la producción en ambos campos, se observa que la de los “Existentes” tiende a disminuir, mientras que en la de los “Nuevos” tiende a aumentar (Cuadro N° 27). Como mencionamos anteriormente, éste es resultado del nuevo marco jurídico vigente en el país. Otra connotación, como veremos más adelante, está vinculada a la nueva estructura de las regalías que deben pagar las empresas extranjeras al Estado boliviano.

Cuadro N° 27
Producción de Petróleo y Condensado y de Gas Natural
Entre 1990 y 2001
(según tipo de campos)

	Petróleo /Condensado			Gas Natural		
	Barriles	Nuevos	Existentes	Mm³	Nuevos	Existentes
1990	8,506,788		100%	5,275,357		100%
1991	9,114,599		100%	5,432,256		100%
1992	8,897,433		100%	5,521,997		100%
1993	9,259,689		100%	5,593,367		100%
1994	10,553,845		100%	5,917,540		100%
1995	11,587,958		100%	5,346,486		100%

	Petróleo / Condensado			Gas Natural		
	Barriles	Nuevos	Existentes	Mm ³	Nuevos	Existentes
1996	11,872,598		100%	5,278,161		100%
1997	11,908,125	33%	67%	5,271,193	13%	87%
1998	13,796,805	48%	52%	5,295,658	21%	79%
1999	11,847,900	60%	40%	4,934,799	33%	67%
2000	11,466,475	57%	43%	5,609,015	44%	56%
2001	11,565,567	58%	42%	5,265,125	56%	44%

Fuente: Ministerio de Finanzas.

Si se evalúa el comportamiento de las reservas descubiertas, la producción todavía no tiene una dinámica similar a la de los años 2001 y 2002 porque los proyectos de venta de gas natural al mercado externo recién se han iniciado. Es el caso de la venta de gas a Brasil y de la probable exportación de gas a México y Estados Unidos (Cuadro N° 28). A partir de 2006 ó poco más adelante, y especialmente si lleva a cabo el último proyecto mencionado, la producción de gas natural y de petróleo aumentará y provendrá exclusivamente de los campos denominados "Nuevos", lo que quiere decir los hidrocarburos "Existentes" desaparecerán.

Cuadro N° 28
Proyección de Producción de Gas Natural y Petróleo
Entre 2003 y 2029
 (proyección según tipo de campos)

Año	Petróleo / condensado			Mm ³	Gas Natural	
	Barriles	Nuevos %	Existentes %		Nuevos %	Existentes
2003	17,221,717	75	25	14,249,965	71	29
2004	23,034,817	82	18	22,225,580	82	18
2005	33,318,679	90	10	38,558,965	91	9
2006	32,591,660	92	8	39,892,675	91	9
2007	31,204,310	92	8	40,133,940	91	9
2008	32,006,877	93	7	44,027,395	92	8
2009	33,337,556	94	6	49,565,540	93	7
2010	32,166,796	94	6	49,631,605	94	6
2011	30,995,114	95	5	49,700,225	94	6



Año	Petróleo / condesado		Existentes %	Mm ³	Gas Natural	
	Barriles	Nuevos %			Nuevos %	Existentes
2012	29,822,426	95	5	49,771,400	94	6
2013	28,648,641	96	4	49,845,495	94	6
2014	27,473,662	97	3	49,922,875	94	6
2015	26,297,388	97	3	50,003,175	94	6
2016	25,252,476	98	2	50,086,395	94	6
2017	24,206,044	98	2	50,173,265	94	6
2018	23,157,971	98	2	50,263,420	94	6
2019	22,190,407	98	2	50,357,225	94	6

Fuente: Ministerio de Finanzas.

8. Privatización del *Downstream*

El gobierno de Hugo Banzer Suárez (1997-2002) decidió privatizar las actividades del *Downstream* (refinación, comercialización y almacenaje) y, por lo tanto, desintegrar definitivamente la cadena del sector hidrocarburos controlada por YPF. Para tal efecto, recurrió a la ley de Privatización N° 1330, promulgada en el gobierno de Jaime Paz Zamora (1989-1993), la cual establece que la empresa pública licitada se traspasará a la mejor oferta monetaria efectuada por la empresa privada, y que estos recursos deberán destinarse a la región o departamento en el cual esté establecida la empresa privatizada, para que las autoridades correspondientes destinen estos fondos a proyectos que beneficien a la población del Departamento en cuestión.

8.1 Refinación y Distribución

En noviembre de 1999, Petrobras –en asociación con la empresa argentina Pérez Companc International– se adjudicó, por un valor de 102 millones de dólares las refinerías “Gualberto Villarroel” del Departamento de Cochabamba y “Guillermo Elder Bell” de Santa Cruz. La capacidad instalada de refinación de ambas plantas totaliza 47.250 barri-



les/día. Para administrar las refinerías se conformó la Empresa Boliviana de Refinación (EBR), con la citada participación de Petrobras (70%) y de Pérez Companc (30%).

Además de operar ambas plantas, la EBR suministra carburantes a todo el país. EBR se adjudicó también los servicios de distribución mayorista de carburantes. Para tal efecto, las dos empresas mencionadas conformaron la Empresa Boliviana de Distribución (EBD). En noviembre de 2001, la EBD lanzó la primera estación de servicio con la marca EBR y, en diciembre, el primer surtidor con la marca Petrobras. Se tiene previsto implementar 70 surtidores con la marca EBR y otros 10 con la marca Petrobras.

8.2 Almacenaje

La Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB), empresa holandesa del Consorcio Oil Tankin, se adjudicó la privatización de la Unidad de Poliductos y Almacenaje de YPFB por un valor de 15 millones de dólares. Esta empresa transporta y almacena derivados de petróleo para el mercado interno y, a su vez, vende a los mayoristas calificados y éstos a los minoristas. Las actividades de esta empresa no están bajo regulación alguna.

Como señalaba la Ley de Privatización de Paz Zamora, los recursos de la privatización de todas estas empresas deberían haberse destinado a los departamentos en los que se encuentran, sin embargo, no existe información ni constatación alguna de que esos recursos hayan beneficiado a la población de esos departamentos. Parece ser que se utilizaron para cubrir los gastos corrientes del Presupuesto General de la Nación durante el gobierno de Banzer.



CAPÍTULO V

Exportación de gas natural

Actualmente está en curso la exportación de gas natural de Bolivia a Brasil y Argentina (Cuadros 31 y 32). El objetivo de este capítulo es analizar, especialmente, las condiciones de exportación de gas a Brasil como resultado del Contrato de Compra-Venta firmado por los dos países. Se evalúan, además, los efectos que provoca el incumplimiento de este contrato.

1. El mercado brasileño

1.1 El Contrato de Compra-Venta de Gas Natural

Las negociaciones que entablaron los diversos gobiernos de Bolivia y Brasil en procura de establecer un contrato de compra y venta de gas natural, estuvieron –durante largos años– preñadas de diversas circunstancias internas en cada país así como de factores externos que, en conjunto, dilataron en el tiempo la suscripción del referido contrato. Este largo proceso mantuvo, sin embargo, una de las principales características también largamente negociada, es decir, sellar el llamado “Derecho Preferente” en favor de





Brasil que consiste en que nuestro país otorga la prioridad de abastecimiento de gas boliviano al mercado del vecino país.

Algunos hitos de la trayectoria histórica que finalmente culminó con la suscripción del contrato de venta de gas al Brasil se detallan a continuación:

- **1958:** “Acuerdos de Roboré”, en los que, por primera vez, se incorpora el tema de la integración energética entre Bolivia y Brasil.
- **1974:** Los presidentes de Bolivia y Brasil firman un acuerdo que preveía la construcción de un gasoducto para exportar gas boliviano al país vecino.
- **1984:** Los gobiernos de ambos países deciden retomar el proyecto.
- **1988:** Se firma un acuerdo bilateral de compra de energía e industrialización del gas natural.
- **1991:** Petróleos del Brasil (Petrobras) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firman una Carta de Intenciones en la que se establece el primer compromiso de compra y venta de gas.
- **Agosto de 1992:** YPFB y Petrobras acuerdan la construcción de un gasoducto y se ratifica el interés de que Petrobras, en asociación con YPFB, participe en la exploración, desarrollo, producción, transporte y comercialización de gas en Bolivia.
- **Febrero de 1993:** Se firma el primer acuerdo de Compra-Venta de gas. Bolivia se compromete a buscar nuevas reservas con la finalidad de cumplir el contrato, Petrobras tendría prioridad en la compra de gas natural que eventualmente se descubriera.
- **16 de agosto de 1996:** Se firma el Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre Petrobras e YPFB; lo suscriben Joel Mendes Renno, Presidente de la empresa brasileña, y Arturo Castaños Ichazo, Presidente Ejecutivo de la empresa estatal boliviana.





- **4 de septiembre de 1996:** Se firma el contrato de construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y ese mismo día se inician los trabajos, con la licitación internacional para la compra de las tuberías. De acuerdo al contrato, la ejecución de la obra queda a cargo de Petrobras. Este trabajo concluyó en diciembre de 1998.
- **17 de diciembre de 1998:** Se firma el Adendum N° 1 al Contrato de Compra-Venta de Gas suscrito por Joel Mendes Renno, Presidente de Petrobras, y Carlos Salinas Estenssoro, Presidente Ejecutivo de YPF.
- **16 de marzo de 2000:** Se firma el Adendum N° 2 al contrato pactado; lo suscriben Henri Philippe Reichstul, Presidente de Petrobras, y Carlos Salinas Estenssoro, Presidente Ejecutivo de YPF.
- **2003:** Negociaciones entre el gobierno de Bolivia y Brasil para revisar cláusulas del contrato y el Adendum N° 2 sobre precios y volúmenes de exportación.

Como se observa, fueron necesarias varias décadas para la suscripción y concreción final del compromiso para la exportación de gas natural a Brasil. El contrato suscrito tiene una duración de 20 años, de 1999 a 2019. Es oportuno indicar que, durante la larga negociación y antes de la Capitalización de YPF, se presentaron condiciones favorables para la exportación de gas y la construcción del gasoducto. Existieron compromisos formales y bilaterales entre Bolivia y Brasil para tal cometido. Petrobras expresó, en varias oportunidades, su interés por construir el gasoducto a través de una ingeniería financiera que consistía en otorgar un crédito a YPF para que cubra el costo de construcción del tramo que le correspondía. La cancelación de ese crédito se haría efectiva a través del gas exportado. Pero ésta es sólo parte de la historia, veamos cuáles fueron los compromisos asumidos por las dos empresas estatales en el momento de la firma del contrato:



Petrobras se comprometió a:

- Adoptar las medidas necesarias para el cumplimiento del contrato en el mercado brasileño.
- Asegurar que el gasoducto abastezca a los mercados industriales, generación termoeléctrica, transporte, comercial y residencial, y otros en las regiones sur y sudeste, así como los estados de Mato Grosso do Sul.

YPFB se comprometió a:

- Adoptar por sí mismo o por terceros las medidas necesarias para el desarrollo del sistema de producción del gas en Bolivia (es así que se capitalizó y privatizó el sector hidrocarburos en el país).

YPFB y Petrobras se comprometieron a:

- Garantizar que los mercados vinculados al contrato sean desarrollados en forma integrada con el objetivo estratégico de optimizar la capacidad del gasoducto, las reservas y precios del gas natural (esto no ocurrió en la práctica, especialmente por parte del gobierno brasileño y su empresa Petrobras).

Para el efectivo cumplimiento del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural suscrito por Bolivia y Brasil, ambos países, sus gobiernos y empresas petroleras, tomaron algunas medidas que se deben mencionar. En el caso boliviano, para asegurar la suficiente cantidad de reservas para el abastecimiento del mercado brasileño se promulgaron –durante el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada– las leyes de Capitalización e Hidrocarburos. Brasil, por su parte, y a través de Petrobras, la más importante de sus empresas estatales, suscribió un Contrato de Riesgo Compartido con la

boliviana YPFB que le ha permitido ser propietaria de dos importantes campos petroleros, San Alberto y San Antonio. Actualmente, el primero de los dos campos mencionados alimenta el gasoducto al Brasil.

Se debe señalar también, una vez más, que Petrobras no participó en el proceso de Capitalización por al menos dos razones: porque su relación con YPFB –anterior a la Capitalización– le permitió establecer compromisos bilaterales de mucho tiempo atrás, y porque debido a esa relación hay suficientes indicios que permiten afirmar que la empresa brasileña conocía con profundidad la información técnica acerca de la presencia de importantes reservas de gas, especialmente en el campo San Alberto. Un par de razones suficientes como para que a Petrobras no le convenga ser parte de la Capitalización puesto que como resultado de ese proceso se hubiera visto obligada a compartir el 50% de sus ganancias con los bolivianos. La petrolera brasileña no sólo que ahora disfruta con exclusividad las ganancias obtenidas, sino que ha adquirido la concesión preferencial de los campos San Alberto y San Antonio.

1.2 El Gasoducto Bolivia-Brasil

La verdadera base para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil y la exportación de gas natural a ese país se remontan a las relaciones comerciales que existieron entre YPFB y Petrobras –mucho antes de la Capitalización– y que hicieron posible la presencia de la empresa brasileña en los campos de San Alberto y San Antonio.

El gasoducto Bolivia-Brasil en actual operación (Cuadro N° 29 y Gráfico N° 7) tiene una extensión total de 3.150 Km. En el lado boliviano tiene una longitud de 557 Km. La capacidad plena del gasoducto es de 30 Millones de metros cúbicos por día (30 MMm³/d).

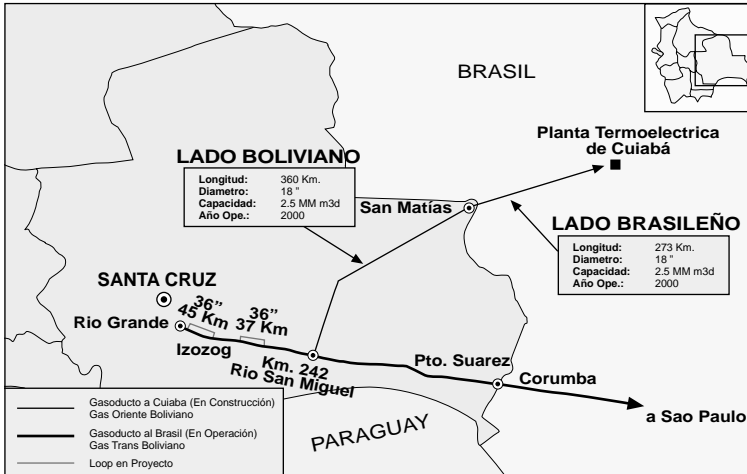
El gasoducto construido une Río Grande (Bolivia) y San Paulo (Brasil), contempla una extensión a Porto Alegre (Brasil), atraviesa los estados Mato Grosso do Sul, San Pablo, Paraná y Santa Catarina, termina en Río Grande do Sul y abastece de gas natural a lo largo del trayecto al vasto mercado de San Paulo y a otros mercados importantes del vecino país¹.

Cuadro N° 29
El gasoducto Bolivia-Brasil en cifras

[Lado boliviano: Río Grande-Puerto Suárez]	
Diámetro del ducto:	32 pulgadas y 30 para líneas auxiliares.
Capacidad del ducto:	30 millones de metros cúbicos diarios.
Longitud (diseño básico):	570 Kilómetros.
Principales puntos de la ruta:	Río Grande, Izozog, Chiquitos, Roboré, Yacuses. Estación de compresión
Planificadas:	Puerto Suárez, Yacuses, Izozog, Chiquitos y Roboré.
Cruces mayores en sección:	Río Grande, Río Parapetí, Río San Miguel, Río Otuquis.
Inversión requerida:	435 millones de dólares.
Operadores:	GTB - Transredes (GASTRANSBOL)
[Lado brasileño: Corumbá-Sao Paulo]	
Extensión:	1.970 Kilómetros.
Extensión total:	3.150 Kilómetros.
Diámetro de los tubos:	32 a 24 pulgadas.
Municipios atravesados a lo largo del trayecto brasileño:	135
Propiedades brasileñas atravesadas:	4.141
Municipios brasileños atravesados en el tramo inaugurado:	63
Capacidad de transporte:	30 millones de metros cúbicos/día

1 Fuente: *Why Invest in the Hydrocarbon Industry in Bolivia?*. YPFB.

Gráfico N° 7
Gasoducto Bolivia-Brasil



El gasoducto Bolivia-Brasil es hasta ahora el mayor proyecto de transporte de gas natural construido en América Latina. La inversión total ascendió a 2.015 millones de dólares (Cuadro N° 30), de los cuales 435 millones corresponden a la inversión ejecutada por la empresa brasileña Gas TransBoliviano S.A. en territorio boliviano.

La construcción del gasoducto implicó, en el lado brasileño y boliviano, el diseño de una ingeniería técnica y financiera que asoció a diferentes empresas transnacionales. La participación de esas empresas es la siguiente:

- Gaspetro (51%):
Distribuidora de gas que pertenece a Petrobras.
- BBPP Holdings (29%), integrado por:
 - British Gas/BG Group (9,66%)
 - El Paso: (9,66%)
 - Total Fina Elf: (9,66%)

- Transredes (12%), integrado por:
 - Enron: (6%)
 - Shell: (3%)
 - AFP: (3%)
- Shell (4%).
- Enron (4%)

Cuadro N° 30
Financiamiento del Gasoducto Bolivia-Brasil
 (en Millones de dólares americanos)

COSTOS E INVERSIÓN	
Tramo brasileño	
BID, BM y otros bancos brasileños	940
Pago anticipado de Petrobras	300
Aporte de socios	340
Sub Total	1.580
SOCIOS en el tramo brasileño: BTB, Transredes, Enron, Shell, Empresas brasileñas	
Tramo boliviano	
Pago por adelantado de Petrobras:	280
TCO (Transport Capacity Option)	81
Aporte de socios	74
Sub Total	435
SOCIOS en el tramo boliviano: BTB y Petrobras, Transredes (Enron, Shell, AFP)	
TOTAL	2.015

Fuente: Energy Press, N° 29, junio 2002.

Una rápida mirada a los montos invertidos en la construcción del gasoducto arroja un dato curioso: la empresa capitalizadora Transredes, en el tramo boliviano, invirtió un pequeño monto (74 millones de dólares) en comparación con el costo total (435 millones de dólares); fue Petrobras, a través

de un crédito² de 280 millones de dólares, quien verdaderamente hizo posible el tendido del gasoducto. El crédito concedido por la empresa brasileña tiene dos alternativas para su cancelación: la disminución del costo del transporte de gas o el pago en efectivo. El pequeño aporte de Transredes es doblemente curioso si se toma en cuenta su compromiso inicial de desembolsar un mayor nivel de recursos para la construcción del gasoducto y la envergadura de sus dos principales socios: Enron y Shell.

El mencionado compromiso de inversión de Transredes nunca se hizo efectivo, hecho que puede señalarse como una clara violación a los acuerdos del proceso de Capitalización. Sin embargo, ninguna instancia del Estado boliviano, ni el Ejecutivo ni la propia Superintendencia de Hidrocarburos, se pronunció al respecto. Esta clase de hechos reafirman aquellos criterios que sostienen que YPFB –por sus relaciones anteriores con Petrobras y por las condiciones financieras –que hicieron posible la construcción del gasoducto, precisamente con un decisivo crédito de la empresa brasileña– hubiese podido llevar adelante el compromiso de la construcción del gasoducto en el tramo boliviano. Aquí reaparece, otra vez, el carácter político de las decisiones adoptadas en el proceso de Capitalización cuyos resultados, como se observa, no siempre son compatibles con los intereses nacionales.

1.3 Volúmenes de exportación

El contrato original de compra-venta de gas natural que suscribieron YPFB y Petrobras establecía la compra –por parte de Brasil– de 16 Millones de m³/día de gas natural. Dos adendums posteriores establecieron significativas variaciones en los volúmenes de exportación inicialmente pactados.

2 Banco Mundial: *Republic of Bolivia. Natural Gas Market Development Study (NGMDS)*. Draft Concept Paper. February 27, 2002.



El Adendum N° 1 incrementó el volumen a 18 Millones de m^3 /día, y el Adendum N° 2 estableció la cifra definitiva hoy en vigencia: 30 Millones de m^3 /día. Los requerimientos técnicos para la exportación de ese volumen de gas exigieron la construcción de un gasoducto de 32 pulgadas de diámetro.

Las señaladas modificaciones del contrato original, a través de dos adendums, se hicieron a pedido del gobierno de Brasil, a través de Petrobras, y se justificaron por una supuesta y considerable elevación de la demanda de gas natural en el mercado brasileño. Los planes del vecino país, en el momento de la firma del contrato, se basaron en la decisión de consumir combustible más limpio en sus industrias y vehículos, en la generación de electricidad y en la ampliación de la distribución domiciliaria del gas natural. Bajo esas perspectivas, el gobierno brasileño diseñó un plan específico para la construcción de centrales termoeléctricas, muchas de las cuales utilizarían el gas natural proveniente de Bolivia, garantizando de esa manera, el consumo de 30 millones de m^3 de gas natural por día.

En el caso de este último proyecto, el de las centrales termoeléctricas –en el que la empresa estatal brasileña participa como socio minoritario–, el gobierno del país vecino se propuso alimentar las citadas plantas con dos fuentes de gas natural: la proveniente de Bolivia y la producida por el propio Brasil, cuyo costo de transporte es más bajo. Así, a partir de esta última variante, el precio de producción de energía eléctrica en base a gas natural se hacía mucho más rentable para los consumidores brasileños.

Cuatro años después de que el gasoducto Bolivia–Brasil inició operaciones, los volúmenes de exportación de gas natural planificados no son los esperados, el país vecino no cumplió sus compromisos. Según las proyecciones realizadas para 20 años y en base al Adendum N° 2 (Gráfica 8), en el año 2003 Brasil debería comprar 24,6 millones de m^3 /día, sin embargo, el volumen exportado en ese año apenas





llega a 11 millones de $\text{m}^3/\text{día}$, menos de la mitad comprometida. El Adendum N° 2 también señala que partir del año 2004 Brasil debe comprar 30 millones de $\text{m}^3/\text{día}$, un volumen que tanto las autoridades bolivianas como brasileñas consideran muy difícil de cumplir.

El 1 de enero de 2003, Luís Inácio Lula da Silva asumió la Presidencia en Brasil reemplazando a Fernando Henrique Cardoso. El nuevo gobierno brasileño, al menos durante el primer año de gestión, le imprimió un cambio drástico a la política energética del país vecino al priorizar la energía hidroeléctrica como la principal fuente generadora de energía eléctrica. Esto explica, en gran medida, el incumplimiento en el que incurrió Brasil respecto del contrato firmado en 1996 y la reciente solicitud del gobierno de Lula de revisar sustantivamente varias cláusulas del contrato, en especial las referidas a volúmenes y precios de exportación.

Hay que señalar, al respecto, que el contrato de exportación firmado por YPFB y Petrobras está regido por el sistema denominado "take or pay", lo que implica la obligación del gobierno de Brasil de pagar el volumen de gas natural comprometido en el contrato aún cuando no haya sido adquirido o utilizado efectivamente en el mercado³. Como se ha señalado, el volumen de gas que se debería estar exportando durante el año 2003 llega a $24,6 \text{ MMm}^3/\text{día}$, pero el volumen efectivo de venta en esa gestión apenas llega a $10,1 \text{ MMm}^3/\text{día}$. Si se aplica estrictamente el contrato y, por tanto, el sistema "take or pay", se establece que se ha generado una deuda de 120 millones de dólares en favor de las empresas extranjeras que operan en Bolivia. Es importante señalar también que si el incumplimiento del contrato se producía en dirección contraria, es decir que YPFB no hubiera logrado contar con las reservas suficientes para la exportación, igualmente debía aplicarse la cláusula del "take or pay".

3 Información a mayo de 2002. Energy Press No. 93, junio 2002.



Cuadro N° 31
Exportación de Gas Natural por Contratos
(en Millones de Metros Cúbicos por día / Mm³/ d)

	1999	2000	2001	2002
Exportación a la Argentina:				
Contrato compra y venta YPFB-YPF	2.57			
Exportación directa PLUSPETROL				
Bermejo	0.05	0.05	0.08	0.04
Madrejones			0.26	1.57
Exportación al Brasil:				
Contrato YPFB-Petrobras	2.18	5.74	9.88	10.34
Contrato BG- Comgas			0.99	1.51
Contrato Andina Cuiabá			0.29	1.27
TOTAL	4.79	5.79	11.5	14.73

Fuente: Informe mensual, diciembre 2001 y 2002. YPFB.

Cuadro N° 32
Exportación de Gas Natural por Contratos y
Participación en Exportaciones
(en Millones de dólares americanos)

	1999	2000	2001	2002
Exportación a la Argentina:				
Contrato compra y venta YPFB-YPF	17.96			
Exportación directa PLUSPETROL				
Bermejo	0.6	0.7	1.0	ND
Madrejones			0.6	ND
Exportación al Brasil:				
Contrato YPFB-Petrobras	15.12	119.95	220.75	205.98
Contrato BG - Comgas			ND	ND
Contrato Andina Cuiabá			ND	ND
TOTAL	33.08	119.95	220.75	205.98
Exportaciones totales	1,138.90	1,327.80	1,248.8	1,310.1
% exportación gas/totales	2.96	9.09	17.7	15.7

Fuente: Informe mensual, diciembre 2001 y 2002. YPFB.

1.4 Precios y tarifas de transporte

1.4.1 Los precios

En la cláusula Undécima del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural a Brasil se establece la fórmula que permite la fijación y variación del precio del gas en Río Grande (Bolivia). Ese precio se expresa en dólares por millón de BTU (*British Termal Unit*, por sus siglas en inglés). Dicha cláusula señala lo siguiente:

“El precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (US\$/MMBtu), en la entrada del gasoducto, será calculado para cada trimestre, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P(i) (0,5 FO1/FO1o + 0,25 FO2/FO2o + 0,25 FO3/FO3o)$$

PG = Precio del gas, dólar por millón de BTU
(US\$/MMBtu)

P(i) = Precio base, dólar por millón de BTU
(US\$/MMBtu)

FO1, FO2, FO3 son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PG, siendo:

FO1 = Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy.

FO2 = Fuel Oil N° 6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne.

FO3 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE.

F01o, F02o y F03o son promedios aritméticos, para los mismos Fuel Oil definidos anteriormente, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1999 hasta el 30 de junio de 1992 excluyendo el periodo comprendido entre el 1 de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991.

Estos precios referenciales de Fuel Oil serán publicados en el Platts Oilgram Price Report, en la tabla "Spot Price Assessments" (Contrato de Compra-Venta de Gas Natural, YPFB-PETROBRAS, 1996, 28).

Para comprender mejor esta compleja fórmula que define el Precio del Gas (PG), debemos señalar que uno de sus dos principales componentes, el Precio Base –denominado P(i)–, se define y establece en el contrato de compra-venta y que, en este caso, oscila entre 0,95 US\$MM/Btu para el primer año de vigencia del contrato y 1,06 US\$MM/Btu para el último año del mismo (Cuadro N° 33).

Cuadro N° 33
Precio Base del Gas Natural en Río Grande
(en Dólares por Unidades Térmicas Británicas / US\$/Btu)

(i)	P(i)
1	0.95
2	0.95
3	0.95
4	0.96
5	0.96
6	0.97
7	0.98
8	0.98
9	0.99
10	1
11	1
12	1.01

(i)	P(i)
13	1.02
14	1.02
15	1.03
16	1.03
17	1.04
18	1.05
19	1.05
20	1.06

Fuente: Contrato de compra-venta de gas natural, YPFB-PETROBRAS, 1996, Sub cláusula 11.1, p. 28.

El segundo componente del precio del gas en el mercado es el precio de los tres Fuel Oil que aparecen en la fórmula (FO1, FO2 y FO3). Al conjunto de estos tres Fuel Oil también se lo conoce como “canasta” de Fuel Oil. El precio de cada uno de estos Fuel Oil está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y, por tanto, constituyen un factor de ponderación en la definición del precio del gas. En consecuencia, el precio de venta del gas natural en Río Grande (Santa Cruz) contempla: a) un precio base y b) un factor de ponderación.

Como vemos, entre los dos componentes del Precio del Gas (PG) que aparecen en la fórmula, el Precio Base denominado P(i) y el precio de los Fuel Oil, este último es determinante porque está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y más específicamente al precio internacional del petróleo, relacionado también con los precios de los Fuel Oil. Esto quiere decir que si se produce una significativa variación de los precios de los Fuel Oil, se incrementará también el precio del gas natural que se exporta a Brasil porque, como se ha señalado, este precio está sujeto a las variaciones de los precios de los Fuel Oil.

En los últimos cinco años se ha producido un incremento notorio del precio internacional del petróleo que ha tenido un creciente impacto en el precio del gas natural, motivo por el cual el actual gobierno de Brasil ha pedido una modificación del contrato de compra-venta que ha firmado con Bolivia. Los

brasileños quieren sustituir la fórmula que define el precio del gas por un sistema de banda de precios que defina el precio base (límite inferior) y el precio máximo (límite más alto).

Para hacer aún más entendible esta explicación, vale la pena remitirse a los números. En el Cuadro N° 34, en la columna referida al precio del gas en Río Grande, se observa una tendencia creciente de dicho precio entre 1999 y 2003 (de 1,10US\$MMBtu a 1,79US\$MMBtu); esta tendencia ascendente se explica por lo ya señalado, la elevación del precio internacional del petróleo.

En el mismo cuadro se puede observar también el impacto de la elevación del precio internacional del petróleo en el precio de gas en la frontera y, por supuesto, en su destino final, la metrópoli de San Pablo. Es igualmente importante destacar la importancia de la tarifa de transporte y su impacto en el precio del gas (como se observa en el Cuadro 34, hay tres tarifas de transporte: la que se aplica al transporte del gas de boca de pozo a Río Grande; la aplicada de Río Grande hasta la frontera con Brasil, a través del gasoducto; y la de la frontera hasta San Pablo, también a través del gasoducto, en el tramo brasileño). El impacto más notorio del aumento de la tarifa de transporte produce el año 2002 (Cuadro N° 34).

Cuadro N° 34
Precios y Tarifas en la cadena de venta de Gas a Brasil
(en Dólares por Unidades Térmicas Británicas / US\$/Btu)

Año	Precio Boca de Pozo	Tarifa Transporte	Precio Río Grande	Tarifa Transporte	Precio Frontera	Tarifa Transporte Brasil	Precio Destino San Pablo
1999	0.8865	0.2200	1.1065	0.3244	1.4309	1.0061	2.4370
2000	1.4732	0.2200	1.6932	0.3260	2.0192	1.0049	3.0241
2001	1.3036	0.2200	1.5236	0.3276	1.8512	1.2660	3.1172
2002	1.3993	0,2481*	1.6474	0.3817	2.0291	1.5072	3.5363
2003	1.5420	0.2481	1.7908	0.3817	2.1719	1.5072	3.6791

Fuente: Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Informe Mensual, diciembre 2002, YPFB, La Paz, Bolivia, p. 69. Precios a diciembre de cada año.

* Modificadas a partir del 10 de abril del año 2002.

Por todas estas consideraciones, se hace evidente que la actual estructura de definición de precios del gas, establecida en el contrato de compra-venta, está afectando adversamente los intereses de Brasil pero, al mismo tiempo, favorece claramente a las empresas transnacionales exportadoras de gas natural.

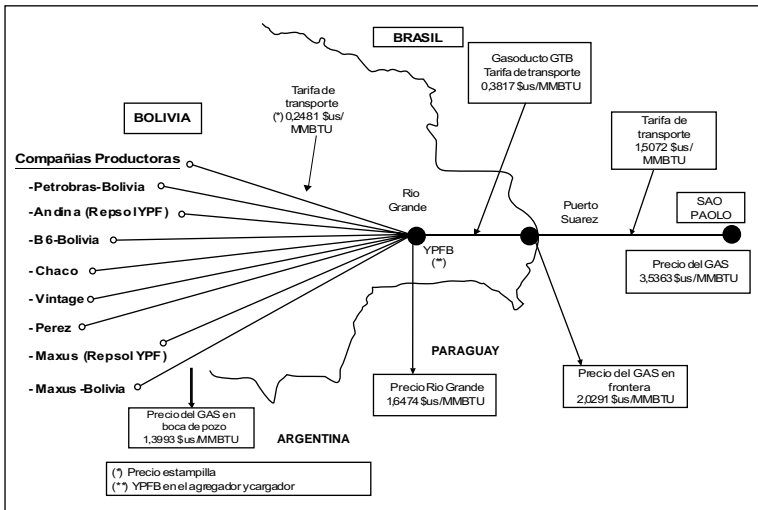
Sobre la dinámica que tomó en los últimos años el mercado internacional del petróleo se debe señalar, por una parte, la recuperación de la importancia de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) creada en la década los años 70 del pasado siglo, porque esta organización ha logrado controlar nuevamente la oferta de petróleo y así elevar su precio con iguales efectos para los precios del Fuel Oil. Por otro lado, la postura del gobierno de George W. Bush en Estados Unidos respecto de algunos países productores de petróleo también tuvo implicaciones en la subida de precios. Estos dos factores contribuyeron a la elevación del precio en Río Grande y en frontera, afectando desfavorablemente los intereses brasileños.

A partir de estos hechos, se hace evidente que uno de los grandes temas de discusión entre Bolivia y Brasil tiene que ver con los precios del gas natural en los denominados "city gates" (puntos de distribución), el último punto de la larga cadena hidrocarburífera, donde operan las distribuidoras brasileñas y donde se establece el precio final para el gas boliviano. Las distribuidoras de Brasil sostienen que la producción de gas natural de Bolivia no es competitiva y que está perdiendo claramente la batalla en manos de otros combustibles. Este es otro de los motivos por el que el gobierno brasileño planteó oficialmente la revisión de los precios en toda la cadena del fluido, así como los volúmenes comprometidos para la exportación.

1.4.2 Las tarifas de transporte

La cadena de exportación de gas natural de Bolivia a Brasil (Gráfica N° 9) incluye tres principales tramos desde el punto de vista del transporte del energético: el de los campos de producción hacia Río Grande (Santa Cruz); el de Río Grande a la frontera con Brasil; y, finalmente, el transporte en Brasil hacia los puntos de consumo.

Gráfico N° 9
Cadena de la Exportación
de Gas Natural a Brasil



En el primero de esos tramos –desde los campos de producción hasta Río Grande– opera la empresa Transredes. La tarifa de transporte que se aplica en este primer tramo, denominada “estampilla”, es la misma para el campo de San Alberto, ubicado en el departamento de Tarija, que para un campo ubicado en el Chapare, en el departamento de Cochabamba. Esto quiere decir que para la aplicación de esta

tarifa no importa la distancia, por eso la denominación “estampilla”, porque se trata de un costo fijo⁴.

Además, el costo o tarifa de transporte, aprobado por la Superintendencia de Hidrocarburos, es el mismo tanto para el transporte de gas en el mercado interno como para el destinado a la exportación: Transredes cobra la misma tarifa (0,22 centavos de dólar por millar de BTU hasta el año 2001 y 0,2481 desde el año 2003) en ambos casos (Cuadro N° 34).

A partir de Río Grande hasta la frontera con el Brasil –el segundo tramo de transporte–, es la empresa Gas TransBoliviano (GTB) quien tiene a su cargo el transporte de los hidrocarburos. En territorio brasileño, la empresa Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia-Brasil (TBG) transporta el gas hasta los 35 puntos de entrega (“city gates”). En los puntos de entrega, son las empresas distribuidoras de gas natural las que se hacen cargo de la distribución de los hidrocarburos a los consumidores finales.

Hasta aquí, hemos explorado los mecanismos que determinan el precio del gas natural hasta que llega a los consumidores finales en Brasil. Corresponde ahora conocer cómo es que se determina el precio del gas natural en boca de pozo por la importancia que este precio tiene para el país, dado que a partir de este precio se calculan las regalías y participaciones que favorecen a los departamentos productores de gas y al Tesoro General de la Nación (TGN).

El precio del gas en boca de pozo es el resultado de una resta: el precio del gas en Río Grande menos la tarifa de transporte. Dicho en forma más precisa:

Precio en boca pozo	=	Precio Unitario Río Grande	-	Tarifa transporte Mercado Externo (“estampilla”).
----------------------------	---	----------------------------	---	---

4 Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos.



Hay que señalar también, que el cálculo del precio del gas natural en boca pozo es el mismo para todos los campos productores situados en Bolivia. Entre los años 1999 y 2003, el precio del gas en boca de pozo fluctuó de 0,88 US\$MMBtu a 1,54 US\$MMBtu (Cuadro N° 34). Esta tendencia ascendente se debe, como se ha explicado, a las permanentes variaciones del precio del petróleo en el mercado internacional. Queda claro, por tanto, que la elevación del precio del gas en Río Grande (Santa Cruz) provoca la automática elevación del precio en boca de pozo, lo que beneficia a los departamentos productores y al TGN.

A propósito de los beneficios que reporta la exportación de gas a Brasil, vale la pena realizar un breve repaso de los crecientes volúmenes de gas natural exportado, los ingresos generados por esa venta y la significación de estos ingresos en las exportaciones totales del país.

En el primer año de exportación, en 1999, se exportaron 2,18MMm³/día (Cuadro N° 31) que reportaron 15,2 millones de dólares para el país los que, a su vez, representaron el 2,96% de las exportaciones totales de Bolivia (Cuadro N° 33). Dos años después, el año 2001, se exportaron 11,6MMm³/día (Cuadro N° 31) que ingresaron 220,75 millones de dólares, el 17,7% del total exportado por el país (Cuadro N° 33).

Como se observa, los niveles de exportación de gas, en sólo dos años, se quintuplicaron con similares efectos en los ingresos que percibe el país por esa exportación y en participación de la venta del gas en las exportaciones totales del país. Las proyecciones realizadas para los próximos años (Gráfico N° 10) indican que la producción y exportación de gas natural aumentará aún más a partir del año 2003. Esas proyecciones indican, por ejemplo, que el año 2009 los ingresos por la exportación de gas llegarán a 2.228 millones de dólares y en el 2019, después de 20 años de venta de gas a Brasil, tal como establece el contrato, ese monto llegará a 2.143 millones de dólares.

Por supuesto que estas proyecciones dependerán de los alcances y resultados que arrojarán las negociaciones entre los go-

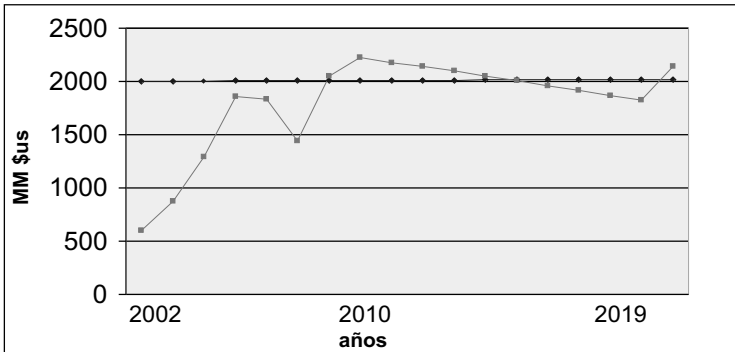




biernos de Bolivia y Brasil. Si se acepta la reducción de precios y volúmenes, tal como lo ha solicitado el país vecino, las proyecciones serán diferentes. Una primera señal preocupante al respecto, emitida por el segundo gobierno de Sánchez de Lozada, antes de su caída, es la propuesta de una ampliación de la duración del contrato por diez años más, es decir, hasta el año 2029. Analizaremos más adelante la significación de esta propuesta.

En ese mismo sentido, es pertinente señalar que la notable elevación de las exportaciones (cinco veces más en sólo dos años, entre 1999 y 2002, tal como lo apuntamos) y las todavía mayores expectativas establecidas en las proyecciones también mencionadas (más de dos mil millones de ingresos por la venta del gas natural el año 2019), no redundará en mayores beneficios a la sociedad boliviana si es que se mantienen los actuales aportes de las empresas transnacionales a los departamentos productores de gas natural y al TGN. Bajo el actual esquema jurídico y tributario que rige el mercado de los hidrocarburos, heredado del primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, no es arriesgado estimar que gran parte de los ingresos por la exportación del gas termine engordando las cuentas de las empresas petroleras transnacionales a través de la remisión de utilidades.

Gráfico N° 10
Proyección de Exportación de Gas Natural a Brasil



Fuente: Elaboración Propia con base en información del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos y del Ministerio de Hacienda.



1.5 Negociaciones para la revisión del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural

Como se ha mencionado en este capítulo, ante la imposibilidad de cumplir el compromiso de compra por parte de Brasil de 30 MMm³/día de gas natural, el gobierno brasileño y su empresa estatal Petrobras plantearon oficialmente a YPFB y al gobierno boliviano la revisión del actual precio del gas en la cadena de valor, la revisión de los actuales volúmenes de exportación y de la cláusula denominada “take or pay”. Esta solicitud, por supuesto, entraña serios riesgos para el país si es que como resultado de las negociaciones se afecta el precio del gas en boca de pozo, es decir, el monto sobre el que se calculan regalías y participaciones para los departamentos productores de gas natural y para el TGN.

La negociaciones entre el gobierno de Bolivia y de Brasil se iniciaron en febrero de 2003 y continuaron en la misma tónica hasta poco antes de octubre del mismo año, mes en que se produjo la caída de Gonzalo Sánchez de Lozada y la asunción en el mando del país de Carlos D. Mesa Gisbert. Poco después de que Mesa asumiera la Presidencia, por iniciativa del gobierno del presidente Lula da Silva, las negociaciones sobre la revisión del contrato de compra-venta de gas natural a Brasil quedaron “congeladas”. El alcance del presente trabajo, por tanto, referirá el curso de las negociaciones hasta antes del mes de octubre de 2003 y, sin duda, estos antecedentes serán de utilidad para evaluar el nuevo rumbo que podrían tener las negociaciones bajo el mando de los presidentes Mesa Gisbert y Lula da Silva.

En mayo de 2003 se reunieron en Brasilia los presidentes de Bolivia y Brasil abriendo así, oficialmente, la ronda de negociaciones. En ese momento, las expectativas de la demanda de gas natural por parte de Brasil se contrajeron

significativamente en especial por la decisión del gobierno de Lula da Silva de cancelar la construcción de 32 plantas termoeléctricas. Las mencionadas expectativas se sustentaban, básicamente, en la construcción de 49 plantas termoeléctricas cuya alimentación, en gran medida, provenía del gas que Bolivia exporta a Brasil.

Por el carácter reservado de las negociaciones se ha conocido muy poca información sobre las propuestas concretas del gobierno brasileño en torno a las modificaciones del contrato de compra-venta. Sin embargo, el seguimiento de la prensa, especialmente escrita, sobre el tema, entrega algunas pistas y todas ellas indican que lo que se busca, principalmente, es la reducción de los precios para garantizar el aumento de la demanda de gas natural por parte de Brasil. Otra propuesta, en la misma dirección, es la sustitución de los precios de los Fuel Oil por los del gas natural en la fórmula de cálculo del precio final del gas natural (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 12).

Otra fuente indicativa de las pretensiones brasileñas para la modificación del contrato son las declaraciones que registra la prensa escrita sobre el tema. Adriano Pires, director del Centro Brasileño de Infra-estructura (CBIE), dijo, por ejemplo: "Si el precio del gas fuese más competitivo, la industria que utiliza el diesel como combustible podría sustituirlo por gas natural, que es menos contaminante".

Otra significativa declaración registrada por la prensa escrita es la de José María Moreno, titular de la española Repsol YPF, empresa que tiene intereses en la exportación de gas al Brasil: "La competitividad del gas boliviano en el mercado brasileño debe estar sujeta a un análisis pormenorizado de toda la cadena de producción para establecer si el precio está condicionado al costo en boca de pozo o al transporte y la incidencia de la distancia en el mismo"⁵.

5 Energy Press N° 93, junio 2002.

Como se observa, a partir del inicio de las negociaciones entre los gobiernos de Bolivia y Brasil, la exportación de gas a ese país, en los componentes relacionados a precios y volúmenes, está rodeada de incertidumbres. A este preocupante cuadro debe añadirse, además, el entrecruzamiento de intereses y la fuerza de los mismos en la hora de las definiciones. Nos referimos a la presencia de una misma empresa, Petrobras, en los papeles de productor, exportador y distribuidor del gas natural que se produce en Bolivia. De este último aspecto, nos ocuparemos en una acápite especial.

Volviendo a las declaraciones que registra la prensa sobre las negociaciones del contrato de compra-venta de gas a Brasil, son particularmente destacables las realizadas por el entonces presidente Sánchez de Lozada, en mayo de 2003, a su retorno de Brasilia: “El presidente boliviano volvió al país con el perdón de 51 millones de dólares de deuda pública con el Brasil, con un aval de 600 millones de dólares del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) para obras de infraestructura y aparentemente con la misión de buscar precio mas competitivo para el gas” (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 13).

Sobre este punto, el ex Presidente Sánchez de Lozada declaró enfáticamente que sólo se aceptaría la disminución de precios “siempre y cuando se eleven los volúmenes de compra a lo largo del tiempo” (Energy Press, 5 al 11 de mayo de 2003, p. 12). Esta declaración merece un apunte especial puesto que expresa, claramente, la “clásica” posición que siempre mantuvo la clase dominante primaria exportadora del país ante eventuales disminuciones de los precios de las materias primas en el mercado internacional. La típica reacción de la clase dominante es la de elevar la producción de las materias primas y, por ende, los volúmenes exportados, para así evitar la caída de los ingresos. Esta conducta refleja la mentalidad con la que siempre actuaron

los grupos que dirigieron el país. Hoy, cuando Bolivia dispone de una apreciable reserva gasífera que puede definir su futuro, esa mentalidad debiera encausarse hacia el planteamiento de una nueva relación de largo aliento con Brasil que incluya una visión enriquecida con diversos enfoques de verdadera integración bilateral.

Volvamos a la evidenciada pretensión brasileña de disminución de precios del gas natural fijados en el contrato de compra-venta firmado en 1996. Brasil, en este ámbito, tiene, en términos de negociación, la ventaja de ser, hasta ahora, el único comprador de gas natural boliviano en volúmenes significativos. Pero, al mismo tiempo, debe considerarse la doble función de su empresa Petrobras en el negocio: como comprador del gas, Brasil se beneficiaría de una probable reducción de precios, pero como vendedor –la segunda función que apuntamos– el alza de precios desfavorecería al vecino país. Este hecho, el doble papel de Petrobras en el negocio, relativiza la inicial y citada ventaja de Brasil en las negociaciones y podría ser bien aprovechado por el gobierno de Bolivia, más aún si se toma en cuenta que nuestro país es el único proveedor de gas natural al vecino país.

Es necesario también señalar que los empresarios brasileños no sólo buscan un precio menor del gas natural, sino que presionan para que los precios del energético en el mercado interno, los de la tarifa de transporte y los de compra del gas boliviano por parte de Brasil, se contabilicen en la moneda del vecino país (reales) y no en dólares americanos. Esta pretensión es sencillamente inaceptable.

Pero además, si se trata de considerar una probable reducción de precios del gas natural, no sólo deberían contemplarse aquellos factores que determinan el nivel y las fluctuaciones de ese precio, es decir, el Precio Base en Río Grande y el precio de los tres Fuel Oil que evolucionan en función del comportamiento del mercado internacional

del petróleo. Una eventual disminución del precio del gas tendría que considerar, en primer lugar, las tarifas de transporte del energético, tanto en territorio brasileño como en el boliviano, porque estas tarifas, al tratarse de un costo fijo (“estampilla”), afectan sustancialmente el precio del gas en los centros de distribución (“city gates”).

En este mismo plano, y tal como se ha señalado anteriormente, en las negociaciones llevadas a cabo por el gobierno de Sánchez de Lozada entre febrero y octubre de 2003, se ha planteado la reducción de precios del gas a cambio de ampliar el plazo de vigencia del contrato por diez años más, es decir, hasta el año 2029. Dicha reducción, además, supondría el establecimiento de una banda de precios con topes máximos y mínimos: “La banda de la cual se está hablando en el sector petrolero boliviano es de 1,20 dólares el millar de BTU como tope mínimo, y 1,70 dólares como máximo” (Energy Press, 26 de mayo al 1 de junio de 2003, p. 4).

Las mencionadas negociaciones, además, han abordado los nuevos volúmenes de exportación. Así lo ha señalado Raúl Lema Patiño, presidente de YPFB hasta octubre de 2003: “Petrobras está haciendo una propuesta que –en cálculos todavía iniciales– implicaría volver a los 18 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd) de exportación que se establecían en el primer contrato. Con este volumen, durante los 20 años de exportación se consumirían sólo 4 TCF en vez de los 7 que se tenían previstos” (Energy Press, 10 al 16 de marzo de 2003, p. 12).

El gobierno brasileño también ha propuesto anular la cláusula del contrato denominada “take or pay” porque la considera inflexible para un mercado como el brasileño “que recién se está desarrollando” (Energy Press, 17 al 23 de marzo, p.15). Es muy probable que una eventual reducción de los volúmenes de exportación contribuya a reafirmar la propuesta brasileña, lo que, a juicio nuestro, y siempre que Bolivia

acepte la petición del país vecino, sería un gravísimo error porque sólo beneficia a Brasil y a la expansión de su mercado.

Desde el punto de vista de los intereses de Bolivia, las negociaciones así planteadas ponen en riesgo las regalías y participaciones de los departamentos productores de gas y del TGN por una sencilla razón: así como la contracción de la demanda de gas natural supone la obvia reducción de los niveles de producción, de igual manera una reducción de los precios de venta implica la automática baja de los precios del energético en boca de pozo y, por tanto, la disminución de regalías y participaciones. Respecto de las regalías, el gobierno brasileño ha señalado que no pretende afectarlas, pero no ha dicho cómo es posible que eso no suceda. Si el razonamiento de Brasil es que el monto actual de regalías no es el que Bolivia esperaba obtener y que, por tanto, ése debiera ser el nivel de referencia para las regalías futuras, la reacción más lógica y correcta del gobierno de Bolivia –cualquiera que fuera– debiera ser la exigencia de fijar como punto de referencia el precio y volúmenes originales fijados en el contrato de compra-venta firmado en 1996.

Una línea de conducta gubernamental como la que se plantea tiene sólidas bases si se entiende que la actual coyuntura podría ser favorable para Bolivia siempre que se presente una posición clara frente a Brasil y Petrobras respecto del incumplimiento del contrato original sólo atribuible al país vecino y a su empresa estatal. Pero además, si se trata de revisar el contrato, Bolivia puede plantear la inclusión de cambios significativos en la actual relación contractual. Uno de esos cambios debiera ser, por ejemplo, la revisión de la actual alícuota de regalías y participaciones que se aplican a los campos hidrocarbúricos “Nuevos”, actualmente fijados en 18%, para pasar a 50%.

En esa misma dirección, debiera plantearse también la instalación, en territorio boliviano, de plantas de industrialización de gas natural para la exportación y el consumo

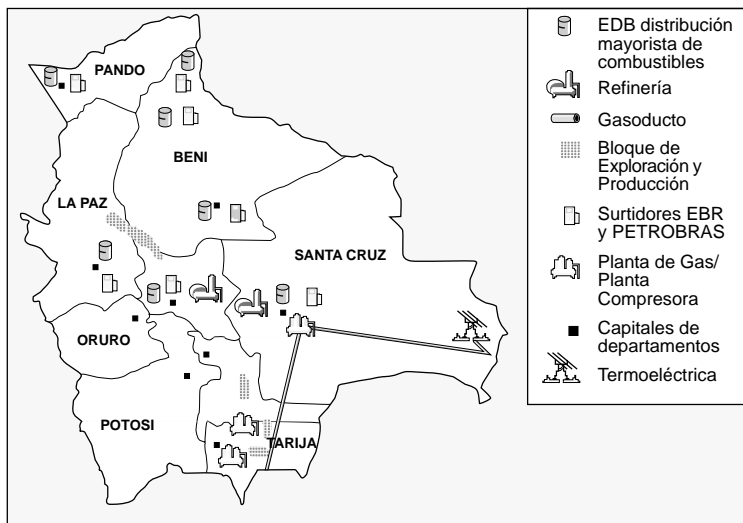
interno. Asimismo, y dada la alta calidad energética del gas que se exporta actualmente a Brasil, es posible instalar una planta de Gas Licuado de Petróleo (GLP), también en territorio boliviano, para la exportación y la cobertura de las necesidades internas.

Una actitud gubernamental distinta a la que se plantea en este trabajo, significaría la dócil aceptación de la propuesta brasileña y la pérdida de una coyuntura favorable que le permitiría al país mejorar sustancialmente los actuales beneficios de la exportación de gas que sólo se expresan en regalías, participaciones y tributos.

1.6 Petrobras integra la cadena de la industria petrolera

Desde 1996 ocurrieron en Bolivia dos fenómenos simultáneos: la privatización del sector hidrocarburífero nacional que tuvo como resultado concreto la desarticulación integral de la estatal boliviana YPFB y el inicio de un proceso que le permitió a la empresa brasileña Petrobras integrar y copar la cadena de la industria petrolera en base a sus intereses. Hoy, siete años después de iniciado el proceso de privatización, Petrobras ha consolidado su presencia y proyección en Bolivia porque participa en todas las áreas del Sector Hidrocarburos. La empresa estatal brasileña ha logrado posicionarse plenamente en el mercado nacional y ha reafirmado, por sus nexos con el mercado internacional, su carácter de empresa transnacional. Petrobras, gracias al proceso de privatización iniciado en Bolivia hace siete años participa activamente en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera nacional: Exploración y Producción, Refinación, Transporte y Comercialización, Distribución de gas natural y Producción de Energía (Gráfico N° 11).

Gráfico N° 11
Mapa de Actividades de Petrobras en Bolivia



1.6.1 Exploración y Producción

En el área de Exploración y Producción, Petrobras Bolivia S.A. y sus socios Andina S.A. y Total Fina Elf son propietarios de los campos de San Alberto y San Antonio ubicados en el Departamento de Tarija. De estos campos se extrae el gas natural para cumplir el compromiso de exportación establecido en el contrato de compra-venta con Brasil.

Petrobras Bolivia S.A., en los tres últimos años, ha concentrado su actividad en dos principales áreas: el desarrollo de la producción de los campos de San Alberto y San Antonio y la construcción del nuevo gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG), una obra iniciada en enero de 2002 por Transierra S.A., empresa constituida por la empresa brasileña en sociedad con Andina y Total Fina Elf.

Petrobras, además, mantiene actividades de Exploración de gas y petróleo en cinco de los nueve departamentos

de Bolivia: Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, Beni y La Paz. Recientemente, la empresa brasileña ha obtenido dos nuevas áreas de exploración y explotación de hidrocarburos a través de un proceso de licitación pública internacional realizado por la Vicepresidencia de Negocios Internacionales y Contratos de YPFB.

Esas dos nuevas áreas adjudicadas son: Bloque Río Hondo, ubicado entre los departamentos de La Paz, Beni y Cochabamba, en el que operan Petrobras Bolivia (50%) y Total Fina Elf (50%); Bloque Ingre, situado en el Departamento de Chuquisaca y adjudicado exclusivamente a Petrobras (100%) (Informe mensual, diciembre 2002, YPFB).

En el Bloque Río Hondo se están iniciando los preparativos para hacer sísmica 2D, mientras que el Bloque Ingre se está preparando la perforación del primer pozo exploratorio. Petrobras, además, participa con 20% en el campo Monteagudo, operado por la compañía Maxus, subsidiaria de la española Repsol YPF.

San Alberto

El campo San Alberto, ubicado en el Departamento de Tarija, es considerado como uno de los mayores reservorios de gas hasta ahora descubiertos en Bolivia y representa, por la inmensa cantidad de reservas que contiene, el inicio de una nueva era en la industria energética nacional. Desde 1996 la sociedad integrada por Petrobras Bolivia, Andina y Total Fina Elf realiza operaciones de exploración y producción en este campo.

La planta de gas de San Alberto, ubicada al pie de la Serranía de San Alberto, está constituida por dos módulos, cada uno con capacidad para procesar 6,6 millones de metros cúbicos de gas natural por día. En el proceso se extraen las impurezas, se realiza la separación y estabilización del condensado, y finalmente la compresión para exportarlo.

San Antonio

En 2001 Petrobras y sus socios invirtieron 53,8 millones de dólares en exploración y desarrollo del campo San Antonio. Este campo cuenta con seis pozos con una capacidad de producción inicial de 3 MMm³/día con posibilidad de alcanzar un total de 14 MMm³/día.

1.6.2 Refinación, Transporte y Comercialización

Empresa Boliviana de Refinación

La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) nace el 29 de noviembre de 1999 y está constituida por dos empresas: Petrobras Bolivia y Pérez Companc Internacional. En el marco de la privatización efectuada por el gobierno de Hugo Banzer Suárez, EBR se adjudicó las refinerías Gualberto Villarroel, ubicada en la ciudad de Cochabamba, y Guillermo Elder Bell, en Santa Cruz.

Ambas refinerías tienen una capacidad total de refinación de 60 mil barriles por día de crudo. Su producción de combustibles, lubricantes y asfaltos está destinada al abastecimiento del mercado interno y a exportaciones.

Empresa Boliviana de Distribución

La Empresa Boliviana de Refinación, además de operar las refinerías está comprometida con el suministro de carburantes en todo el territorio nacional. Por ello, ante la decisión del gobierno de Bolivia de licitar los servicios de distribución mayorista de carburantes, Petrobras Bolivia y Perez Companc formaron la Empresa Boliviana de Distribución (EBD), en enero del 2001. EBD se adjudicó en una licitación internacional dos bloques mayoristas en el eje troncal y el bloque secundario norte, que representa cerca del 22% del mercado boliviano de gasolina y diesel oil. EBD es, por tanto, una subsidiaria de la Empresa



Boliviana de Refinación (EBR) que fue constituida en el 2001 para operar la distribución de productos derivados del petróleo. EBD, además de la distribución de gasolina especial, premium y diesel oil nacional, comercializa diesel oil importado y lubricantes y grasas automotrices e industriales de la marca YPFB, producida por EBR. EBD cuenta con 80 surtidores vinculados a la empresa a través de Petrobras y EBR.

Transportadora San Marcos

La Transportadora San Marcos S.A. es otra iniciativa de Petrobras en territorio boliviano. La empresa inicia sus actividades en febrero de 2001 y fue constituida para transportar hidrocarburos a través de ductos y otros sistemas en todo el país.

El trabajo de TransMarcos arrancó el primer año con una inversión de 2,74 millones de dólares destinados a la construcción de dos gasoductos. El primero de ellos, con una extensión de 17 kilómetros, unirá la estación del Mutún en el Departamento de Santa Cruz con el lugar en el que se construirá la termoeléctrica de Puerto Suárez, en la frontera con Brasil.

Gasoducto Yacuiba Río Grande (GASYRG)

El gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG) es una obra de ingeniería que atraviesa el territorio de 49 comunidades rurales y cruzará los ríos Pilcomayo, Parapetí y Grande en los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz. Su tendido tendrá una longitud de 431 kilómetros de tubería y se estima que su construcción demandará una inversión de 400 millones de dólares, con una capacidad inicial de transporte de 11 millones de metros cúbicos de gas por día, desde los campos de San Alberto y San Antonio hasta la planta de Río Grande en el Departamento de Santa Cruz.

Para construir y operar el GASYRG en los próximos 40 años, Petrobras, Andina y Total Fina Elf han conformado la



empresa Transierra S.A. El tendido del gasoducto Yacuiba-Río Grande tiene una longitud de 431 kilómetros de tubería y su construcción demandará una inversión total de 400 millones de dólares en un tiempo de construcción de aproximadamente un año. GASYRG tendrá una capacidad inicial de transporte de 11 millones de metros cúbicos de gas por día desde los campos de San Alberto y San Antonio.

Gasoducto Bolivia-Brasil

Petrobras participó en la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil en el tramo boliviano con una inversión directa de 430 millones de dólares.

1.6.3 Producción de energía

Petrobras Bolivia S.A. participa de la construcción de una planta termoeléctrica en Puerto Suárez junto a Corani S.A. y Duke Energy. Este proyecto significa una inversión de cerca de 60 millones de dólares americanos.

Paralelamente, se realiza la construcción de otra termoeléctrica en Corumbá (Brasil), denominada Unidad Termoeléctrica San Marcos. Esta planta utilizará gas natural boliviano para exportar electricidad al mercado brasileño.

El 28 de diciembre de 2001, Petrobras Bolivia y Total Fina Elf adquirieron de la empresa Chaco S.A. el 30% de sus acciones en la planta de compresión de gas situada en Río Grande (Santa Cruz), el punto de partida del gasoducto de exportación Bolivia-Brasil. La planta tiene una capacidad actual de compresión de 23 mil metros cúbicos de gas por día (Mmc/d) y puede ampliarse hasta 36 Mmcd.

Todo esto conjunto de actividades desarrolladas por Petrobras en Bolivia en los últimos años demuestran la abrumadora presencia de la empresa brasileña en el país hasta el punto que ha logrado integrar la cadena hidro-

carburífera nacional, desde la exploración hasta la producción de energía. Este hecho, por supuesto, no sólo tiene relevantes connotaciones en el plano económico nacional sino, fundamentalmente, en el plano político. La enorme importancia adquirida por Petrobras en la economía nacional tendrá, sin duda, directas implicancias en las decisiones políticas que se asuman en Bolivia no sólo en sector hidrocarburífero sino en un plano más general.

1.7 Otras exportaciones al Brasil

British Gas (BG)

La empresa British Gas (BG) suscribió un contrato de exportación de gas natural con la empresa COMGAS de Brasil, una de las principales distribuidoras en del combustible en dicho mercado. La principal característica de este contrato es que fue suscrito al margen de YFPB, hecho que revela la verdadera dimensión la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689 que establece que las empresas extranjeras tienen total libertad para el transporte y la exportación de gas y petróleo.

Andina-Cuiabá

La empresa capitalizada Andina, actualmente en manos de Repsol YPF, exporta gas natural a Cuiabá a través de la empresa brasileña Gas TransBoliviano S.A. (TBS). Al igual que el contrato de British Gas con COMGAS, YFPB no tuvo participación en la suscripción de este contrato, lo que impide obtener información sobre las condiciones de la exportación, es decir, precios, volúmenes y ganancias. Sin embargo, es pertinente señalar que los volúmenes exportados a través de los dos contratos mencionados, tienden a aumentar sustantivamente (Cuadro N° 35).

Cuadro N° 35
Otras Exportaciones a Brasil
 (m³ / año)

AÑO	BG	TBS
2001	121,240,731	61,964,106
2002	549,839,702	463,216,184

Fuente: Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos. Informe Mensual 2002, YPFB, La Paz, p. 70.

1.8 Conclusiones

La suscripción del Contrato de Compra-Venta de Gas Natural a Brasil fue la culminación de un largo proceso que se inició en la década de los años 50. A lo largo de los 38 años de negociación siempre estuvo presente la exigencia de Brasil de ser considerado como un país con “Derecho Preferente” para el consumo del gas boliviano. Esta exigencia se plasmó, finalmente, en el contrato firmado en 1996. Es igualmente necesario destacar que en base a esta exigencia y durante el largo proceso de negociación –especialmente en las décadas de los años 80 y 90 del pasado siglo–, Brasil siempre mostró su disposición para que la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil sea un proyecto conjunto que implique a las empresas estatales de ambos países, YPFB y Petrobras.

La disposición de Brasil, sin embargo, fue echada por la borda desde el momento en que el primer gobierno de Sánchez de Lozada (1993-1997) decidió capitalizar y privatizar el sector hidrocarburífero nacional. A partir de esta decisión, Petrobras optó por mantener su presencia en Bolivia a través de contratos de Riesgo Compartido (aquellos que estableció la actual Ley de Hidrocarburos) y al margen del proceso de Capitalización. La privatización del sector hidrocarburífero nacional le permitió a la empresa estatal brasileña obtener la propiedad de los megacampos de gas San Antonio y San Alberto en condiciones notablemente favorables, tanto así, que no se pue-

de descartar que Petrobras –por su permanente relación con YPF, antes de la privatización– conocía la información técnica que señalaba la existencia de cuantiosas reservas de gas en los campos señalados, especialmente en San Alberto.

El actual marco jurídico imperante en el país, desde la privatización del sector hidrocarburífero, le ha permitido a Petrobras implementar una agresiva política de participación en todas las fases de la actividad petrolera, tanto así que hoy, la empresa brasileña ha logrado integrar y controlar gran parte de la cadena hidrocarburífera nacional. En el caso de la exportación de gas al vecino país, Petrobras desarrolla una doble función: vende gas en Bolivia y lo compra y distribuye en Brasil.

Esta doble función le otorga a Petrobras un fuerte peso en la renegociación del contrato de compra-venta que ha solicitado el actual gobierno brasileño y que supone probables cambios en los precios y volúmenes de gas natural pactados en 1996 e incumplidos por Brasil. Por decisión del gobierno de Lula da Silva el proceso de renegociación ha sido “congelado” temporalmente, pero es indudable que una eventual reducción de precios y volúmenes beneficiará a Petrobras, en su papel de comprador, y afectará los ingresos de los departamentos productores de gas y del Tesoro General de la Nación.

La posibilidad de que, una vez reiniciadas las negociaciones, Bolivia logre resultados satisfactorios para sus intereses, depende del diseño de una clara política energética que en este momento el Estado boliviano no tiene. Sólo así, será posible negociar en condiciones diferentes e introducir otros componentes en la relación contractual con Brasil como la industrialización del gas natural a través de la instalación de plantas en territorio nacional con miras a satisfacer la demanda externa e interna. Es urgente, por tanto, diseñar, aprobar e implementar una política energética que responda a los intereses del país y establezca una relación transparente con las empresas transnacionales.



En el marco de la renegociación del contrato de compra-venta y de los dos adendums firmados, deben resolverse los siguientes cuestionamientos:

- ¿Por qué el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (2002-2003) solicitó la prórroga del contrato por diez años más sin antes solucionar los problemas del precio, de los volúmenes de exportación y del precio en boca de pozo?
- Si se acuerda prolongar el tiempo del contrato por diez años más, ¿será posible aplicar el impuesto a las utilidades extraordinarias (SURTAX) en megacampos como el de San Alberto?
- ¿Cómo es posible evitar que una eventual modificación de precios y volúmenes de exportación del gas natural no afecten las regalías y TGN?

2. Mercado argentino

Después de la conclusión del contrato de compra-venta de gas natural entre los gobiernos de Bolivia y Argentina (1972-1992), en 1999 –y en condiciones completamente diferentes, como producto de las modificaciones introducidas en el marco jurídico nacional– se reinicia la exportación a dicho país. La empresa argentina Pluspetrol, que se encuentra en Bolivia antes de la Capitalización, opera el campo Madrejones y desde allí se exporta gas natural al país vecino.

Para tal efecto, se construyó un gasoducto Madrejones–Campo Durán de 43 Km. de extensión (nueve de ellos se encuentran en territorio nacional). La capacidad máxima de transporte es de 1,2 Millones de metros cúbicos por día (MMmc/d) de gas tratado. El tratamiento se realiza en la planta de Gas Madrejones y la producción de gas se destina al mercado argentino, a través de la Central Termoeléctrica Ave Fénix, ubicada en la provincia de Tucumán.





Entre 1999 y 2002 la exportación de gas a Argentina tuvo una magnitud relativamente pequeña, aunque se espera que en los próximos años tienda a aumentar y utilizar plenamente la capacidad del gasoducto (Cuadros 31 y 32). Cuando describimos las características de Pluspetrol, indicamos que esta empresa produce gas territorio argentino para exportar a Chile y, a su vez, produce gas en territorio boliviano para exportar a Argentina. Estas características, propias de toda empresa transnacional, expresan los diversos intereses que se cruzan en el complejo y globalizado ámbito hidrocarburiífero. Se menciona este último aspecto, porque se ha puesto en marcha, recientemente, la posibilidad de ampliar sustancialmente el actual nivel de exportación de gas a Argentina a través de un proyecto encaminado por los actuales presidentes Kirchner y Mesa.

Si este proyecto se lleva a cabo, debe considerarse la experiencia de 20 años de exportación de gas natural a Argentina, entre los años 1972 y 1992, que no ha dejado un saldo favorable a Bolivia. Como se ha señalado en este trabajo, la primera experiencia de exportación de gas boliviano a Argentina, en su etapa final, fue poco beneficiosa para Bolivia por la drástica disminución de volúmenes y valores exportados. Pero además, los ingresos obtenidos por esta exportación fueron destinados, básicamente, al pago de la deuda externa y los gastos corrientes.

Esta experiencia tendría que calar profundo en la sociedad boliviana y, en particular, en los grupos dirigenciales del país. No debiera repetirse una nueva frustración nacional en cuanto a la exportación de nuestros recursos naturales, más aún si de acá en adelante, Brasil y Argentina –dos países con los que ya se tiene una experiencia de relacionamiento contractual– serán los mayores mercados para la exportación de gas boliviano. Es fundamental, por tanto, reiterar una vez más la urgente necesidad de definir políticas y estrategias de negociación con los gobiernos de ambos países que, basadas





en una verdadera política energética nacional, le permitan a Bolivia diversificar la producción y la exportación de gas natural, de tal manera que se logre captar mercados estables para otros productos que, a partir del gas, contengan valor agregado.





CAPÍTULO VI

Régimen fiscal del Sector Hidrocarburos

El capítulo aborda la trayectoria del régimen fiscal hidrocarburífero desde la Ley N° 1194, promulgada durante el gobierno de Jaime Paz Zamora (1987-1993), hasta los cambios provocados por la nueva institucionalidad vigente en la industria petrolera, expresados en las leyes 1689 y 1731 promulgadas en la primera gestión de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997).

1. Sistema tributario antes de la Capitalización

1.1 Tributos en la Ley de Hidrocarburos N° 1194

La Ley 1194 estableció la vigencia del sistema de regalías y participaciones para la fase del Upstream (Exploración y Explotación). El artículo 73 de la mencionada ley señala:

“La producción de hidrocarburos estará sujeta a una Regalía Departamental, a una Regalía Nacional Compensatoria y a un Impuesto Nacional de acuerdo al siguiente detalle:



- a) Una participación departamental, denominada Regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origine la producción;
- b) Una Regalía Nacional Compensatoria, del uno por ciento (1%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera al Departamento del Beni en dos tercios (2/3) y a Pando en un tercio (1/3), para los efectos de la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988;
- c) Un Impuesto Nacional equivalente al 19% de la producción en boca de pozo;
- d) El Estado, los departamentos productores y los departamentos de Beni y Pando percibirán el impuesto nacional, las regalías departamentales y las regalías compensatorias respectivamente, de acuerdo a las disposiciones legales vigentes”.

La Ley N° 1194 definió también la aplicación de un impuesto a las utilidades a las empresas que operen en el país bajo Contratos de Operación y de Asociación. El artículo 74 de la referida ley así lo determina:

“La producción de hidrocarburos correspondiente a los Contratistas bajo Contratos de Operación o Asociación estará sujeta al pago de un Impuesto a las Utilidades del 40% sobre la Utilidad Neta calculada de acuerdo al presente artículo:

- a) El Impuesto a las Utilidades para efectos de cálculo será considerado como el Impuesto Principal (...). El Impuesto a las Utilidades será calculado sobre la Utilidad Neta Anual que resulte de los estados financieros preparados de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados y auditados por compañías de auditoría independiente;
- b) La Utilidad Neta será la retribución del Contratista (después de) deducidos todos los gastos y costos. En el cálculo de la Utilidad Neta, los gastos incluirán las sumas pagadas de acuerdo con el artículo precedente (...) En caso de que la Utilidad Neta, como resultado de las deducciones diera en cualquier año fiscal un saldo negativo, ese monto será trasladado a los siguientes años fiscales como un gasto hasta su total cancelación”.

Por lo tanto, bajo esta normativa, las empresas que realizaban actividades de exploración y explotación pagaban, en

conjunto, regalías y participaciones (12%), un Impuesto Nacional (19%) y un Impuesto a las Utilidades que ascendía al 40%. Cuando YPF operaba los campos de producción cancelaba regalías y participaciones equivalentes al 31% de la producción bruta en boca de pozo.

Durante la vigencia de la Ley N° 1194 nunca estuvo en discusión la propiedad de los recursos hidrocarburíferos, le pertenecían al Estado boliviano. Bajo este concepto, se suscribían los Contratos de Operación, y cuando los campos eran declarados comerciables, las empresas entregaban el total de la producción a YPF, y su retribución –de acuerdo a lo establecido en los contratos mencionados– consistía en la transferencia, del Estado a la empresa extranjera, de una parte de la producción con la cual dicha empresa cubría sus costos de producción y obtenía ganancias.

YPF distribuía la parte que le correspondía al Estado boliviano de la siguiente manera:

- 11% para el Departamento productor;
- 1% para los departamentos de Beni y Pando;
- 19% para Tesoro General de la Nación;
- 19% para YPF, en calidad de participación.

En consecuencia, el Estado boliviano se beneficiaba con la parte que le correspondía de la producción y la distribuía entre el Departamento productor (11%), los departamentos de Beni y Pando (1%), el Tesoro General de la Nación (19%) y la empresa estatal del petróleo, YPF (19%). Para fines de distribución y el cálculo de precios de los hidrocarburos producidos, el Artículo 78 de la Ley N° 1194 señala:

“(son) son atribuciones del Ministerio de Energía e Hidrocarburos:

i) Determinar los precios de transferencia de los hidrocarburos adquiridos a los contratistas de operación y/o asociación (...).

j) Determinar los precios de los hidrocarburos en boca de pozo, de acuerdo a disposiciones legales vigentes, para el pago de la Regalía Departamental, Regalía Nacional Compensatoria e Impuesto Nacional”.

Como se observa, la presencia de empresas transnacionales en Bolivia nunca fue una novedad. La normativa vigente antes del proceso de Capitalización establecía, a través de Contratos de Operación y Asociación, las reglas que les permitía a esas empresas establecerse en país y participar en las fases de exploración y explotación invirtiendo sus propios recursos. Si el proceso de exploración a cargo de estas empresas arrojaba resultados positivos, YPFB participaba activamente en la fase siguiente, la explotación o producción, en función de los acuerdos contractuales.

Esos acuerdos, a diferencia de los que hoy están en vigencia, beneficiaban en forma equitativa tanto a las empresas extranjeras como a YPFB: la empresa estatal boliviana se quedaba con el 50% de la producción y la transnacional con el otro 50%. Por supuesto, este tipo de contratos beneficiaban al Estado boliviano bajo el precepto constitucional de que las reservas hidrocarburíferas son de su propiedad, sin importar que estén en el subsuelo o en la superficie.

La mayoría de los contratos suscritos por YPFB, antes de la Capitalización, fueron Contratos de Operación. Este tipo de contratos no obligaban a la empresa estatal a destinar recursos para las fases de explotación y exploración. La inversión de esos recursos estaba a cargo de las empresas extranjeras.

El régimen tributario para las otras fases de la cadena de la industria petrolera –transporte, refinamiento, comercialización externa e interna– era el que se aplicaba a cualquier otra actividad económica. El Artículo 69 de la Ley N° 1194 así lo establecía:

“YPFB también podrá suscribir contratos de Asociación con personas naturales y/o jurídicas, nacionales y/o extranjeras, para la ejecución de las fases de refinación, industrialización y comercialización. (...) Estos contratos de Asociación se regirán, exclusivamente, al régimen impositivo y no al régimen tributario contenido en la presente Ley que regirá para los contratos de Asociación y Operación en las fases de exploración y explotación”.

Y si éste era el régimen tributario establecido antes del proceso de Capitalización, el sistema de recaudación fiscal del sector hidrocarburos consistía, fundamentalmente, en la transferencia obligatoria de recursos que realizaba YPFB al Tesoro General de la Nación (TGN). La composición de esta transferencia era la siguiente:

- 65% del valor de las ventas de derivados de petróleo en el mercado interno;
- 30% del valor del gas vendido en el mercado interno;
- 50% del valor de las exportaciones de gas;
- Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las Transacciones (IT) sobre la comisión de las gasolineras;
- IVA e IT sobre la comisión de los distribuidores de gas natural.

En conjunto, la transferencia de recursos al TGN en 11 años (desde 1990 hasta el año 2000) llegó a la suma de 339 millones de dólares como promedio anual. Dicho monto, representaba el 5,6% del PIB y el 40% de los ingresos que percibía el TGN.

1.2 Transferencia de excedentes de YPFB al TGN

Antes de 1996, año en el que se abroga la Ley 1194, el TGN se nutría de los recursos del sector hidrocarburos mediante la mencionada transferencia a la que estaba obligada la empresa estatal boliviana. Como se ha señalado, dicha transferencia provenía de las ventas de petróleo, gas natural y derivados que YPFB realizaba en el mercado interno y externo. A estas transferencias se sumaban las regalías a los departamentos productores y a Beni y Pando (12% en conjunto).

Entre 1990 y 1996, YPFB entregó a los departamentos productores (Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba) 40 millones de dólares (promedio anual). El uso de estos recur-

so estuvo a cargo de las prefecturas departamentales. Bajo esta consideración, la transferencia neta de YPFB a favor del TGN provenía de las ventas en mercado interno y externo y de los impuestos indirectos IVA e IT (Cuadro N° 36).

Cuadro N° 36
Transferencias de Excedentes de YPFB al TGN
(en Millones de dólares americanos)

Año	IVA/IT YPFB	Ventas Mercado Interno	Ventas Mercado Externo	Regalías Departa- mentales	Participa- ción nacio- nal, 19%	Transferen- cia Estado Nacional	Transfe- rencia TGN
	1	2	3	4	5	6	(6-4)
1990	48.4	194.1	107.7	45.0	68.0	395.2	350.2
1991	56.1	211.6	79.0	48.5	70.0	465.2	416.7
1992	68.3	202.0	46.3	35.0	49.0	400.6	365.6
1993	66.8	224.2	57.0	33.0	49.0	430.0	397.0
1994	70.2	181.1	21.8	35.0	52.0	360.0	325.0
1995	75.8	184.8	26.3	38.0	57.0	381.9	343.9
1996	86.2	188.8	23.8	44.8	67.0	410.6	365.8
1997	79.7	58.8	16.2	0.0	0.0	154.7	154.7
1998	68.5	76.8	4.1	0.0	0.0	149.4	149.4
1999	70.3	68.7	0.0	0.0	0.0	139.0	139.0
2000	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	15.2
2001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Ministerio de Finanzas, Gerencia de Finanzas y Contabilidad de YPFB y del Ministerio de Minería e Hidrocarburos. Regalías y Participaciones de 1990 a 1996 corresponde a YPFB. A partir de 1997 proviene del Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Un dato interesante que surge del análisis de la transferencia de excedentes de YPFB al Tesoro General de la Nación en el curso de las dos décadas pasadas, es el referido al momento en que el Estado boliviano decide volcar gran parte de los recursos generados en el Sector Hidrocarburos hacia sus arcas. Fue el 29 de agosto de 1985, día en que se promulga el Decreto Supremo 21060, cuando se determina que YPFB transfiera obligatoriamente el 65% de sus ingresos al TGN. Esta fuente de recursos se constituyó, por tanto, en el soporte fundamental no sólo del TGN y de la

estabilización monetaria y financiera, sino de todo el proceso político, económico y social iniciado en 1985. A partir de este año, y hasta 1996, YPFB transfirió al TGN la suma de 346,6 millones de dólares como promedio anual (Cuadro N° 5).

A partir de 1997 la transferencia de recursos de YPFB al TGN tiende a disminuir notoriamente porque las actividades de exploración y explotación pasaron a manos privadas. En el año 2001 dichas transferencias desaparecen completamente porque ya para entonces, la empresa estatal del petróleo, por obra de la nueva normativa del sector (especialmente por la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689), había dejado de ser protagonista en la exploración, y producción o explotación de gas y petróleo. En consecuencia, desde inicios del siglo XXI, YPFB se desprende de las actividades fundamentales que hacen a la cadena productiva de hidrocarburos y sólo se dedica a las funciones que le asigna la Ley 1689, lo que implica que el Estado nacional cancela su participación en las diferentes fases de la cadena.

2. Sistema tributario actual

Con la promulgación y puesta en vigencia de la Ley de Capitalización, la Ley de Hidrocarburos y la modificación de la Ley 843, se pone en marcha un nuevo sistema tributario para el sector petrolero. En este nuevo esquema es fundamental la clasificación de los hidrocarburos en “Existentes” y “Nuevos”. Los hidrocarburos Existentes son las reservas Probadas que estaban en producción al 30 de abril de 1996, fecha en la que se promulgó la Ley 1689; los hidrocarburos Nuevos son las reservas cuya producción se inició a partir de la promulgación de la Ley 1731, el 25 de noviembre de 1996.

Los objetivos planteados por el nuevo sistema fiscal son los siguientes:

- Aumentar las reservas de petróleo y derivados para el mercado interno a través del ingreso de empresas transnacionales;
- Mantener la contribución del Sector Hidrocarburos a los ingresos del TGN;
- Garantizar que la reforma no afecte las recaudaciones fiscales que deben llegar a un monto equivalente al 5,6 del PIB;
- Mayor generación de divisas;
- Hacer atractiva la Capitalización de YPFB;
- Atraer inversiones que no estén en el marco de la Capitalización;
- No incrementar precios de los derivados del petróleo para evitar impactos adversos sobre la economía familiar.

2.1 Tributos actuales en el *Upstream*

Los tributos del Upstream son aquellos que se cobran en las etapas de exploración y explotación o producción. En esta fase se encuentra y se produce petróleo, condensados, gasolina natural, gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural.

Patentes (Decreto Supremo 24419)

En la etapa de exploración –cuando se determina la existencia o no de reservas de hidrocarburos– las empresas extranjeras pagan al Estado boliviano las denominadas Patentes. Una Patente es el derecho que se atribuye el Estado para el cobro de un tributo por el uso de la tierra o el suelo y subsuelo. La Patente es un monto fijo que se paga en función



de la cantidad de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) o parcelas concedidas. Entre 1996 y 2002, el Estado captó 6,5 millones de dólares como promedio anual por este concepto (Cuadro N° 12). El pago de Patentes se diferencia en las áreas tradicionales y en las áreas no tradicionales. En las primeras, el precio por hectárea concedida es más elevado.

Regalías y Participaciones

El cobro de Regalía y Participaciones se realiza en la etapa de explotación, es decir, en el momento del desarrollo o producción de las reservas hidrocarburíferas. Las Regalías y Participaciones constituyen el pago que realizan al Estado boliviano las empresas extranjeras por la producción de un recurso natural no renovable, es decir, por un producto que desaparecerá en el tiempo. Las Regalías y Participaciones se pagan por la producción en boca de pozo.

Regalías departamentales (11%)

El Artículo 50 de la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689 define así la Regalía departamental: “Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al 11 por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción”.

Regalía nacional compensatoria (1%)

El mismo artículo de la ley establece “Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1.0%) de la producción bruta en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley 981 del 7 de marzo de 1988”.



Participación YPFB (6%)

De igual manera, el Artículo 50 define “Una participación a favor de YPFB de seis por ciento (6.0%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado por YPFB para la administración de los contratos” (los contratos de Riesgo Compartido).

*Regalía Nacional Complementaria (13%)
y Participación (19%) a favor del TGN*

El Artículo 51 la Ley 1689 crea la “Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos existentes, que se liquidará y abonará mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación”.

El Artículo 72 de la misma ley señala que “los hidrocarburos existentes tributarán una participación nacional del diecinueve (19%) calculada sobre el valor de la producción fiscalizada, que se pagará al Tesoro General de la Nación en dinero”.

Como se observa, los más altos porcentajes de las Regalías y Participaciones que define la Ley 1689 y que favorecen al TGN se aplican sólo a los hidrocarburos Existentes y no así a los hidrocarburos Nuevos. Vale la pena revisar, una vez más, esta clasificación para luego valorar su significación:

Hidrocarburos Existentes son las reservas Probadas de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 1689 y la Ley N° 1731 y certificadas hasta el 30 de abril de 1996 por empresas especializadas (Cuadro N° 37).

Cuadro N° 37
Hidrocarburos Existentes: Regalías y Participaciones
 (en Porcentajes)

HIDROCARBUROS EXISTENTES	PORCENTAJE
Participación Departamental	11.0
Regalías Nacionales (Beni y Pando)	1.0
Regalías Nacionales Complementarias	13.0
Participación Nacional	19.0
Participación a Y.P.F.B. (s/Prod. Bruta Hidrocarburos)	6.0
TOTAL	50.0

Hidrocarburos Nuevos son todos aquellos no contenidos en la definición de hidrocarburos Existentes. Estas definiciones provienen de la Ley 1689 de 30 de abril de 1996 y los artículos 8 y 9 de la Ley 1731 de 25 de noviembre de 1996 (Cuadro N° 38).

Cuadro N° 38
Hidrocarburos Nuevos: Regalías y Participaciones
 (en Porcentajes)

HIDROCARBUROS NUEVOS	PORCENTAJE
Participación Departamental	11.0
Regalías Nacionales (Beni y Pando)	1.0
Regalías Nacionales Complementarias	0.0
Participación Nacional	0.0
Participación a Y.P.F.B. (s/Prod. Bruta Hidrocarburos)	6.0
TOTAL	18.0

La importancia de la clasificación de los campos hidrocarburíferos en Existentes y Nuevos radica sustancialmente en que el Estado boliviano dejará de percibir el 32% de Regalías y Participaciones. Esta afirmación está respaldada por el análisis de las reservas de gas y de petróleo que nos indican –como lo señalamos en un capítulo anterior–, que las reservas Existentes sólo representan el 3% del total de reservas, mientras que las reservas Nuevas constituyen



el restante 97%. Debe señalarse, además, que los campos con mayores reserva de gas y petróleo –los megacampos– fueron clasificados como Nuevos a pesar de que varios de ellos eran campos conocidos y estudiados por YPF, es decir, que se conocían las reservas Probables existentes en esos campos.

Impuesto al Valor Agregado (IVA), a las Transacciones (IT), a las Utilidades de las Empresas (IUE) y a las utilidades extraordinarias (SURTAX)

En la fase de explotación o producción las empresas contratistas tienen la obligación de cumplir compromisos tributarios con el Estado boliviano. Las normas vigentes establecen cinco tributos¹, todo ellos explicados en el Cuadro siguiente:

Cuadro N° 39
Impuestos IVA, IT, IUE, IRUE, SURTAX

IMPUESTO	ALICUOTA	COMENTARIO
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	13%	Ley 843, Art. 1° incisos a y b. Controlado por el Sistema Nacional de Impuestos Internos (SNII)
Impuesto a las Transacciones (IT)	3%	En esta etapa se encuentran exentos de acuerdo a la Ley 1731, Art. 3° incisos (j)
Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE)	25% sobre Utilidades Netas	Ley 843, Art. 38, numeral 2. Acreditable contra la Regalía Nacional Complementaria. Sistema controlado por el SNII.

1 Tributo es una prestación obligatoria comúnmente en dinero exigida por el Estado en virtud de su poder de imperio y que da lugar a relaciones jurídicas de derecho público.





IMPUESTO	ALICUOTA	COMENTARIO
Impuesto a la remisión de las utilidades al exterior (IRUE)	12.5%	
SURTAX	Alícuota adicional del 25%	Es la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables. La alícuota se aplicará previa deducción de algunos conceptos citados en la Ley 1731 Art. 1°. Sistema controlado por el SNII.

SURTAX, impuesto extraordinario sobre las ganancias (25%)

El SURTAX nace con la Ley 1731. Es un impuesto adicional a las utilidades o a las ganancias extraordinarias que obtendrían las empresas petroleras en los campos hidrocarburíferos grandes. Se estima que los campos San Alberto, San Antonio, Margarita e Itau producirán ganancias extraordinarias. El SURTAX tiene una alícuota adicional del 25% que se calcula sobre la base imponible del impuesto sobre las utilidades atribuidas directamente a actividades de exploración y explotación.

Los objetivos² del SURTAX son:

- Captar la renta petrolera cuando se presentan ciertas condiciones económicas y geológicas inusualmente favorables, como es el caso de los campos de San Alberto, San Antonio, Itaú y Margarita;
- Cuando una empresa puede recaudar dos veces su capital invertido (alza de precios y/o reservorios grandes y productivos);

2 Semanario Energy Press N° 95, 24-30 de junio de 2002.





- Cuando estas condiciones inusuales generan una incertidumbre excepcional en los ingresos;
- Promover la re-inversión en actividades extractivas.

Este impuesto será pagado en el largo plazo por aquellas empresas que tengan utilidades y que decidan no reinvertir en el país. El SURTAX se aplica a los saldos de utilidades que sobrepasan la relación entre montos invertidos e ingresos recibidos.

La base imponible de este sobreimpuesto es la misma que la de los impuestos sobre las utilidades, previa deducción de los siguientes conceptos: hasta el 33% de inversiones acumuladas en exploración y explotación de hidrocarburos, y hasta el 45% del valor de la producción en boca de pozo por cada campo, teniendo un límite anual de 250 millones de bolivianos que serán actualizados conforme a la variación de la devaluación del dólar estadounidense.

Las causas que podrían impedir la generación de este impuesto son: la probable presencia de precios en boca de pozo demasiado bajos y la obtención de utilidades que no lleguen a un nivel adecuado para gestar su contribución.

El SURTAX debía comenzar a aplicarse a principios de julio del año 1997 pero no fue posible porque la producción en los megacampos no llegaron a niveles que permitan la obtención de esta sobretasa. Se prevé que se aplique a partir del 2006, cuando los megacampos gasíferos estén en su más alto nivel de producción y las empresas hayan recuperado su inversión.

El SURTAX es, finalmente, el más polémico de los impuestos del nuevo marco jurídico creado desde la promulgación de la Ley 1689. La polémica se alienta, además, porque hasta la fecha no existe reglamentación alguna para este tributo.





2.2 Tributos actuales en el *Downstream*

Describiremos aquí los tributos aplicados en las fases de refinación, transporte, almacenaje, comercialización (mayorista y minorista) y exportación. Todas estas actividades se encuentran gravadas por los siguientes impuestos:

Cuadro N° 40
Actividades / Impuestos

ACTIVIDAD	IMPUESTO
Refinación. Empresa Boliviana de Refinación (EBR)	IVA, IT, IUE, IEHD, IRUE
Transporte	IVA, IT, IUE, IRUE
Almacenaje	IVA, IT, IUE, IRUE
Comercialización (Mayorista y minorista)	IVA, IT/ Margen mayorista o sobre margen minorista, IUE e IRUE
Exportación	CEDEIM (Verificación del crédito)
Aranceles sobre importación	

Las alícuotas de los impuestos son los ya mencionados en la etapa del *Upstream*.

Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEDH)

El IEHD surge en febrero de 1995 y su objetivo es asegurar la captación de ingresos fiscales en un monto por lo menos similar al periodo anterior a la Capitalización. Ha sido diseñado bajo la idea de procurar neutralidad impositiva y evitar efectos adversos sobre los consumidores. El IEHD se grava en la primera fase de la comercialización de hidrocarburos y derivados en el mercado interno, sean estos producidos internamente o importados.

El IEHD es un impuesto indirecto y se ha convertido, en los últimos años, en la variable fundamental para asegurar la transferencia de excedentes de los consumidores a favor del Estado boliviano. La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) hace las veces de agente de retención del impuesto



que paga el consumidor boliviano en el momento del consumo de los derivados del petróleo. El IEDH, por tanto, grava las actividades de refinación y las importaciones de productos de consumo final .

Es importante señalar aquí que las empresas transnacionales que operan en Bolivia entregan petróleo a las refineries al precio WTI. Este es el precio más alto y estable en el mercado internacional, lo que, por supuesto, beneficia a dichas empresas en detrimento de los consumidores.

2.3 Trayectoria de las regalías y las participaciones

Las recaudaciones por regalías y participaciones dependen fundamentalmente de la evolución de precios y del nivel de producción de hidrocarburos. Se debe recordar que la Ley de Hidrocarburos N° 1689 establece un régimen tributario en función de la clasificación de campos: los campos Existentes cancelan el 50% por concepto de regalías y participaciones, y los campos Nuevos sólo el 18%. Inmediatamente, analizaremos el comportamiento de regalías y participaciones a partir de las modificaciones incorporadas en el marco jurídico del sector hidrocarburos en actual vigencia.

Regalía Departamental (11%)

En el periodo 1997-1999 el comportamiento de regalías y participaciones tuvo una relativa estabilidad porque los precios y la producción de gas natural, petróleo y GLP no sufrieron grandes alteraciones.

A partir de 2000 las regalías y participaciones sufren una elevación considerable (Cuadro N° 41). Este fenómeno se debe a que en ese año se produjo una significativa elevación del precio del petróleo en el mercado internacional. En dicha elevación de precios jugó un papel importante la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

El efecto en Bolivia de este fenómeno provocó la fluctuación del precio del gas natural en boca de pozo: osciló entre 1,20 y 1,47 dólares el millar de pies cúbicos (Mpc).

En el año 2001 las regalías y participaciones también se incrementaron, aunque no como en el año 2000 (Cuadro N° 41). Esto se debe a un efecto combinado de precios y cantidades: los precios no se incrementaron significativamente pero sí los volúmenes de producción debido a los compromisos asumidos en el contrato de exportación a Brasil cuyo principal componente es el gas natural. Este último aspecto explica, casi en su integridad, el incremento en el valor de regalías y participaciones en el 2001 (no esta demás apuntar que el aumento de la producción de gas natural supone también una cada vez mayor captación de regalías y participaciones por parte de las prefecturas de los departamentos productores, especialmente la de Tarija, que contará con recursos considerables una vez que se utilice plenamente la capacidad del gasoducto a Brasil).

Cuadro N° 41
Regalías y Participaciones
(en Millones de dólares americanos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Regalía Departamental: 11%	19.78	29.51	31.97	55.89	65.52	64.47
Regalía Nal. Compensatoria: 1%	1.80	2.68	2.91	5.08	5.96	5.86
Total Regalías (11%+1%)	21.58	32.19	34.87	60.97	71.47	70.33
Total T.G.N.	42.35	64.48	46.36	85.94	79.71	65.86
Regalía Nal. Complementaria:13%	17.04	25.16	18.35	33.26	30.72	25.42
Participación Nacional:19%	25.31	39.31	28.01	52.68	48.99	40.44
Participación Y.P.F.B.: 6%	10.66	18.75	18.24	33.05	37.05	36.25
Total Participaciones	53.01	83.23	64.59	118.99	116.76	102.11
Total Regalías y Participaciones	74.59	115.42	99.47	179.96	188.23	172.44

Fuente: * Vicemin.de Energía e Hidrocarburos: Serie de regalías y participaciones, año 2002.

* Ministerio de Minería e Hidrocarburos: Análisis comparativo de ingresos por regalías y participaciones hidrocarburíferas. La Paz, abril de 2003.

La tendencia cambió en 2002, año en el que se observa una caída notoria en el valor de regalías y participaciones. La causa principal de esta caída se debe, esta vez, a una reducción del precio del petróleo en el mercado internacional. Dicho precio, en 2001, cayó de 24,16 a 23,3 dólares el barril³, provocando también una baja en los precios del gas natural porque, como hemos analizado anteriormente, su precio depende del comportamiento de la cotización internacional de la “canasta” de tres Fuel Oil. El otro componente que explica el valor de regalías y participaciones en 2002 –la producción– tuvo comportamientos diferentes. La exportación a la Argentina y la de Cuiabá-Brasil aumentó, mientras que la que está regida por el contrato de compra-venta a Brasil tuvo una elevación casi imperceptible: de 10,07 millones de metros cúbico (MMm³) el 2001, a 10,32 MMm³ el 2002.

El análisis de las regalías y participaciones desde el punto de vista de sus receptores –departamentos, YPFB y TGN– arroja comportamientos y proporciones distintos. Los mayores impactos negativos se registran en YPFB y en el TGN, pero en especial en el TGN. Esto se debe a la creciente disminución de los niveles de producción de las reservas o yacimientos Existentes. Como se ha señalado en este trabajo, debido a la clasificación de hidrocarburos en Nuevos y Existentes (Ley N° 1689) la recepción de regalías y participaciones por parte del Estado disminuirá en un 32%. Éste es el fenómeno que ya se comienza a advertir en el año 2002 por la declinación de la producción en los campos Existentes (que pagan el 50% en regalías y participaciones) y por la mayor relevancia de los campos Nuevos que pagan sólo el 18% de regalías.

Analicemos ahora el caso de los departamentos, receptores también de regalías y participaciones. Debido a la impor-

3 Análisis comparativo de Ingresos por Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas, gestiones 2001-2001. Ministerio de Minería e Hidrocarburos. La Paz, abril de 2003.



tancia de los campos petroleros situados en el departamento de Tarija, la distribución de regalías departamentales ha sufrido un cambio cualitativo, sólo basta observar la distribución en los años 1997 y 2001 (Gráficos 12 y 13). Los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz tienden a participar en una proporción cada vez menor mientras que el peso de Tarija aumenta notablemente. Un sólo dato ratifica claramente esta tendencia: en 1997, Tarija ingresó 1,7 millones de dólares; cuatro años después, el 2001, esa cifra creció en casi nueve veces, es decir, 14,8 millones de dólares. Esta tendencia se hará más evidente a partir de 2004, cuando la producción de gas natural provenga de los campos Nuevos San Alberto y San Antonio.

Gráfico N° 12
Regalía Departamentales en 1997
(en Porcentajes)

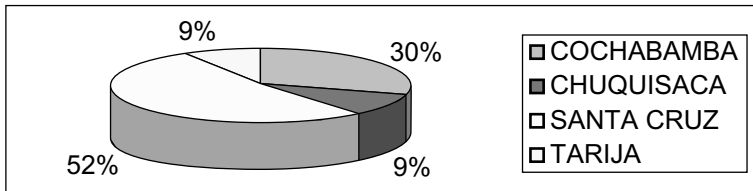
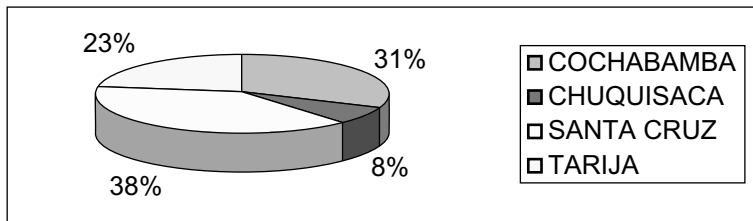


Gráfico N° 13
Regalía Departamentales en 2002
(en Porcentajes)





Regalía Nacional Compensatoria (1%)

Por la tendencia anotada, los departamentos que reciben la Regalía Nacional Compensatoria (Beni y Pando) captaron mayores recursos y lo seguirán haciendo mientras se mantenga el creciente nivel de producción de hidrocarburos en los departamentos productores.

Regalía Nacional Complementaria (13%) y Participación Nacional (19%)

Como se ha señalado, la producción de hidrocarburos Existentes tributa el 13% por concepto de Regalía Nacional Complementaria y el 19% por Participación Nacional. Bajo estos conceptos, las captaciones del TGN en el periodo 1997-2001 tienen un comportamiento irregular pero tendiente al alza (Cuadro N° 41). Ese comportamiento, sin embargo, se revertirá inevitablemente por la declinación de la producción de los campos hidrocarburíferos Existentes. En estos campos, como se ha señalado anteriormente, se encuentran sólo el 3% de reservas del país y, por tanto, su importancia es cada vez menor. La tendencia al alza registrada hasta el 2001 se revertirá también porque aumentará la producción de campos Nuevos como San Alberto y San Antonio.

Participación TGN-YPFB (6%)

Las tendencias de las participaciones que reciben YPFB y el TGN (6%) son muy parecidas a las que se producen en el caso de la Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%).





2.4 Transferencias del sector hidrocarburífero privatizado al TGN

Como señalamos anteriormente, la Ley de Hidrocarburos 1689 y la modificación a la Ley 843 generaron un nuevo sistema impositivo para el sector hidrocarburífero. El diseño de este nuevo sistema está orientado a beneficiar a los departamentos productores a través de regalías y participaciones y al TGN a través de dos tipos de impuestos: los **impuestos indirectos** (Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados/IEHD, el Impuesto al Valor Agregado/IVA y el Impuesto a las Transacciones/IT); y los **impuestos directos** (Impuesto a la Utilidad de las Empresas/IUE, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior/IRUE), el impuesto a las utilidades extraordinarias llamado SURTAX y los impuestos denominados como Regalía Nacional Complementaria y Participación Nacional del 13% y 19%, respectivamente). Estos dos últimos impuestos se aplican sólo a la producción de hidrocarburos en los campos Existentes.

Entre 1997 y 2002, tomando en cuenta el comportamiento global de las regalías e impuestos mencionados, la transferencia promedio anual del sector hidrocarburos a favor del TGN alcanza a 379,78 millones de dólares (Cuadro N° 42, columna "Total General"). Entre 1990 y 1996 –el periodo anterior a las reformas del sector–, la mencionada transferencia fue de 371,46 millones de dólares como promedio anual. La diferencia entre estos dos periodos, de apenas 8,32 millones de dólares, indica que el aporte al TGN en el periodo posterior a la reforma del sector es ligeramente superior. Este último dato merece un comentario.

Si se toma en cuenta el enorme costo que representó para el país la entrega de los derechos de propiedad de los hidrocarburos a las empresas transnacionales bajo la expectativa de recibir ingresos verdaderamente superiores a los registrados en el periodo anterior a la Capitalización y privatización,



lo menos que se puede decir es que los ingresos percibidos en seis años de reforma (1997-2002) –apenas superiores en poco más de ocho millones de dólares–, debieran hacer empalidecer a los diseñadores y operadores del programa de Capitalización y privatización de la industria petrolera nacional. De igual forma, los pobres resultados de ese programa explican la frustración y descontento de la población boliviana.

Cuadro N° 42
Aporte del Sector Hidrocarburos al TGN
(en Millones de dólares americanos)

Año	Transferencias YPFB al TGN(1)	IEHD(2)	IVA/IT Privados(1)	IUE y Remesa de Utilidades(1)	Participación (6%) TGN(3)	Regalía (13%) Participación (19%) TGN (3)	Total General
1990	350.2						350.2
1991	416.7						416.7
1992	365.6						365.6
1993	397						397.0
1994	325						325.0
1995	343.9	0.9	11.5	0.8			357.2
1996	365.8	9.2	11.1	2.3			388.5
1997	154.7	101.8	28.4	7.8	10.7	42.3	303.4
1998	149.4	193.4	29.7	12.7	18.8	64.5	468.5
1999	139	198.1	30.2	8.7	18.2	46.4	440.6
2000	15.2	212.2	34.4	9.5	33.1	85.9	390.3
2001	0	190.8	22.7	12.5	37.1	79.7	342.7
2002	0	183.0	33.0	15.0	36.3	65.9	333.2

(1) Ministerio de Hacienda y Servicio Nacional de Impuestos Internos. Para el 2002, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, solicitada en el matutino La Razón, 17 de diciembre de 2003.

(2) Fuente: Dossier estadístico Vol. IV y V. Unidad de Programación Fiscal, Viceministerio de Tesoro y Crédito Público Ministerio de Hacienda, 2002 y 2003.

(3) Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

Regalías (6%)

Los recursos captados por este concepto por parte del TGN son parte del presupuesto financiero de YPFB. Desde 1997, dicho presupuesto tiende a aumentar por el incremento de los precios y el volumen de los hidrocarburos. Hasta el

2001 esta tendencia se mantuvo, pero en el año siguiente, el 2002, los dos factores mencionados evolucionaron de diferente manera: los precios en el mercado internacional sufrieron una caída y la producción tuvo una leve mejoría.

Regalías (13%) y Participaciones (19%)

Las regalías y participaciones que capta el TGN de las actividades de exploración y explotación, en el periodo posterior a las reformas del sector, también tienden a aumentar debido a la elevación de los precios en boca de pozo y de los volúmenes de producción, particularmente de gas natural. Así ocurrió hasta el año 2000, año en el que el monto de regalías y participaciones llegó a 86 millones de dólares (Cuadro N° 41). En los dos últimos años, 2001 y 2002, se produjo una gradual reducción de las transferencias al TGN debido, en parte, a precios y producción y, por otra, a la declinación de la producción de los campos Existentes. Esta reducción afecta directamente a los ingresos del Estado que provienen de este tipo de regalías y participaciones.

A partir de 2006, la producción y exportación de gas natural estará dominada por la producción de los campos Nuevos. Esto implica que el TGN sólo se beneficiará del 6% de regalías y participaciones, debido a que las actuales regalías del 13% y las participaciones del 19% se aplican sólo a los campos de hidrocarburos Existentes. Estos dos últimos impuestos desaparecerán al igual que los campos Existentes. En buenas cuentas, esto quiere decir que el TGN dejará de percibir un 32% de regalías y participaciones, equivalente, en los últimos años, a un promedio de 64 millones de dólares cada año.

De acuerdo al diseño del nuevo sistema tributario, el impuesto a las utilidades extraordinarias, denominado SURTAX, tendría que compensar la mencionada pérdida del 32% que afectará al TGN. Al respecto, nos parece pertinente alertar que el SURTAX no sólo tendría que compensar la mencionada pérdida, sino que debería arrojar montos su-

periores al 32% en regalías y participaciones. Si éste no es el comportamiento del SURTAX, no se cumplirán los resultados que esperan obtener los diseñadores del nuevo sistema tributario. Como veremos más adelante, hasta el momento el SURTAX no arrojó resultados de ninguna naturaleza, lo único seguro es que a partir de 2006 desaparecerán los hidrocarburos Existentes.

Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD)

EL IEHD es el principal impuesto creado en el momento de la Capitalización. La creación de este impuesto obedece a la idea de contar con un instrumento de captación de ingresos que permita asegurar que los ingresos en favor del TGN sean por lo menos iguales a los obtenidos en el periodo anterior a las reformas. Este es el concepto de la denominada neutralidad impositiva. Hasta el año 2002, la captación realizada por este impuesto indirecto fue significativa (Cuadro N° 42). El comportamiento del IEHD, en relación a los otros impuestos del sector, es el de mayor dinámica: en promedio anual captó –desde 1995 a 2002– 136 millones de dólares.

La determinación del IEHD por tipo de producto ha sido concebida a partir de un razonamiento peculiar. En primer lugar, los niveles de todas las alícuotas han sido fijadas en bolivianos; en segundo lugar, se ha buscado, desde el momento de la creación del IEHD, que los comportamientos de las alícuotas mencionadas siempre sean idénticos, es decir, que si se producen las condiciones para la subida del precio de sólo uno de los productos a los que se aplica el IEHD, todas las alícuotas de los otros productos se elevan. La única diferencia en la aplicación de este impuesto por producto radica en el ritmo e intensidad de la elevación de las alícuotas (Cuadro N° 43). Así, durante los últimos 10 años, se duplicaron las alícuotas del Diesel

Oil nacional, las Grasas Lubricantes, los Aceites Automotrices, el Jet Fuel internacional y las del Diesel Oil importado. También tuvieron una elevación considerable las alcúotas de la Gasolina Especial y de la Gasolina Premium. La alcúota de la Gasolina de Aviación se mantuvo constante y la única que se redujo fue la del Jet Fuel nacional.

Cuadro N° 43
Evolución de las Alcúotas del IEHD
(en Bolivianos)

PRODUCTO	UNIDAD	D.S. 24055 Vigente desde 1/10/95 hasta 19/01/96	D.S. 26270 Vigente desde el 05/08/2001 hasta la fecha	Evolución IEHD
GASOLINA ESPECIAL	Litro	0.92	1.26	37.0
GASOLINA PREMIUM	Litro	1.35	2.58	91.1
GASOLINA DE AVIACION(1)	Litro	0.34	0.34	0.0
DIESEL OIL	Litro	0.10	0.20	100.0
DIESEL OIL NACIONAL(2)	Litro	0.22	0.795	261.4
DIESEL OIL IMPORTADO(3)	Litro	0.6	0.70	16.7
GRASAS LUBRICANTES	Litro	0.56	1.37	144.6
ACEITES AUTOMOTRICES (LUB)	Litro	0.56	1.37	144.6
FUEL OIL(4)	Litro	0.27	0.29	7.4
JET FUEL INTERNACIONAL(5)	Litro	0.14	0.32	128.6
JET FUEL NACIONAL(6)	Litro	0.18	0.09	-50.0

Fuente: Elaboración propia con base en información del Servicio Nacional de Impuestos Internos.

(1) Vigente desde el 26/0500

(2) DS. 25251 Vigente desde el 18/12/98

(3) DS. 24915 Vigente desde el 06/12/97

(4) DS. 25604 Vigente desde el 01/12/99

(5) DS. 24217 Vigente desde el 20/01/96

(6) DS. 25604 Vigente desde el 01/12/99

Como se observa, el IEHD, además de ser un impuesto indirecto, es una variable de ajuste que opera dinámicamente en el Sector Hidrocarburos. Debe señalarse también otra de sus particularidades: los cambios o variaciones de las alcúotas del IEHD son atribuciones otorgadas, vía ley, al Poder Ejecutivo y no al Legislativo, tal como debiera ser al tratarse de

modificaciones impositivas. Al estar el IEHD en manos del Ejecutivo, no es posible descartar el manejo discrecional de este impuesto. Así sucedió en el momento en que se privatizaron las fases del *Downstream* durante el gobierno de Hugo Banzer: las empresas extranjeras adjudicatarias de las refinería, por ejemplo, lograron mayor beneficios.

Otra singularidad de este impuesto es la definición de valores relativos excesivos. En el caso de las gasolinas (Especial y Premium), por ejemplo, estos valores llegan a 38 y 51%, respectivamente. Por esta razón, una tercera parte del precio de la Gasolina Especial (38%) y la mitad del precio de la Premium (51%) corresponden al IEHD (Cuadro N° 44). Este es un ejemplo de cómo el IEHD se ha convertido en una variable de ajuste del Sector Hidrocarburos. A través de su modificación, normalmente tendientes al alza, se logra una mayor recaudación tributaria.

Cuadro N° 44
Niveles de las Alícuotas Vigentes del IEHD
(en Porcentajes)

	UNIDAD	PRECIO	IEHD Bolivianos	Porcentaje IEHD
GASOLINA ESPECIAL	Litro	3.31	1.26	38.1
GASOLINA PREMIUM*	Litro	5.07	2.58	50.9
GASOLINA DE AVIACION*	Litro	4.17	0.34	8.2
DIESEL OIL	Litro	3.12	0.20	6.4
FUEL OIL	Litro	2.48	0.29	11.7
JET FUEL INTERNACIONAL*	Litro	2.32	0.32	13.8
JET FUEL NACIONAL*	Litro	2.01	0.09	4.5

* Vigencia desde el 5 de junio de 2002.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Por todo lo señalado, queda claro que el IEHD, después de la Capitalización y privatización del Sector Hidrocarburos, es el impuesto de mayor relevancia en términos de su aporte al TGN. Y, en este sentido, debe señalarse que al

tratarse de un impuesto indirecto, no es la empresa refinadora de petróleo la que paga el impuesto, sino los ciudadanos bolivianos en el momento en que compran los productos afectados por el IEHD o cuando utilizan medios de transporte aéreo o terrestre. La Empresa Boliviana de Refinación (EBR) sólo funge como agente de retención.

A propósito del manejo del IEHD por parte del Ejecutivo, vale la pena citar algunos ejemplos concretos. Todo aumento de la alícuota del impuesto afecta, inicialmente, los ingresos de las empresas que integran el consorcio EBR porque ese aumento reduce sus márgenes de ganancia. Para evitar este fenómeno, paralelamente a la elevación del IEHD, el gobierno eleva los precios de los derivados del petróleo, afectando el poder adquisitivo de la población de ingresos fijos y los costos de producción de las empresas nacionales.

En los seis años posteriores a la Capitalización (Cuadro N° 45), los precios de los derivados de petróleo aumentaron en forma considerable: las gasolinas Especial y Premium se elevaron en 1,79 y 1,88 veces, respectivamente; el Kerosene, el Diesel Oil y el Jet nacional e internacional, prácticamente duplicaron sus precios. Este tipo de comportamiento del IEHD, por supuesto, tiene efectos favorables para las empresas dedicadas a la refinación y adversos sobre los consumidores y empresarios nacionales.

Cuadro N° 45
Bolivia: Evolución de los Precios en el Mercado Interno
(en Bolivianos)

	Unidad	1996	2002	2002/1996
Gasolina Especial	LITRO	1.85	3.31	1.79
Gasolina Premium	LITRO	2.70	5.07	1.88
Kerosene	LITRO	0.95	1.95	2.05
Diesel Oil	LITRO	1.54	3.12	2.03
Fuel Oil	LITRO	1.45	2.48	1.71
Jet Fuel Emp. Nal.	GALON	4.00	7.61	1.90
Jet Fuel Emp. Ext.	GALON	4.00	8.77	2.19

Otro ejemplo concreto de la forma en que se maneja el IEHD es el sucedido en diciembre de 1997, durante el gobierno de Hugo Banzer. En ese momento, se incrementaron los precios de los derivados del petróleo en 14% para hacer atractiva la privatización de las refinerías. Dicho de otra forma: el mencionado incremento de precios, en este caso, tenía un claro objetivo: asegurarles a los inversionistas un buen margen de ganancia para que procedan a la compra de las refinerías. Otro ejemplo reciente: en el año 2000, debido a las oscilaciones de precios del petróleo en el mercado internacional, el gobierno de Banzer llegó a un acuerdo con las empresas transnacionales para congelar los precios de los productos derivados. En este caso el propósito del Gobierno fue evitar los crecientes conflictos sociales que se iniciaron en ese año.

Finalmente, y en base a todos los ejemplos expuestos, debe decirse que el IEHD es, en comparación con otros impuestos, el que tiene un comportamiento más dinámico y el que explica, en mayor medida, el ingreso captado por el TGN del sector hidrocarburos.

Impuesto al Valor Agregado (IVA) e Impuesto a las Transacciones (IT)

El Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a las Transacciones son también impuestos indirectos, lo que quiere decir que son los ciudadanos bolivianos quienes los pagan en el momento de la compra de derivados del petróleo u otro tipo de servicios vinculados con éstos. Las empresas productoras de derivados de hidrocarburos, como sucede con todo impuesto indirecto, sólo juegan el papel de agentes de retención.

Las recaudaciones por el IVA y el IT pueden dividirse en dos momentos: un primer momento, entre 1995 y 1996, de relativa estabilidad, y un segundo momento, a partir de 1997 hasta el 2002, en que la captación tributaria de estos

impuestos llega a triplicarse (de 11,1 millones de dólares en 1996, a 33 millones de dólares en 2002) (Cuadro N° 42).

Debe señalarse también que en las fases de exploración y explotación (*Upstream*) las empresas transnacionales no pagan el IT. En las siguientes fases de la cadena (*Downstream*) el IT se aplica a los márgenes de ganancia de los distribuidores mayoristas y minoristas, y al almacenaje de hidrocarburos. La definición del citado margen no figura en la Ley 843.

El desempeño de estos dos impuestos, el IVA e IT, podría ser mucho mejor. La principal razón que imposibilita una mayor recaudación es el mecanismo del crédito fiscal establecido para las empresas petroleras en la Ley 843. El Artículo 8 de esta ley señala:

“Sólo darán lugar al cómputo del crédito fiscal aquí previsto las compras, adquisiciones o importaciones definitivas, contratos de obras o servicios, o toda otra prestación o insumo de cualquier naturaleza, en la medida en que se vinculen con las operaciones gravadas, es decir, aquellas destinadas a la actividad por la que el sujeto resulta responsable del gravamen”.

Como se sabe, las empresas petroleras –especialmente en los primeros años de su actividad– realizan compras o importaciones en montos significativos. En esta dirección, y de acuerdo al Artículo 9 de la Ley 843:

“Si la diferencia (entre débito y crédito fiscal) resultare en un saldo a favor del contribuyente, este saldo, con actualización de valor, podrá ser compensado con el impuesto al valor agregado a favor del fisco, correspondiente a periodos fiscales posteriores”.

El caso descrito en el artículo citado se presenta con recurrencia en las empresas petroleras. Por ello, el crédito fiscal que obtienen es muy alto, debido a la magnitud de sus inversiones, es decir, al volumen y valor de sus compras e importaciones. Estas compras e inversiones, conver-

tidas en crédito fiscal explican por qué estas empresa pagan menos impuestos.

Recientemente, se ha presentado una intensa polémica respecto de la interpretación y alcances del crédito fiscal entre el Estado y un consorcio que opera en el país. Las empresas que conforman dicho consorcio consideran que las inversiones que efectuaron en los campos de producción que manejen deben incluirse como crédito fiscal. En casos como este, es el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) quien, a partir de la obligación que tiene de fiscalizar y efectuar seguimiento a las empresas petroleras para que la captación tributaria sea la mejor para el TGN, debiera dirimir la polémica. En el caso comentado, sin embargo, el SIN no jugó el papel que le corresponde.

Debido a la magnitud del negocio petrolero y de las empresas transnacionales involucradas en él, nos parece conveniente que el Estado nacional reconsidere la pertinencia del crédito fiscal. Esta medida, sin duda, mejoraría la situación de las arcas fiscales.

Impuesto a la Utilidad de las Empresas (IUE) e Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE)⁴

El comportamiento del IUE y IRUE es bastante errático. En promedio anual, entre 1995 y 2002 (Cuadro N° 42), el TGN captó 11 millones de dólares por el cobro de estos dos impuestos. Hay que señalar que en los dos últimos años del periodo citado, el comportamiento es estos tributos fue ascendente (12,5 y 15 millones de dólares respecto de los 7,8 millones recaudados en 1997).

4 No fue posible desagregar los dos impuestos debido a la metodología establecida en las instituciones gubernamentales. Inclusive fue complicado conseguir esta información debido a la falta de transparencia de estas instituciones.

El monto imponible de estos dos impuestos proviene de la información que entregan las empresas transnacionales. En el caso de aquellas que están presentes en todas las fases de la cadena hidrocarburífera, por la información y análisis efectuado a lo largo de este trabajo, es posible afirmar que la captación de ingresos por el IUE y el IRUE no guarda simetría con las inversiones y negocios que están realizando las citadas empresas petroleras.

En el III Congreso Latinoamericano de Gas y Electricidad, llevado a cabo en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra entre el 22 y 24 de abril de 2002, la empresa petrolera española Repsol YPF presentó un documento titulado "El mercado de gas natural boliviano". En base a este documento, uno de los ejecutivos principales de esta empresa, Roberto Mallea, reveló que "por cada dólar que invierten en Bolivia reciben 10 de ganancia"⁵. El nivel óptimo y conocido de rentabilidad en la industria hidrocarburífera mundial es de cinco dólares y hasta de tres dólares estadounidenses. Otro dato: en Bolivia, los costos de producción de un barril de petróleo alcanzan a 0,97 centavos de dólar; en países como Venezuela, México y Argentina, en cambio, el barril recuperado demanda cuatro dólares de inversión.

Estos datos refuerzan el argumento que nos permite subrayar la ausencia de correspondencia entre los ingresos declarados y los obtenidos por las empresas transnacionales. Es necesario señalar, además, que las empresas asentadas en territorio boliviano, todas ellas conocidas por su experiencia e importancia en el espectro internacional, desarrollan prácticas que no necesariamente concuerdan con los intereses nacionales. En los últimos años, por diversos medios, se conoce que estas empresas practican continuamente la sobrefacturación y la depreciación de sus activos en forma acelerada.

5 Suplemento Negocios, pág. 1, 4 y 5. Matutino La Prensa, La Paz, domingo 5 de mayo de 2002.

En el marco actual de la globalización son comunes las relaciones interindustriales que se dan entre empresas transnacionales, es decir, entre la empresa matriz y sus subsidiarias. Estas relaciones hacen posible, por ejemplo, que las compras efectuadas por una subsidiaria reflejen un precio por encima del establecido en el mercado, hecho que incide en los costos de producción y, por tanto, en la masa de ganancias o la base imponible que resulta siendo menor para efectos del cobro de tributos.

Bajo esta perspectiva, y siempre que se tomen en cuenta las observaciones realizadas, el IUE y el IRUE tendrían que constituirse en una de las fuentes de ingreso fundamentales para el TGN, más aún si las nuevas condiciones establecidas para la producción y los negocios de las empresas petroleras en el país tenderán a elevarse considerablemente. Para que esto ocurra, el Estado boliviano, mediante sus instituciones de fiscalización, tendría que jugar un papel relevante a partir del convencimiento de que se trata de establecer relaciones con empresas transnacionales de magnitud y experiencia considerables.

Por lo tanto, el Estado tiene la obligación de conformar un equipo técnico altamente profesionalizado que tenga la capacidad de interlocución, de igual a igual, con las empresas petroleras. Asimismo, el Estado debe constituir o consolidar instituciones que le permitan establecer la mencionada interlocución. Para asegurar el éxito de esta relación, es imprescindible que el Estado boliviano exprese y viabilice la voluntad política de mantener una relación seria y constante con las empresas transnacionales, partiendo también del hecho de que captaciones tributarias como el IUE y el IRUE tendrían que ser fundamentales. Sólo de esta manera se pueden enfrentar los retos y demandas presentes en la sociedad.

Impuesto a las ganancias extraordinarias (SURTAX)

Como se ha señalado reiteradamente, el SURTAX, hasta la fecha, no ha generado ingreso alguno para el Estado y se

espera que comience a aplicarse cuando los megacampos de gas natural alcancen plena capacidad de producción. Esta es, al menos, la expectativa de las autoridades gubernamentales, y la justificación que ofrecen los ejecutivos de las empresas transnacionales cuando se califica al SURTAX como un impuesto “incobrable”.

A propósito de este último calificativo (“incobrable”), es conveniente y oportuno recordar las condiciones que harán posible el cobro de este impuesto: a) se lo podrá captar siempre y cuando una empresa perciba ingresos equivalentes a dos veces su capital invertido (ganancias extraordinarias); b) el SURTAX será un tributo que se pueda cobrar siempre y cuando no se produzcan bajas considerables en el precio de los hidrocarburos en boca de pozo; c) será cobrable si las utilidades de las empresas llegan a un nivel adecuado; d) se cobrará si las empresas deciden no reinvertir en el país y si las empresas no incorporan en su estructura de gastos un conjunto de ítems que imposibiliten la obtención de ganancias extraordinarias.

Otro prerequisite importante para que el Estado boliviano pueda obtener ingresos sustanciales por el cobro del SURTAX es el establecimiento de mecanismos sólidos de fiscalización. El Estado debe dotarse de todas aquellas capacidades técnicas e institucionales que le permitan controlar estrechamente los estados financieros de las empresas transnacionales.

Debemos insistir, además, en que la captación de ingresos vía SURTAX tiene que superar considerablemente el aporte actual de los impuestos (regalías y participaciones que llegan al 32%) aplicados a la producción de hidrocarburos existentes. Estos últimos desaparecerán en pocos años más.

Por estas consideraciones, el gobierno nacional, a través de las instituciones pertinentes, debería obligar a todas las empresas petroleras a cotizar en la Bolsa de Valores. Esta medida abriría la posibilidad de una verdadera fisca-

lización a las empresas, no sólo por parte del Gobierno, sino de la sociedad y sus instituciones. Actuar en dirección contraria significará que los ingresos probables del SURTAX no colmen las expectativas creadas por las propias reformas ocurridas en el Sector Hidrocarburos desde 1996. No se debe olvidar que los reformadores le han asegurado al país que el TGN percibirá ingresos mucho mayores a los de la etapa anterior.

En términos operativos, el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, cuya función consiste en controlar los ingresos provenientes del *Upstream*, Regalías y Participaciones, y el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN), que controla los impuestos del *Downstream* (IVA, IT, IUE y IEHD), son las instituciones gubernamentales que deben ser potenciadas en sus capacidades institucionales, técnicas y de calificación profesional para que cumplan sus funciones y el Estado boliviano obtenga mayores ingresos.

Retomando el análisis integral del sistema tributario hidrocarburífero, y con base en lo señalado hasta el momento, nos parece pertinente destacar un dato sobresaliente: en 1995, antes de la Capitalización, los ingresos del TGN provenientes del Sector Hidrocarburos estaban respaldados, básicamente, por las transferencias efectuadas por YPFB; la importancia y significación de estas transferencias en la estructura de ingresos del TGN se resume en una cifra: el 96% de los ingresos del Tesoro provenían de la empresa estatal del petróleo (Gráfica N° 14); los demás impuestos, por supuesto, eran marginales.

Siete años después, en el año 2002, la composición de los ingresos percibidos por el TGN se explican, fundamentalmente, por el aporte de recursos originados en los impuestos indirectos: IEHD, IVA e IT. Estos tres impuestos constituyen el 64% de los ingresos del Tesoro. Le siguen en importancia las regalías y participaciones captadas directamente por el TGN (32%) y por YPFB (6%) que, conjunta-



mente, aportan con el 31% de los ingresos del Tesoro. Los impuestos sobre utilidades (IUE) y remisión de ganancias al exterior (IRUE) tienen un pobre desempeño que alcanza al 4% de los ingresos percibidos por el TGN (Gráfico N° 15).

Gráfico N° 14
Transferencia de YPFB al TGN / 1995
(en Porcentajes)

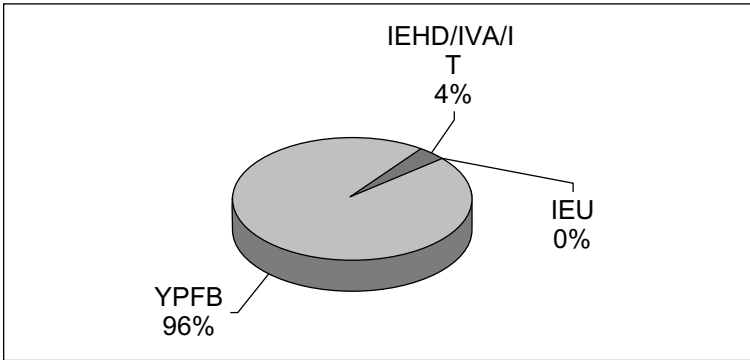
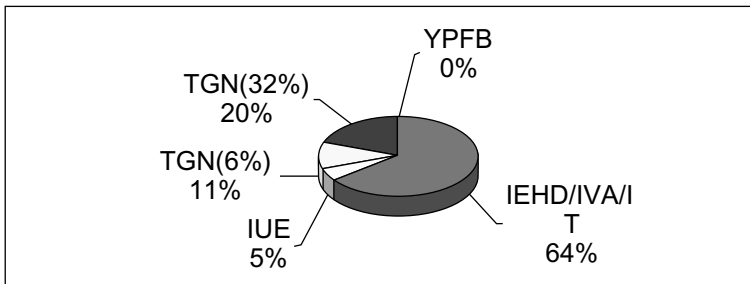


Gráfico N° 15
El Nuevo Sistema Tributario / 2002
(en Porcentajes)



A partir de estos dos reveladores datos, y en base a toda la información recogida en este capítulo, presentamos a continuación un análisis global del actual régimen fiscal del sector hidrocarburos dividido en ocho apartados puntuales:



Primero: la modificación del sistema tributario hidrocarbúfero generó varias fuentes de contribución al TGN, las cuales tienen, hasta el momento, diferente desempeño.

Segundo: los ingresos del TGN dependen, fundamentalmente, de los impuestos indirectos; entre ellos destaca el IEHD no sólo por su mayor capacidad de recaudación, sino porque se ha convertido en una variable de ajuste que le permite al TGN obtener ingresos semejantes a los registrados en el periodo anterior a la Capitalización.

Tercero: el hecho de que los impuestos indirectos se hayan convertido en los principales instrumentos de recaudación del TGN quiere decir que los ciudadanos bolivianos se constituyeron en la fuente principal de ingresos del Estado boliviano; son ellos quienes sostienen el Estado a través de la compra de derivados de petróleo; en otras palabras, los ciudadanos bolivianos son los que han solventado el proceso de reformas iniciado en 1996; en los hechos, son ellos quienes se constituyeron en la principal fuente de financiamiento y de subsidio a las medidas que transformaron el funcionamiento del sector hidrocarbúfero nacional.

Cuarto: los impuestos a las utilidades (IUE) y a la remisión de las mismas al exterior (IRUE) no tuvieron un desempeño óptimo si se toma en cuenta la magnitud del negocio petrolero y las inversiones realizadas en él.

Quinto: el SURTAX es, hasta el momento, inexistente; se espera que funcione y genere recursos significativos a partir de 2006.

Sexto: debido a que los hidrocarburos existentes desaparecerán hasta el 2006, el TGN dejará de percibir el 32% de ingresos por concepto de regalías y participaciones que provienen actualmente de esos campos; el SURTAX, por tanto, deberá no sólo compensar ese 32%, sino que debe superar esa cifra; hasta el momento, lo único que se puede decir sobre el SURTAX es que no existe, que generó grandes expectativas y que se mantienen vigentes las grandes dudas sobre su aplicación efectiva.

Sexto: como las fuentes principales de ingresos del TGN (SURTAX, IUE, IRUE) están rodeadas de dudas e incertidumbres, es fundamental que el Estado nacional genere y consolide los mecanismos pertinentes para el control, fiscalización y seguimiento del comportamiento económico-financiero de las empresas petroleras extranjeras; si esto no ocurre, el TGN percibirá magros ingresos en comparación con la dinámica que tomará el sector en los próximos años y se repetirá la vieja historia del Estado boliviano en el sentido de la imposibilidad de controlar la distribución del excedente hidrocarburífero; pero además, si el Estado continuara en esta línea de conducta, los réditos del sector, o mejor, la renta gasífera, beneficiará sólo marginalmente a la sociedad boliviana.

Octavo: en las actuales condiciones, las tres instancias gubernamentales que se benefician de la captación de regalías, participaciones y tributos –los departamentos productores, YPFB y el TGN–, no percibirán los recursos que esperan por dos principales razones: porque el comportamiento de los precios del petróleo en el mercado internacional es errático y depende de factores económicos y geopolíticos; y porque la dinámica de la producción de hidrocarburos está en función del consumo interno y de las exportaciones actuales y futuras; debe señalarse, además, que los actuales ingresos que perciben las tres instancias mencionadas –especialmente el TGN– provienen de regalías y participaciones (32%) de los campos Existentes cuyo nivel de producción tiende a desaparecer, hecho que, por supuesto, pondrá en aprietos al TGN que sólo percibirá el 6%, de sus actuales ingresos, destinados a financiar las actividades de YPFB.





CAPÍTULO VII

El Sector Hidrocarburos en el contexto de la economía nacional

Se analiza en este capítulo el peso relativo de la industria petrolera en el contexto de la economía nacional y el desempeño económico y financiero de tres empresas petroleras que operan actualmente en Bolivia y que llegaron al país atraídas por el proceso de Capitalización.

1. Aporte al Producto Interno Bruto (PIB) y a la Inversión Nacional

Por el nivel inversiones realizadas y por el descubrimiento de importantes volúmenes de gas natural, el Sector Hidrocarburos tiende a ocupar un espacio cada vez más significativo en la actividad económica nacional. Su aporte a la producción nacional, sin embargo, no ha llegado todavía a equipararse con el de otros sectores económicos, aunque aumenta gradualmente desde 1997. Se calcula que a partir de 2006, cuando se utilice plenamente el gasoducto Bolivia-Brasil, el Sector Hidrocarburos se convertirá en el más importante y significativo de la economía nacional. En



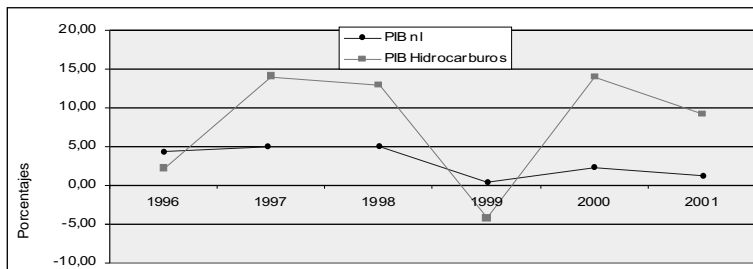
ese año se espera que los campos hidrocarburíferos San Alberto y San Antonio produzcan 30 millones de pies cúbicos de gas natural por día (MMpc/d) con destino a la exportación.

La certeza de que el sector hidrocarburífero nacional crecerá sostenidamente se explica no sólo por el aumento de la producción y las exportaciones –incluida la probable venta de gas natural a México y Estados Unidos–, sino por los proyectos de industrialización asociados a la producción: petroquímica, fertilizantes, termoeléctrica, conversión de gas en líquidos, utilización de gas en el parque automotriz y en instalaciones para uso domiciliario.

A propósito de estas expectativas y del actual cuadro de crisis que presenta Bolivia en los últimos años, debe señalarse que ese cuadro de crisis no se ha expresado en mayores niveles de deterioro por la importancia y el peso de la Inversión Extranjera Directa (IED), especialmente la dirigida al Sector Hidrocarburos. Las cifras así lo confirman: el crecimiento promedio anual de la economía nacional en el periodo 1997-2002 fue de 2,8%; el sector hidrocarburífero nacional, en ese mismo periodo, creció a un ritmo del 9%.

El mencionado ritmo de crecimiento de la producción en el Sector Hidrocarburos nos entrega un dato no menos significativo: desde la Capitalización –excepto en 1999–, el crecimiento de este sector ha sido superior a la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) nacional (Gráfico N° 16). Dicho crecimiento, sin embargo, fue bastante errático, especialmente por la intermitencia del curso de los proyectos de exportación y de industrialización de gas natural. La puesta en marcha de esos proyectos, por supuesto, implicará una mayor dinámica en el sector.

Gráfico N°16
Crecimiento del PIB a Precios Constantes por Año
según Actividad Económica



La explicación del crecimiento de la producción hidrocarbúfera en el país tiene directa relación con los extraordinarios niveles de la inversión extranjera registrados en el país desde 1996, año en que se inicia el proceso de Capitalización. Nunca antes en la historia económica nacional se habían alcanzado inversiones procedentes de otros países que, en términos relativos y en comparación con la inversión total nacional, representen cerca del 50% de las inversiones realizadas en Bolivia.

Las cifras de la Inversión Extranjera Directa (IED) en el Sector Hidrocarburos entre 1996 y 2002 señalan que las empresas petroleras radicadas en el país invirtieron, en promedio, 356 millones de dólares cada año. Si se relaciona esta cifra con la IED total, en ese mismo periodo, se advierte que las inversiones en hidrocarburos alcanzan, en promedio, el 43,6% de las inversiones totales (Cuadro N° 46).

Cuadro N°46
Inversión Extranjera Directa/IED
 (en Millones de dólares americanos)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.- IED total	427.0	854	1.026,10	1.010,40	832,5	877,1	999
2.- IED Petróleo y gas natural	53,4	295,9	461,90	384,10	386,6	453,1	462,8
(2/1) Porcentaje		34,6	45,0	38,0	45,8	51,7	46,3

Fuente: Elaboración propia con base en UDAPE, BCB e INE y Estadísticas Socioeconómicas 2002, Muller&Asociados

Esos altos niveles de IED nunca registrados en el país, su comportamiento, proyección y significación económica, se han convertido, en poco tiempo, en un nuevo factor de dependencia que tiende a lesionar los intereses del país. La IED en el Sector Hidrocarburos –encarnada en las empresas petroleras nacionales que operan en el país–, por su incuestionable peso en la vida nacional, adquiere claros contornos de influencia decisiva en las políticas públicas cuyas connotaciones y derivaciones rebasan al ámbito estrictamente económico para convertirse en mecanismos de indudable presión en el campo político nacional.

Frente a este fenómeno, resulta cada vez más evidente que el Estado no cuenta con un marco institucional y normativo adecuado que le permita limitar y equilibrar el papel que las empresas petroleras transnacionales juegan en el país. Un ejemplo de esta afirmación son las recientes negociaciones emprendidas por el gobierno de Carlos Mesa con las petroleras a propósito de la modificación de la Ley de Hidrocarburos. Esas negociaciones evidenciaron la debilidad estatal frente al poder de negociación de las petroleras, no sólo reticentes a admitir la necesidad nacional de modificar la normativa del sector, sino abiertamente enfrentadas a esa necesidad.

Experiencias como ésta debieran obligar al Gobierno a promover un sólido proceso de consenso nacional que involucre al Congreso, partidos políticos y organizaciones sociales, para modificar la actitud de las empresas petroleras y afirmar los intereses nacionales.

2. Las empresas capitalizadas en el sector hidrocarburífero nacional

Uno de los grandes problemas que se enfrenta en el país en el momento de analizar el comportamiento de la

industria petrolera es la fuerte limitación de acceso a la información financiera y estadística del sector. Esta dificultad se explica porque las instituciones estatales manejan esa información como si se tratara de un “secreto de Estado” y porque las propias empresas petroleras se resisten a la entrega transparente y voluntaria de esa información. A ello se suma el hecho de que en el país no existen disposiciones legales que obliguen a la empresas a la entrega periódica de información a las instituciones estatales y al mercado de capitales.

Felizmente, este penoso panorama ha sido quebrado por el buen trabajo realizado por la Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización que, hasta diciembre de 2003, presentó al país cuatro informes (denominados “Cuadernos”) sobre el proceso de Capitalización. Uno de esos “cuadernos”, el cuarto, entrega un valioso conjunto de información sobre el Sector Hidrocarburos. En este apartado, a partir del sustancial aporte de la Oficina citada, analizamos aspectos de trascendental relevancia en la industria petrolera, todos ellos ilustrados por datos y cifras que revelan el comportamiento de tres empresas capitalizadas: Chaco, Andina y Transredes.

2.1 Costo Unitario de Producción y Costo de Búsqueda y Desarrollo¹

Se analizan aquí, los costos de producción –exploración y explotación– de las empresas Chaco y Andina (no se incluye a Transredes porque su actividad se circunscribe al transporte de hidrocarburos). La conclusión fundamental del Cuaderno N° 4 de la Oficina del Delegado Presidencial es que las dos

1 El análisis se basa en Cuaderno N° 4, Las Capitalizadas en Cifras: Sector Hidrocarburos, Informe. Oficina del Delgado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, diciembre de 2003.

empresas que operan en Bolivia (Andina, especialmente), en comparación a 200 empresas que participan en la industria del petróleo a nivel internacional, presentan, por una parte, el más bajo Costo Unitario de Producción por barril de petróleo equivalente² y, por otro, el más bajo costo de Búsqueda y Desarrollo por barril de petróleo equivalente.

Tal como anota el referido estudio, el nivel y la dinámica del Costo Unitario de Producción depende de los siguientes aspectos (Cuaderno N° 4, p. 6):

- Gastos operativos;
- Testeo del pozo (preparación del pozo, mantenimiento de pozos y métodos de recuperación);
- Costos de infraestructura y equipamiento;
- Gastos administrativos directos;
- Impuestos de Producción.

La variable más importante en la determinación del Costo Unitario de Producción es la relacionada con los llamados "Métodos de Recuperación". Las empresas Chaco y Andina utilizan el método de recuperación denominado "Primario o Natural" que, en palabras del informe de la Oficina para la revisión de la Capitalización, se describe así:

"Se considera que un pozo tiene una recuperación natural si éste cuenta con la presión suficiente y el petróleo tiene una baja viscosidad para fluir a la superficie a través de los tubos, por sí mismo. El gas o el agua que reside en el reservorio con el petróleo, puede proveer la presión necesaria para crear esta ascensión natural. La cantidad de agua presente en el reservorio permanecerá por debajo del petróleo y lo empujará hacia el pozo" (Cuaderno N° 4, p. 7).

Este método de recuperación Primario o Natural es una de las principales variables que sustenta los bajos cos-

2 Un barril de petróleo equivalente es igual a 5.600 pies cúbicos de gas natural.

tos de producción o de extracción de hidrocarburos en los campos en los que operan las empresas Andina y Chaco. En otras palabras, este método no incorpora ningún mecanismo artificial como ocurre en métodos de recuperación denominados "Secundario" y "Terciario".

El Costo Unitario de Producción es decisivo en la industria petrolera porque permite explicar la obtención, por parte de las empresas, de ganancias o pérdidas. Como ya se ha explicado en este trabajo, el precio internacional del petróleo depende de una serie de factores relacionados con oscilaciones de precios propias del mercado, o de decisiones económicas y geopolíticas de los países productores (OPEP) o de los consumidores, a la cabeza de Estados Unidos. En consecuencia, la ganancia de las empresas –en términos muy sencillos– es el resultado de la diferencia entre el precio internacional del petróleo y el Costo Unitario de Producción; mientras más bajo sea este último, la ganancia será mayor.

Pero lo interesante de todo esto es saber cuánto les cuesta a las transnacionales radicadas en Bolivia producir un barril de petróleo y qué relación existe entre esos costos y los de otras grandes empresas que operan en el mundo. Ésta es, precisamente, la información que revela el referido informe de la Oficina del Delegado Presidencial para la Capitalización. Veamos.

Como se ha señalado, el citado informe recoge datos de 200 empresas petroleras que operan en el mundo, y entre ellas, por supuesto, figuran las más importantes. Pues bien, el **Costo Unitario de Producción promedio** de un barril de petróleo de estas 200 empresas es de **5,60 dólares**; el **costo mínimo de producción es de 0,87 dólares**, y el **máximo de 18,43 dólares**. ¿Cuánto le cuesta a Andina y Chaco producir un barril de petróleo en Bolivia?: a **Andina 0,97 dólares** y a **Chaco un dólar por barril de petróleo** equivalente³ (Cuadro N° 47).

3 Cuaderno N° 4, p. 10

Cuadro N° 47
Costo Unitario de Producción de un Barril
de Petróleo Equivalente
 (En 200 Empresas Petroleras/US\$)

Costo PROMEDIO:	US\$ 5,60
Costo MÁXIMO:	US\$ 18,43
Costo MÍNIMO:	US\$ 0,87
Costo ANDINA S.A.	US\$ 0,97
Costo CHACO S.A.	US\$ 1,00

Fuente: Elaboración Propia en base a "Cuaderno N° 4. Las Capitalizadas en Cifras. Informe del Sector Hidrocarburos", página 10. Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, diciembre de 2003.

Una primera y rápida observación de estos datos nos señala que los costos de producción de las dos empresas petroleras capitalizadas se sitúa muy por debajo del costo máximo de producción de 200 empresas, bastante lejos del costo promedio y muy cerca del costo mínimo de producción. Lo menos que se puede afirmar al respecto es que Andina y Chaco operan en Bolivia en condiciones bastante favorables en materia de costos de producción. Un significativo aumento posterior de sus niveles de producción, ya sea con destino a la exportación o al consumo interno, sin duda que les permitirá la obtención de importantes ganancias.

Los costos de búsqueda y desarrollo de hidrocarburos de las dos petroleras capitalizadas reproducen, en gran medida, lo observado en cuanto a costos de producción. Este tipo de costos tiene relación con los procesos de innovación tecnológica que aplican las petroleras en las fases de exploración y explotación, y con las características de las áreas de exploración.

Al respecto, el informe del Delegado para la revisión de la Capitalización (Cuaderno N° 4, página 15) señala que el costo de Búsqueda y Desarrollo de Andina es inferior al costo promedio de las 200 empresas. "Por su parte" –dice el informe–, Petrolera Chaco, con un costo promedio de Bús-

queda y Desarrollo de US\$3,70, mantiene un valor muy competitivo con el resto de las empresas, ya que únicamente 23 empresas a nivel mundial registran valores menores al de dicha capitalizada” (Cuadro N° 48).

Cuadro N° 48
Costo de Búsqueda y Desarrollo de un Barril
de Petróleo Equivalente 2000-2002
 (En 200 Empresas Petroleras / US\$)

Costo PROMEDIO:	US\$ 8,58
Costo MÁXIMO:	US\$ 24,19
Costo MÍNIMO:	US\$ 0,68
Costo CHACO S.A.	US\$ 3,70

Fuente: Elaboración Propia en base a “Cuaderno N° 4. Las Capitalizadas en Cifras. Informe del Sector Hidrocarburos”, página 15. Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, diciembre de 2003.

La principal conclusión que se puede extraer del informe del Delegado Presidencial salta a la vista: indudablemente, las empresas capitalizadas Andina y Chaco operan en Bolivia con costos de producción significativamente bajos, ya sea cuando se trata de costos unitarios de producción, de búsqueda o de desarrollo. El dato adquiere particular relevancia no sólo porque se trata de un indicador determinante para la factibilidad de futuros proyectos de envergadura (exportación o industrialización de gas natural), sino porque explica la importancia que las petroleras extranjeras le asignan a Bolivia en el marco de sus negocios. En la industria petrolera, los costos de producción bajos son un verdadero incentivo porque crean condiciones favorables para contrarrestar las oscilaciones de los precios del petróleo a escala mundial, en especial si éste tiende a bajar.

De los bajos costos de producción, búsqueda y desarrollo que tienen, en general, las petroleras que operan en el país, también se puede concluir –sin necesidad de espe-

culación alguna— que dichos costos responden, en alguna medida, al conocimiento previo de la naturaleza de los campos hidrocarburíferos bolivianos que obtuvieron las empresas transnacionales gracias a las informaciones y trabajos que realizó YPFB antes de la Capitalización. Las extraordinarias ventajas que ofreció el primer gobierno de Sánchez de Lozada al capital extranjero en el Sector Hidrocarburos incluyeron, sin duda, la valiosa información que procedía de YPFB.

2.2 Ganancias de las empresas capitalizadas y su contribución al Fondo de Capitalización Colectiva (FCC)

De acuerdo con la Ley de Capitalización, la propiedad accionaria de las empresas capitalizadas debe distribuirse entre la empresa capitalizadora como tal, los ciudadanos bolivianos y los trabajadores de dicha empresa. En el caso de Andina, Chaco y Transredes, las tres empresas que nacieron del proceso de Capitalización en el Sector Hidrocarburos, la administración de estas empresas y el 50% de sus acciones quedaron en manos de capitales transnacionales privados (Cuadro N° 49).

Cuadro N° 49
Fondo de Capitalización Colectiva / FCC Distribución del Número de Acciones de las Empresas Capitalizadas
(al 30 de septiembre de 2002)

EMPRESA	TOTAL ACCIONES		CAPITALIZADOR		FCC REPRESENTADAS POR LAS AFP		TRABAJADORES	
	NUMERO	%	NUMERO	%	NUMERO	%	NUMERO	%
TRANSREDES	10.048.120	100%	5.024.060	50%	3.372.677	33.57%	1.651.383	16.43%
PETROLERA CHACO	16.099.320	100%	8.049.660	50%	7.882.390	48.96%	167.270	1.04%
PETROLERA ANDINA	13.439.520	100%	6.719.760	50%	6.574.599	48.92%	145.161	1.08%

Fuente: www.spvs.gov.bo



Entre las acciones que les corresponden a los ciudadanos bolivianos y las que son de los trabajadores de las empresas capitalizadas hay sustanciales diferencias. En primer lugar, las primeras se encuentran bajo control de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) y las segundas son manejadas directamente por sus propietarios. Sólo en Transredes los trabajadores tienen un importante porcentaje accionario (16,43%), en Chaco y Andina ese porcentaje es de poco más del 1% (1,04 y 1,08%, respectivamente). El porcentaje de las acciones de los ciudadanos bolivianos en esta dos últimas empresas es significativo: 48,96% en el caso de Chaco, y 48,92% en el de Andina. La importancia de estos porcentajes radica en que de ellos depende la distribución de utilidades en el momento en que éstas toman la forma de dividendos.

Simultáneamente al proceso de Capitalización, las empresas extranjeras suscribieron con el Gobierno de entonces un Contrato de Administración que les otorga autonomía absoluta en la toma de decisiones y en el manejo de las empresas así capitalizadas. Gracias a este contrato, todos los aspectos concernientes a la vida y estrategia empresarial dependen de la dinámica y decisiones de quienes administran las empresas, y quienes administran las empresas, por supuesto, mantienen una íntima relación con la casa matriz de donde proceden, lo que quiere decir que, en última instancia, el epicentro de las grandes decisiones que se toman en las empresas capitalizadas está muy lejos del país, expresando con meridiana claridad el carácter transnacional de estas empresas. Curiosamente, esta abismal diferencia de poder y capacidad de decisión entre quienes dirigen las empresas y sus "socios", los ciudadanos bolivianos, no corresponde a la práctica paridad que existe en el porcentaje de acciones de unos y otros: 50% los capitalizadores y casi 49% los bolivianos.



De todas maneras, por la normativa en vigencia que rige la estructura de toda sociedad, los “socios” bolivianos tienen derecho a determinado número de representantes en cada uno de los directorios de las empresas capitalizadas (se trata, por supuesto, de una representación minoritaria). Este hecho, sin embargo, no ha tenido hasta la fecha ninguna relevancia para los ciudadanos bolivianos porque “sus” representantes en los mencionados directorios son nombrados por la Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), responden a sus intereses y no tienen obligación alguna con los “socios” bolivianos a quienes “representan”, ni siquiera aquella que debiera ser una obligación elemental: entregar información detallada sobre la situación económica y financiera de las empresas, y sobre los criterios en que se basan las principales decisiones. Muchas veces, la designación de estos directores ha obedecido a razones políticas. En varias gestiones fueron nominados ciudadanos ligados al entorno del ex presidente Sánchez de Lozada o militantes del Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR). Es el caso de Fernando Illanes, Andrés Petricevic, Fernando Candia, Jaime Villalobos y Guillermo Aponte. Se menciona sólo a los que fueron directores en las tres empresas capitalizadas del Sector Hidrocarburos, algo parecido ocurre en las otras empresas.

El análisis de las utilidades o ganancias obtenidas por las 10 empresas capitalizadas durante siete años (entre 1996 y 2002) no es precisamente muy alentador. A pesar de que el comportamiento económico de las 10 empresas es muy distinto en este periodo, se puede afirmar que las utilidades entre 1996 y 1999 se mantuvieron en orden ascendente; los siguientes dos años (2000 y 2001) disminuyeron notablemente para luego remontar nuevamente, en el año 2002 (Cuadro N° 50).

En el caso de las tres empresas vinculadas al Sector Hidrocarburos, sus utilidades indican una trayectoria errática.

Transredes es la que demuestra el desempeño más regular en los siete años, excepto en al año 2000, cuando registra pérdidas por más de 17 millones de dólares. Al año siguiente, sin embargo, la empresa registra un repunte con 11 millones de dólares de utilidades. El mejor año para Transredes fue 1999, cuando declara ganancias por 37 millones de dólares (Cuadro N° 50).

Las petroleras Andina y Chaco comenzaron su gestión en Bolivia declarando cero ganancias en 1996 y 1997. A partir de 1998, Andina declara utilidades crecientes, excepto en los años 1999 y 2000. El mejor año de esta empresa es el 2002, cuando declara 33 millones de dólares en utilidades. El caso de Chaco es más particular: en 1998 declara una pérdida de 25 millones de dólares; el año siguiente la pérdida disminuye a 8 millones de dólares y, desde el 2000 (26 millones de dólares en ganancias), Chaco declara utilidades mayores a las de su par Andina (Cuadro N° 50).

En este breve recuento del comportamiento de las empresas capitalizadas no es desdeñable destacar lo sucedido con ENTEL S.A., por sus particularidades. Hasta el 2000, ENTEL mantuvo un comportamiento interesante. Sus ganancias, hasta ese año, estuvieron siempre por encima de las otras nueve capitalizadas, arrojando un promedio anual de 48 millones de dólares en esos primeros cinco años. Las ganancias de la empresa de telecomunicaciones caen abruptamente en los años 2001 y 2002: de ese promedio anual de casi 50 millones, caen a 16,81 millones de dólares el 2001, y a apenas 2,87 millones el 2002. ¿Cómo puede explicarse este comportamiento? En el 2001, debido a la apertura del mercado de las telecomunicaciones, ENTEL perdió su carácter de empresa monopólica en el sector, su administración no pudo contrarrestar el ingreso de nuevas empresas, hasta el extremo de que sus utilidades disminuyeron 25 veces en dos años, entre el 2000 y el 2002.

Cuadro N°50
Utilidades de las Empresas Capitalizadas
 (en Millones de dólares americanos)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petrolera Andina	-	-	9.81	2.62	4.91	24.59	33.41
Petrolera Chaco	-	-	- 25.06	- 8.67	26.28	44.98	41.72
Transredes	-	28.54	25.14	37.18	- 17.45	11.33	29.98
Eléctrica Corani S.A.	13.75	15.31	9.51	13.16	11.79	7.79	6.87
Eléctrica Guaracachi S.A.	5.50	3.12	4.92	3.81	4.66	2.54	4.13
Eléctrica Valle Hermoso S.A.	3.13	1.83	3.40	3.40	2.59	- 16.88	- 1.09
Ferrovial Andina S.A.	3.48	3.69	2.00	2.57	2.25	0.37	0.56
Ferrovial Oriental S.A.	13.27	13.53	14.51	8.00	7.87	4.22	6.07
ENTEL S.A.	48.10	49.37	70.86	37.35	30.70	16.81	2.87
LAB S.A.	0.94	1.69	- 3.72	0.29	- 7.85	- 53.66	-
TOTAL	88.18	117.09	111.37	99.70	65.76	42.10	124.51

Fuente: Elaboración propia con base en las Capitalizadas en Cifras, Cuaderno No. 1. Oficina del Delegado Presidencial para la revisión y mejora de la Capitalización. La Paz, Bolivia.

Las utilidades o ganancias de las capitalizadas no constituyen el único parámetro de aproximación y evaluación de estas empresas. Uno aún más interesante es la llamada Tasa de Rentabilidad y la relación de este parámetro con el Valor Patrimonial o con el capital invertido (Cuadro N° 51). Estos parámetros nos entregan no sólo una radiografía más precisa de las empresas capitalizadas, sino que perfilan, con mayor precisión, el resultado del proceso de Capitalización iniciado en 1996.

El Cuaderno N° 1 de la mencionada Oficina del Delegado Presidencial para la Capitalización, en base a estándares internacionales y a propósito de la Tasa de Rentabilidad y su relación con el Valor Patrimonial de las empresas, señala: "Para la mayoría de las empresas, este indicador debería ser de dos dígitos (...) los inversionistas a menudo buscan una tasa igual o mayor al 15%. Una rentabilidad mayor al 20% es considerada excelente" (p. 47).

Pues bien, aquí surge un dato que llama poderosamente la atención: entre 1998 y 2002, sólo una de las 10 empre-

sas capitalizadas –Ferroviaria Oriental S.A.– logró establecer una Tasa de Rentabilidad de dos dígitos (22,16% en 1998; 13,45% en 1999; 13,17% en 2000; y 10,36% en 2002). En el caso de las tres empresas petroleras, sólo Chaco se aproxima a una cifra de dos dígitos de rentabilidad, 9,61% en 2001. El dato llama doblemente la atención, primero porque la rentabilidad respecto al valor del patrimonio mide el desempeño de las empresas en función de los intereses de los propietarios de las acciones y, segundo, porque el discurso de las empresas transnacionales, especialmente en el caso de la industria petrolera, recurre frecuentemente a la importancia de obtener la mayor Tasa de Rentabilidad posible durante su gestión. En Bolivia, por la información recogida, esto parece no ser posible.

Cuadro N° 51
Fondo de Capitalización Colectiva
Evolución de la Rentabilidad de las Empresas Capitalizadas
respecto al Valor Patrimonial
 (en Porcentajes)

EMPRESAS	1998	1999	2000	2001	2002
Petrolera Andina	2.51%	0.69%	1.28%	6.09%	7.73%
Petrolera Chaco	-5.94%	-2.12%	6.06%	9.61%	8.49%
Transredes S.A.	6.02%	8.26%	-4.00%	2.53%	6.72%
ENTEL S.A.	8.99%	4.92%	4.07%	2.26%	0.39%
Eléctrica Corani S.A.	7.20%	9.34%	8.04%	5.23%	5.19%
Eléctrica Valle Hermoso S.A.	4.77%	4.69%	3.66%	-32.66%	-2.15%
Eléctrica Guaracachi S.A.	5.59%	4.38%	5.29%	2.71%	4.60%
Ferroviaria Oriental S.A.	22.16%	13.45%	13.17%	7.46%	10.36%
Ferroviaria Andina S.A.	6.82%	8.04%	7.54%	1.33%	1.97%
Lloyd Aereo Boliviano S.A.	-5.85	0.45	-14.01	-2241.58	

Fuente: Las Capitalizadas en Cifras. Cuaderno No. 1. Oficina del Delegado Presidencial para la revisión y mejora de la Capitalización, La Paz, Bolivia.

Cuadro N° 52
Evolución de la Rentabilidad de las Empresas Capitalizadas
respecto al Capital Invertido
 (en Porcentajes)

EMPRESAS	1998	1999	2000	2001	2002
Petrolera Andina	2.51%	0.69%	1.28%	6.09%	7.64%
Petrolera Chaco	-5.34%	-1.96%	5.79%	9.47%	8.41%
Transredes S.A.	4.25%	6.11%	-3.01%	1.96%	5.38%
ENTEL S.A.	8.99%	4.92%	4.07%	2.26%	0.39%
Eléctrica Corani S.A.	5.44%	7.40%	6.59%	4.39%	4.25%
Eléctrica Valle Hermoso S.A.	3.65%	3.79%	3.05%	-27.50%	-1.81%
Eléctrica Guaracachi S.A.	4.46%	3.04%	3.92%	2.17%	3.73%
Ferroviaria Oriental S.A.	21.67%	13.19%	12.96%	7.31%	10.18%
Ferroviaria Andina S.A.	5.84%	7.19%	6.84%	1.22%	1.81%
Lloyd Aereo Boliviano S.A.	-3.84	0.31	-10.12	-228.97	

Fuente: Las Capitalizadas en Cifras, Cuaderno No.1. Oficina del Delegado Presidencial para la revisión y mejora de la Capitalización. La Paz, Bolivia.

Las sorprendentemente bajas tasas de rentabilidad de las petroleras en Bolivia, ya sea si éstas se relacionan con el valor patrimonial de la empresa o con el capital invertido en ellas (Cuadro N° 52), llaman fuertemente la atención por la ausencia de correspondencia entre el tantas veces proclamado esfuerzo de inversión por parte de las empresas transnacionales y una Tasa de Rentabilidad de niveles tan bajos.

La explicación que suele escucharse de parte de las empresas petroleras sobre estas observaciones recurre al conocido argumento de que toda inversión, especialmente en la industria petrolera, requiere de un largo proceso de maduración –varios años– antes de ofrecer mejores resultados en la tasa de ganancia.

Esta explicación, sin embargo, resulta poco convincente, especialmente en el caso de empresas como Andina, Chaco y Transredes, cuyas operaciones en territorio nacional han madurado largamente por varios años. El caso de Transredes es aún mucho menos entendible, dado que las inversiones realizadas por los socios de esta empresa en el gasoducto Bolivia-Brasil ha sido prácticamente nulo.

Desde el punto de vista del interés nacional, las bajas tasas de rentabilidad de las empresas capitalizadas parece explicarse por la imposibilidad del Estado boliviano de dotarse de mecanismos apropiados que le permitan, a partir de procesos de fiscalización y seguimiento, desentrañar con mayor eficiencia y precisión los procedimientos contables que realizan las petroleras transnacionales.

Para cumplir este propósito se requieren al menos dos acciones de parte del Estado boliviano: garantizar una mayor presencia institucional del Servicio de Impuestos Nacionales en el ámbito petrolero a través de una rigurosa calificación de sus profesionales y, lo fundamental, voluntad política para penetrar en los libros de contabilidad de las empresas transnacionales que operan en el país.

La urgencia de acometer estas acciones se ha visto dramáticamente necesaria, en los últimos años, a raíz del pago del llamado Bonosol (gobierno de Sánchez de Lozada) o Bolivida (gobierno de Banzer) con recursos que provienen, precisamente, de los esmirriados aportes de las empresas capitalizadas al denominado Fondo de Capitalización Colectiva (FCC) (Cuadros 53,54,55).

Cuadro N° 53
Dividendos Pagados por las Empresas Capitalizadas al Fondo de Capitalización Colectiva
(en Millones de dólares americanos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petrolera Chaco	-	-	4.9	6.4	12.3	15.4
Petrolera Andina	4.6	-	2.2	-	-	3.1
Transredes S.A.	-	-	-	-	10.1	8.6
ENTEL S.A.	21.9	31.4	16.6	13.7	7.3	1.3
Eléctrica Corani S.A.	1.6	2.1	2.8	2.6	12.2	3.1
Eléctrica Valle Hermoso S.A.	0.7	1.0	1.9	0.9	-	-
Eléctrica Guaracachi S.A.	1.4	2.3	1.8	2.2	3.9	0.9
Ferroviaria Oriental S.A.	6.4	6.9	3.8	3.7	2.0	2.9
Ferroviaria Andina S.A.	1.7	1.5	0.6	1.1	0.2	0.3
Lloyd Aereo Boliviano S.A.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	38.3	45.3	34.5	30.6	48.0	35.4

Fuente: Las Capitalizadas en Cifras, Cuaderno No.2. Oficina del Delegado Presidencial para la revisión y mejora de la Capitalización. La Paz, julio 2003.

De acuerdo a disposiciones legales vigentes, los recursos del FCC se orientan a cubrir el mencionado Bonosol o Bolivida. En 1997, el pago del Bonosol significó un desembolso de 90 millones de dólares. Este monto no pudo ser cubierto por el FCC porque en las gestiones 1996 y 1997 las empresas capitalizadas entregaron a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) 83,5 millones de dólares bajo la forma de dividendos. Para realizar el pago, se cubrió la diferencia recurriendo a un crédito bancario, con las connotaciones que esto significa.

En los años posteriores, las ganancias de las empresas capitalizadas y, por lo tanto, los dividendos que entregan al FCC, tuvieron un comportamiento que estuvo por debajo de las expectativas de quienes diseñaron la Capitalización. En promedio, los dividendos no superaron los 38,7 millones de dólares por año, lo que imposibilitaba cancelar el Bonosol. Para subsanar esta situación, el gobierno de Sánchez de Lozada (2002-2003) aprobó la fusión del Fondo de Capitalización Colectiva (FCC) y el Fondo de Capitalización Individual (FCI) con efectos adversos sobre la población activa cuyos aportes al FCI, a partir de la reforma del Sistema de Pensiones, se constituyen en la base de su futura renta de jubilación. La mencionada fusión generó una gran incertidumbre en los mencionados trabajadores activos sobre los montos que percibirían en el momento de su jubilación.

Por esa razón y por las presiones desplegadas por un conjunto de organizaciones laborales, el gobierno de Carlos Mesa derogó esta disposición (la de la referida fusión del FCC y el FCI) y envió al Congreso un proyecto de ley que, manteniendo el pago del Bonosol, permita su futura cancelación a partir del rendimiento efectivo de las empresas capitalizadas y de los dividendos entregados por éstas a las AFP, exclusivamente.

Cuadro N° 54
Dividendos Pagados por las Empresas Capitalizadas al Fondo
de Capitalización Colectiva
 (en Porcentajes)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petrolera Chaco S.A.	-	-	14.18	20.81	25.5	43.55
Petrolera Andina S.A.	11.95	-	6.25	-	-	8.62
Transredes S.A.	-	-	-	-	21.09	24.21
ENTEL S.A.	57.15	69.37	47.96	44.8	15.28	3.62
Eléctrica Corani S.A.	4.27	4.58	8.1	8.52	25.48	8.7
Eléctrica Valle Hermoso S.A.	1.75	2.25	5.64	2.96	-	-
Eléctrica Guaracachi S.A.	3.65	5.08	5.15	7.14	8.1	2.45
Ferroviaria Oriental S.A.	16.7	15.32	10.99	12.21	4.16	8.12
Ferroviaria Andina S.A.	4.54	3.41	1.74	3.56	0.39	0.74
Lloyd Aereo Boliviano S.A.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	100	100	100	100	100	100

Cuadro N° 55
Dividendos por Utilidades
 (en Porcentajes)

Años	Dividendos FCC (Mill. Dólares)	Utilidades (Mill. Dólares)	Dividendos/ Utilidades (Porcentaje)
1997	38.3	117.09	32.7
1998	45.3	111.37	40.7
1999	34.5	99.7	34.6
2000	30.6	65.76	46.5
2001	48	42.1	
2002	35.4	124.51	28.4

2.3 Inversiones realizadas

La Capitalización estipuló claramente los compromisos de inversión asumidos por las tres empresas ligadas al Sector Hidrocarburos. El monto comprometido de inversión es el mismo que les permitió adquirir el derecho propietario sobre el 50% del paquete accionario de las

empresas capitalizadas. De acuerdo a los Cuadros 56, 57 y 58 que aquí se presentan, las tres empresas invirtieron, en diferentes rubros correspondientes a las actividades concernientes a su compromiso, un monto superior al definido en el Contrato de Capitalización, arrojando índices de cumplimiento por encima de la obligación contraída.

Otro de los aciertos de la Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización fue, precisamente, el análisis de la consistencia de la información procedente de las empresas respecto de sus inversiones comprometidas y realizadas. Para llevar a cabo tal cometido, la mencionada Oficina recurrió a estudios y mecanismos de seguimiento de organismos estatales como YPFB y las Superintendencias.

El resultado de ese trabajo puede observarse a simple vista en los cuadros que presentamos. En el caso de las empresas Andina y Chaco (Cuadros 56 y 57) se hace evidente que YPFB tiene una información extremadamente parcial e incompleta sobre las operaciones de las dos petroleras. Esto se explica porque YPFB no tiene facultad ni respaldo legal para efectuar un seguimiento y sistematización de la inversión realizada por las dos empresas capitalizadas. Fenómeno similar acontece con la inversión efectuada por Transredes. Tal como se observa en el Cuadro N° 58, la Superintendencia de Hidrocarburos tampoco tiene la potestad de realizar tareas de control y sistematización de la inversión realizada por esta empresa.

La conclusión que se puede extraer de esto es que el proceso de Capitalización no contempló mecanismos ni facultades a instituciones estatales para realizar seguimiento por menorizado a los compromisos de inversión. La interrogante que deja el Informe de la Oficina del Delegado Presidencial es si realmente la información proveniente de las tres empresas es verídica. Sólo tendría este carácter, si el gobierno boliviano decide ratificar mediante un trabajo minucioso de análisis de

documentos y constatación fáctica de la inversión efectuada. Si no se toman decisiones en esta dirección, se mantendrán las dudas y los bolivianos, a pesar de ser propietarios de estas empresas, no tendremos posibilidades de conocer en detalle esta información e incidir sobre el futuro de las mismas.

Cuadro N° 56
Resumen de Inversión de la Petrolera Andina S.A.
1997 al 2002
(en Dólares americanos)

CONCEPTO	INVERSION COMPROMETIDA (1)	INVERSION s/EMPRESA	%	INVERSION s/YPFB (2)	%
DESARROLLO		162.961.683	26.0		
EXPLORACIÓN		57.300.465	9.1	111.965.000	27.4
EXPLOTACIÓN		59.958.342	9.6	296.718.000	72.6
INFRAESTRUCTURA		11.697.081	1.9		
ASOCIACIONES		265.998.505	42.4		
San Alberto y San Antonio					
Planta de Río Grande					
Otros					
DEUDA FLOTANTE		43.262.948	6.9		
10% GASTOS OPERATIVOS		26.477.000	4.2		
TOTAL	264.777,021	627.656.724	100.0	408.683.000	100.0
% de cumplimiento según la empresa			237.1		
% de verificación de la inversión realizada por la empresa según entidad reguladora					154.3

Fuentes: (1) Contrato de Capitalización. (2) Información Proporcionada por YPFB para las gestiones 1997 al 2000 en los rubros de Explotación y Exploración. (3) Cuaderno N° 3, Oficina del Delegado presidencial, La Paz 2003.

Cuadro N° 57
Resumen de Inversión de la Petrolera Chaco S.A.
1997 al 3/2003
(en Dólares americanos)

CONCEPTO	INVERSION COMPROMETIDA (1)	INVERSION s/EMPRESA	%	INVERSION s/YFPB (2)	%
POZOS EXPLORATORIOS					
Pozos		89.257.422	20	125.962.000	46.0
Sísmica		25.926.714	5.8		
GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA		123.146.096	27.7		
POZOS DE DESARROLLO				147.667.000	54.0
Pozos nuevos		-268.996	-0.1		
Intervenciones		1.962.833	0.4		
EQUIPOS DE PRODUCCION		35.779.565	8.0		
SISTEMAS DE RECOLECCIÓN		15.040.979	3.4		
FACILIDADES Y PLANTAS DE PROCESAMIENTOS		48.130.961	10.8		
OTROS:		4.358.742	1.0		
Derechos propiedades		45.000	0.0		
Mejoras bienes alquilados		45.521	0.0		
Edificios y Terrenos		7.617.850	1.7		
Muebles y enseres		2.193.664	0.5		
Equipos y software computación		5.380.202	1.2		
Automóviles		2.753.847	0.6		
REPARACIONES DE POZOS		12.661.944	2.8		
GASTOS DE GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA		71.244.840	16.0		
TOTAL	306.667.001	445.277.194	100.0	273.629.000	100.0
% de cumplimiento según la empresa			145.2		
% de verificación de la inversión realizada por la empresa según entidad reguladora					89.2

Fuentes: (1) Contrato de Capitalización. (2) Incluye inversiones en geología y geofísica. (3) No incluye información de los años 2001, 2002 y parte de 2003. (4) Cuaderno N° 3, Oficina del Delegado presidencial, La Paz 2003.

Nota :Información proporcionada por YFPB para las gestiones 1997 al 2000 sólo considera los rubros de Exploración y Explotación.

Cuadro N° 58
Resumen de Inversión de Transredes
1997 al 2002
(en Dólares americanos)

CONCEPTO	INVERSION COMPROMETIDA (1)	INVERSION s/EMPRESA (2)	%	INVERSION s/SU-PER ELECTR. (3)	%
PROYECTOS DE EXPANSION		103.408.096	15.7	64.281.890	23.8
Inversión en red y ductos		80.650.431		45.430.365	
Gasoducto Bolivia - Brasil		22.757.665		18.851.525	
PROYECTOS DE CONTINUIDAD		108.394.892	16.4	85.639.031	31.7
Seguridad		10.787.939		8.616.660	
Medio ambiente		3.467.883		3.238.204	
Continuidad Operativa		41.014.297		28.998.394	
Optimización		46.419.968		39.717.260	
Infraestructura		6.704.806		5.068.513	
PROYETOS DE INFORMACION		4.688.657	0.7	3.927.444	1.5
Software		2.010.263		1.500.316	
Hardware		2.346.858		2.129.894	
Comunicación		331.536		297.234	
PROYECTOS DE ADMINISTRACION		7.707.492	1.2	7.522.149	2.8
Obras civiles		6.706.914		6.371.138	
Optimización de edificios		1.000.577		1.151.011	
INVERSION ANUAL EN AFILIADAS		21.851.622	3.3	1.675.621	6.2
Gas Transboliviano S.A.		14.334.422		9.234.422	
Transredes Do Brasil LTDA.		7.517.200		7.517.199	
Empresa Productora de Energía Ltda.					
Gas Oriente Boliviano Ltda.					
Gas Occidente Matto Grosso					
PRESTAMO A LAS AFILIADAS		79.448.378	12	48.292.146	17.9
Gas Transboliviano S.A.		47.341.678		17.341.678	
Transredes Do Brasil LTDA.		32.106.700		30.950.468	
Empresa Productora de Energía Ltda.					
Gas Oriente Boliviano Ltda.					
GASTOS OPERATIVOS		170.700.000	25.9	26.350.000	9.8
OTRAS INVERSIONES		17.400.863	2.6	17.400.863	6.4
Otras Inversiones		138.863		138.863	
Oleoducto Carrasco Cochabamba		11.702.000		11.702.000	
Inversiones en stock de materiales		5.560.000		5.560.000	
PAGO DEUDA BANCO CENTRAL		146.100.000	22.1		
TOTAL	263.5000,000	445.277,194	100.0	273.629,000	100.0
% de cumplimiento según la empresa			250.4		
% de verificación de la inversión realizada por la empresa según entidad reguladora					102.5

Fuentes: (1) Contrato de Capitalización. (2) Transredes S.A. (3) Sin datos gestión 2002. (4) Cuaderno N° 3, Oficina del Delegado presidencial, La Paz 2003.

Nota :La Superintendencia de Hidrocarburos no considera los siguientes conceptos relevantes y registrados como inversiones por TRANSNREDES S.A. A) Pago de deuda al Banco Central B) Inversión en la red de ductos adicionales al compromiso.





CAPÍTULO VIII

El movimiento social, la caída de Sánchez de Lozada y las promesas de Carlos Mesa

Se analiza aquí, detalladamente, el proyecto de Ley de Hidrocarburos elaborado por el gobierno de Carlos Mesa y se lo contrasta con las reivindicaciones sociales que sustentaron el movimiento social de octubre de 2003.

1. El segundo gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (2002-2003)

Gonzalo Sánchez de Lozada, a la cabeza del Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR), participó por tercera vez como candidato a la Presidencia en las elecciones nacionales de junio de 2002. Como no obtuvo la mayoría absoluta en esos comicios, fue en el Congreso Nacional –con el apoyo del Movimiento de la Izquierda Revolucionaria (MIR), fundamentalmente– donde logró acceder, por segunda vez, a la Presidencia de la República. En la campaña electoral, el también jefe del MNR presentó una propuesta, convertida luego en Programa de Gobierno, que se resume en los siguientes puntos:





- i) Restitución del pago del Bono de Solidaridad (Bonosol).** Concebido en la primera gestión de gobierno de Sánchez de Lozada (1993-1997), reformulado durante el Gobierno de Hugo Banzer (1997-2000) y destinado a la tercera edad, el Bonosol, además de constituirse en parte central de la política social del MNR, se convirtió en un efectivo mecanismo de convocatoria electoral. Su pago proviene de los dividendos que obtienen las empresas capitalizadas y que entregan al Fondo de Capitalización Colectiva (FCC) del reformado sistema de Seguridad Social (pensiones). Esos dividendos, sin embargo, nunca lograron cubrir el monto requerido para hacer efectiva su cancelación. En promedio, las citadas empresas entregaron 40 millones de dólares por año. Para el pago del Bonosol se requieren 90 millones de dólares. Para subsanar ese déficit, el segundo gobierno de Sánchez Lozada fusionó el mencionado FCC y el Fondo de Capitalización Individual (FCI), poniendo en riesgo las rentas de jubilación de los actuales trabajadores que aportan al segundo de esos fondos.
- ii) Implantación del Seguro Universal Materno Infantil (SUMI).** El principal objetivo de esta medida fue la ampliación –pretendidamente “universal”– de la cobertura y las prestaciones médicas a madres y niños. Funcionó con recursos de los municipios y sus resultados son relativos y altamente cuestionables.
- iii) Obras con Empleos.** La ejecución de esta propuesta, la más publicitada en el periodo electoral, requería la suma de 4.500 millones de dólares. Su financiamiento procedía de fuentes externas y donaciones. El programa consistía en la construcción de carreteras, dotación de energía eléctrica y ejecución de planes de riego en el área rural, especialmente en el altiplano, instalación domiciliaria de gas y construcción de viviendas de corte popular. La profundidad de la crisis económica, las fuertes limitacio-



nes presupuestarias y la imposibilidad de contar con fondos de contrapartida, impidieron que este programa supere la etapa de su planificación (excepto la instalación de gas domiciliario, que sí dio sus primeros pasos). En general, Sánchez de Lozada y su equipo económico fueron incapaces de percibir y aprehender la dimensión de la crisis económica para enfrentarla con programas y políticas acordes a esta situación.

- iv) **Hospital de Empresas.** En pocas palabras, el objetivo de este programa era apoyar la recuperación de empresas consideradas “viables” y cancelar aquellas que no lo fueran. El programa adquirió forma en la Ley de Reestructuración Voluntaria de Empresas que consistía, sustancialmente, en la suscripción de contratos de transacción entre aquellas empresas consideradas “viables” y sus deudores y acreedores. Las empresas consideradas “viables” eran aquellas que, luego de una evaluación, fueran capaces de reestructurar sus deudas con el sistema bancario con el apoyo del Estado. La citada ley facilitaba los mecanismos de liquidación de las empresas que no calificaran para el proceso de reestructuración. Esta propuesta, concebida bajo los lineamientos básicos del ajuste estructural, estaba dirigida, una vez más, a apoyar la recuperación de un reducido número de empresas, las denominadas “grandes”, sólo un 5% del total. Como todas las propuestas de Sánchez de Lozada, el “Hospital de Empresas” sólo pudo formularse en sus líneas básicas, con resultados extremadamente parciales.

Como no había sucedido nunca en más de 20 años de democracia en Bolivia, el segundo gobierno de Sánchez de Lozada apenas pudo sostenerse durante 14 meses de los 60 que supone una gestión de gobierno de cinco años. Por supuesto, en ese corto periodo se hizo evidente la imposi-

bilidad de formular un programa de gobierno coherente. La conformación de la alianza gubernamental –con el MIR desde el inicio y con la posterior incorporación de Nueva Fuerza Republicana (NFR)– no contribuyó a la mejora sustancial del escuálido programa presentado por Sánchez de Lozada en tiempo de elecciones. La crisis económica, en medio de un proceso de deterioro político permanente, se mantuvo intocada con su natural consecuencia de malestar social sobre amplios sectores del país. Junto a todo ello, comenzó a crecer la reivindicación y la discusión sobre la propiedad de los recursos hidrocarbúricos.

La única y tímida respuesta que ofreció el gobierno de Sánchez de Lozada respecto de este último punto, en términos de realizaciones gubernamentales concretas, fue el inicio del programa de instalación domiciliaria de gas natural, especialmente en la ciudad de El Alto. En esa misma línea, como parte de una promesa electoral y debido a la presencia del MIR en la alianza gubernamental, el gobierno más breve de la democracia boliviana acordó revisar el proceso de Capitalización de las empresas públicas. Con ese propósito, se incorporó en el Ejecutivo la figura del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización.

Como ya se ha señalado en este trabajo, la tarea del mencionado Delegado Presidencial transparentó la información sobre el proceso de Capitalización a través de la publicación de una serie de “Cuadernos”, un hecho indudablemente significativo respecto de la exigencia nacional de conocer los resultados que arrojó ese proceso, especialmente en el Sector Hidrocarburos. La siguiente fase de la tarea encargada al Delegado, entendida como la revisión y mejora de la Capitalización, no logró plasmarse en realizaciones concretas.

En general, el segundo gobierno de Sánchez de Lozada mostró una posición tremendamente inflexible y ortodoxa

respecto de una posible y necesaria reconducción de las reformas estructurales realizadas durante su primer gobierno. Eso es lo que ocurrió en el caso de la modificación de la normativa vigente en el Sector Hidrocarburos, una demanda cada vez más creciente en importantes sectores y regiones de la sociedad que el ex Presidente nunca estuvo dispuesto a escuchar.

Muy pocos meses después de la asunción de Sánchez de Lozada (6 de agosto de 2002), se hizo evidente cuán distinto fue para él gobernar con un fuerte y decisivo apoyo parlamentario –un apoyo que en su primera gestión (1993-1997) le permitió definir una nueva institucionalidad y privatizar los recursos naturales– y una segunda versión de su gobierno de apenas 14 meses en el que contó con un precario apoyo parlamentario como producto del surgimiento, en las elecciones de junio de 2002, de nuevas fuerzas política en el escenario político nacional.

Paradójicamente, las reformas estructurales decididas por Sánchez de Lozada entre 1993 y 1997 se constituyeron en las causas que socavaron su gobierno, lo sepultaron políticamente y lo expulsaron del país. Esas reformas provocaron, en términos sintéticos, dos fenómenos hoy todavía vigentes: a) el insostenible déficit fiscal provocado por los exiguos recursos que provienen de los impuestos que pagan las empresas petroleras y por la reforma de la Seguridad Social de largo plazo que implicó una también insostenible obligación asumida por el TGN para el pago de jubilaciones a los ciudadanos bolivianos del antiguo sistema previsional; b) la Capitalización y privatización de los recursos hidrocarbúricos, ocho años después de su ejecución, ha convocado y articulado la reacción de un importante sector de la sociedad boliviana que concibe que el Estado boliviano ha perdido los derechos de propiedad sobre esos recursos y sobre el uso de los excedentes económicos que genera.

2. Octubre 2003

No es propósito de este trabajo explicar las causas que provocaron la rebelión producida en el país en octubre de 2003. Nos interesa, sin embargo, abordar este singular momento histórico a partir de la significación que tuvo en su desarrollo la discusión sobre el destino del gas natural. Efectivamente, lo peculiar en este movimiento fue que la recuperación de la propiedad de los recursos hidrocarbúricos convocó y articuló a una parte significativa de la sociedad boliviana.

La insurgencia popular de octubre no tuvo una dirección política única ni objetivos claros en términos de buscar desemboques políticos distintos a la institucionalidad vigente. Sin embargo, los partidos políticos que jugaron un papel activo fueron el Movimiento al Socialismo (MAS) y el Movimiento Indígena Pachacuti (MIP). Asimismo, las principales organizaciones sociales que protagonizaron un rol importante fueron la Central Obrera Boliviana (COB), la Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia (CSUTCB), la Central Obrera Regional de la ciudad de El Alto (COR) y, fundamentalmente, las Juntas Vecinales de esa ciudad, cada una de ellas encabezadas por sus respectivos dirigentes¹.

En relación al debate nacional sobre los hidrocarburos, los hechos producidos en octubre evidenciaron claramente la existencia de dos posiciones completamente antagónicas. La primera, asumida por el movimiento social, planteó insistentemente la urgencia de recuperar los derechos de propiedad del gas y el petróleo, la industrialización de esos recursos, la oposición a la exportación de gas natural por puertos chile-

1 Evo Morales en el MAS, Felipe Quispe en el MIP, Jaime Solares en la COB, Roberto de la Cruz en la COR de El Alto y Mauricio Cori en las Juntas Vecinales de El Alto.

nos y un significativo incremento de los ingresos que provienen de la industria hidrocarburífera con destino al Tesoro General de la Nación (TGN). La segunda posición, abanderada fundamentalmente por los comités cívicos de las ciudades de Tarija y Santa Cruz, y por agrupaciones de empresarios cruceños, considera imprescindible mantener el actual régimen jurídico en el Sector Hidrocarburos para garantizar la realización de los proyectos de exportación, especialmente el de la venta de gas natural a México y Estados Unidos. Respaldao esta segunda posición, el Comité Cívico tarijeño, poco antes del desenlace de los conflictos en octubre, organizó una marcha en la ciudad de Tarija que convocó, por primera vez, a miles de ciudadanos.

El grado de polarización al que llegó el país en los días de octubre, evidenciado no sólo por las dos posiciones antes descritas sino por las contradicciones existentes dentro de cada una de esas posiciones –cívicos tarijeños frente a cívicos chaqueños, por ejemplo–, se explica, entre otras razones, por el pésimo manejo de la problemática del gas natural y del proyecto de exportación a Estados Unidos y México durante de los gobiernos de Hugo Banzer, Jorge Quiroga y del propio Sánchez de Lozada.

El primer resultado político de ese agudo proceso de polarización fue, precisamente, la renuncia de Gonzalo Sánchez de Lozada a la Presidencia de la República, el 17 de octubre de 2003, luego de los dramáticos hechos sucedidos en la ciudad de El Alto. Dicha renuncia, aceptada en el Congreso Nacional, posibilitó la asunción del vicepresidente Carlos Mesa en el mando de la nación, siguiendo las normas de la sucesión constitucional. Ese mismo día, el viernes 17 de octubre, el nuevo Presidente se comprometió, ante el movimiento popular que en esas horas celebraba la caída de Sánchez de Lozada, a llevar adelante dos medidas concretas en el campo de los hidrocarburos: un referéndum vinculante para definir el destino del gas natural y la elaboración de una nueva Ley

de Hidrocarburos. Dicho compromiso fue ratificado poco después, el 4 de enero de 2004, en un mensaje del Presidente a la nación. En ese mensaje, además, Carlos Mesa le puso fecha al referéndum (28 de marzo, 2004) y a la presentación del proyecto de una nueva Ley de Hidrocarburos al Congreso (31 de enero, 2004). Sin embargo, fue mucho después, el 13 de abril de 2004, cuando quedó definida la fecha del referéndum (18 de julio de 2004) y cuando se conoció la versión final de la nueva Ley de Hidrocarburos (14 de abril de 2004).

A pesar de fijada la fecha del referéndum, no existe aún definición alguna sobre sus objetivos y contenidos. En un principio, poco después de los conflictos sucedidos en octubre de 2003, se consideraba que esta consulta definiría el futuro de la exportación de gas natural. La supuesta cancelación del proyecto de venta a México y Estados Unidos impulsado por el consorcio Pacific LNG, debido a un acuerdo al que arribaron los probables compradores del gas boliviano con otros proveedores, supuso la necesidad de cambiar la orientación de la consulta. Sin embargo, entre febrero y marzo de 2004, una de las empresas integrantes del mencionado consorcio, Repsol YPF, informó que el proyecto de venta de gas al Norte seguía vigente, hecho que reactualiza uno de los probables contenidos del referéndum: la exportación y el puerto de salida del energético.

Pero además de los seguramente estudiados posicionamientos de las empresas petroleras transnacionales respecto de sus proyectos de exportación en nuevas condiciones políticas, existen al menos dos elementos que complejizan aún más el panorama de la consulta sobre el destino del gas natural. Uno de ellos tiene que ver con la postura asumida por el gobierno de Carlos Mesa frente a Chile respecto de la añeja reivindicación marítima boliviana. El segundo elemento a considerar es la cada vez más evidente necesidad de nuevos mercados para la provisión de gas natural que tienen Chile y Argentina.

A diferencia de sus antecesores inmediatos, Carlos Mesa ha planteado abiertamente y en diversos foros internacionales, la más que centenaria exigencia boliviana a Chile de un acceso soberano al océano Pacífico. El país vecino, por su parte, ha reiterado su viejo e inflexible discurso de negarle a Bolivia soberanía alguna en su actual territorio. Si a este primer elemento se le añade la cada vez más inocultable necesidad de Chile y de Argentina de proveerse de otras fuentes de gas natural, especialmente porque el segundo de los países mencionados se encuentra en el dilema de cumplir sus compromisos de venta a Chile o atender la creciente demanda interna del energético, el cuadro parece favorecer notablemente a los intereses de Bolivia y podría esclarecer los contenidos del anunciado referéndum. A nuestro juicio, el actual gobierno debería aprovechar estas circunstancias y consultar a los bolivianos si estamos de acuerdo en venderle gas a Chile y exportar a través de un puerto chileno bajo la condición de que el país vecino conceda a Bolivia una salida soberana al mar. Nos parece que éste debiera ser el contenido central del referéndum. No hacerlo así, no aprovechar la circunstancia actual, significaría cometer un error histórico.

Respecto a la nueva Ley de Hidrocarburos, el gobierno de Carlos Mesa parece haber optado por aislarse del movimiento social. El hecho de preparar y definir el diseño y contenidos de la citada ley en el marco restringido de las instancias gubernamentales, sin la participación de los sectores sociales en busca de un acuerdo nacional, así lo confirma. Pero además, el gobierno decidió presentar y discutir su proyecto de ley, en primer lugar, con las empresas petroleras extranjeras, lo que nos señala que sus contenidos se definirán en función del grado de aceptación de estas empresas. No debería ser necesario señalar que las transnacionales del petróleo y el gas nunca en la historia asociaron sus intereses a los de los países en los que ope-

ran; debería estar absolutamente claro que estas empresas actúan en base a un sólo propósito: precautelar y defender a ultranza sus márgenes de ganancia. Hay que recordar aquí estos preceptos porque el gobierno de Carlos Mesa parece haberlos olvidado, hay que recordarlos porque su olvido podría derivar en que el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos se distancie del conjunto de reivindicaciones planteadas en octubre.

3. Proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa

Una serie de tropiezos políticos ha impedido que el Gobierno presente al Congreso el proyecto de Ley de Hidrocarburos el 31 de enero de 2004, tal como había sido anunciado. La sinuosa negociación previa con las empresas petroleras, las dificultades surgidas en el Parlamento para la aprobación de un par de impuestos destinados a cerrar parcialmente la brecha fiscal, la oposición de los empresarios a estos impuestos, la sucesiva renuncia de dos ministros a cargo del tema hidrocarburífero y las dificultosas relaciones entre el Poder Ejecutivo y el Legislativo, son algunos de los episodios que impidieron la mencionada presentación y el tratamiento de ese proyecto de ley en el Congreso Nacional.

Recién el 14 de abril de 2004 el gobierno presidido por Carlos Mesa presentó el proyecto de Ley de Hidrocarburos cuyo contenido está distribuido en 13 Títulos y 109 artículos. El procedimiento que se seguirá hasta su aprobación final será, primero, la presentación por parte del Ministro de Minas e Hidrocarburos a los diferentes sectores sociales y regiones del país. Inmediatamente después, el Proyecto de Ley será presentado al Congreso Nacional para su tratamiento y aprobación.

En términos generales, el proyecto de Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa apuesta a la consolidación y desarrollo de proyectos de exportación e industrialización con los mercados de Brasil, Argentina y México y, asimismo, busca la articulación de esos proyectos con el mercado interno.

3.1 Cadena hidrocarburiífera

El Artículo 11 del proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno precisa y amplía los conceptos y definiciones de las diferentes fases que componen la cadena hidrocarburiífera (Gráfico N° 17). Por su importancia, transcribimos la definición de cada una de estas fases tal como están señaladas en el citado proyecto de ley:

Exploración. Es el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aereofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área o zona geográfica.

Explotación. Es la perforación de pozos de desarrollo y de producción, tendido de líneas de recolección, construcción e instalación de plantas de Almacenaje, de procesamiento y separación de líquidos y licuables, de recuperación primaria, secundaria y mejorada y toda otra actividad en el suelo y en el subsuelo dedicada a la producción, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Refinación. Son los procesos que convierten el Petróleo en productos denominados carburantes, combustibles, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes, GLP (Gas Licuado de Petróleo) y los sub-productos y productos intermedios que generen dichos procesos.

Industrialización. Son las actividades de transformación química de los hidrocarburos y los procesos industriales que tienen por finalidad añadir valor agregado al Gas Natural: Petroquímicos, Gas a Líquidos (GTL), producción de fertilizantes, úrea, amonio y metanol. A efectos de la presente Ley, la licuefacción de Gas Natural se considera como proyecto de industrialización.

Transporte. Es la actividad de trasladar Hidrocarburos, Productos Refinados de Petróleo y GLP de un lugar a otro por medio de tuberías, utilizando instalaciones complementarias y otros medios. Se excluye de esta definición la distribución de gas por redes y líneas de recolección.

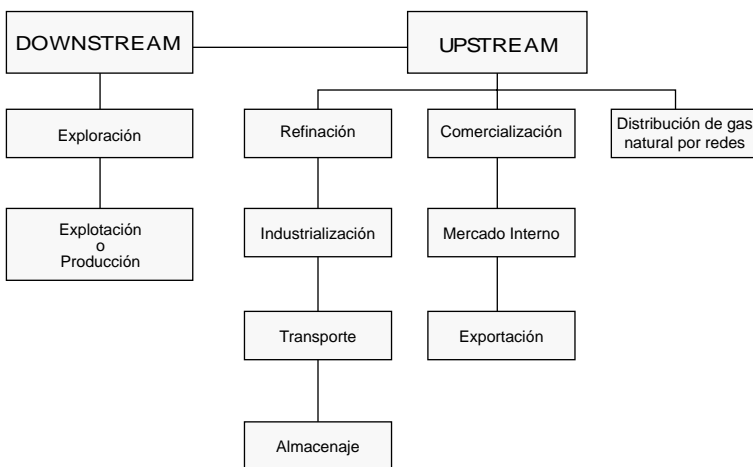
Almacenaje. Es la actividad de acumular hidrocarburos, productos refinados de Petróleo y GLP en tanques estacionarios para su comercialización.

Comercialización de productos resultantes de la explotación. La compra-venta de Petróleo, Gas Natural, GLP de Plantas y otros hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización.

Comercialización de productos refinados de Petróleo e industrializados. La compra-venta de productos resultantes de los procesos de refinación de petróleo e industrialización.

Distribución de Gas Natural por Redes. Es la actividad de proveer Gas Natural, en calidad de servicio público, a los usuarios del área de concesión, además de construir las redes, administrar y operar el servicio bajo los términos indicados en la presente Ley.

Gráfico N° 17
Cadena Hidrocarburífera



3.2 Propiedad de los hidrocarburos y Contratos

En el Artículo 3 del proyecto de ley se retoma el principio enunciado en la Constitución Política del Estado sobre la propiedad de los hidrocarburos y se señala que el Estado tiene “el dominio directo, inalienable e imprescriptible” sobre los yacimientos de hidrocarburos. Asimismo, en el mismo artículo, se establece enfáticamente que “ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”.

Estos conceptos relativos a la propiedad de los hidrocarburos, enunciados así, con la necesaria claridad –“ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos”–, sólo pueden ser calificados como tales, como meros enunciados, declarativos y discursivos, puesto que en el Artículo 99 del mismo proyecto de ley, bajo el título “De los Contratos de Riesgo Compartido y de las Actividades Petroleras Vigentes”, se establece que “Los contratos y concesiones que hubiesen sido suscritos u otorgados bajo la Ley 1689, se regirán por aquella y sus reglamentos vigentes a la fecha de la promulgación de la presente Ley”.

Este último artículo del proyecto de ley –el N° 99– deja claro que los actuales contratos de Riesgo Compartido, firmados bajo el amparo de la Ley de Hidrocarburos 1689 de Gonzalo Sánchez de Lozada, tienen plena vigencia. Son éstos, precisamente, los contratos que han provocado el debate nacional sobre la propiedad de los hidrocarburos. Son estos los contratos que, en su cláusula tercera, conceden la propiedad de los hidrocarburos a las empresas petroleras transnacionales. Por eso, afirmamos que el Artículo 3 del proyecto de ley que analizamos, el que se refiere a la propiedad de los hidrocarburos, es meramente declarativo y discursivo.

El proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa, por tanto, mantiene en vigencia los actuales contratos de Riesgo Compartido, lo que quiere

decir que las actuales condiciones en las que operan las empresas petroleras extranjeras no sufren modificación de ninguna naturaleza, se mantienen vigentes por 40 años y comprometen las reservas certificadas (Probadas y Probables) que alcanzan al 1 de enero de 2004 a 54,9 TCF. No ha sido ésta, precisamente, una de las reivindicaciones planteadas en octubre de 2003.

3.3 Contratos

A lo largo de la historia de la industria petrolera surgieron –de acuerdo a diferentes circunstancias– varios diseños de contratos de Exploración y Explotación, cada uno de ellos con diversos contenidos, pero todos concebidos con especial énfasis en los derechos de propiedad de los hidrocarburos. En general, estos contratos pueden clasificarse en dos grandes grupos:

Contratos basados en Sistemas Concesionarios

En este tipo de contratos, el derecho de propiedad de los hidrocarburos le corresponde a las empresas concesionarias, tal como sucede con los contratos de Riesgo Compartido vigentes en Bolivia. Se denominan también Contratos de Concesión Moderna y sus principales características son² las siguientes:

- El Concesionario adquiere el derecho de propiedad sobre el área concesionada.
- El Concesionario disfruta de un control integral de la operación.
- El concesionario es dueño de la producción.

2 Empresa Nacional del Petróleo, Colombia. Arce Rojas, Consultores & Cia. Ltda. Bogotá, 2003.



- El Estado interviene sólo para cobrar impuestos, regalías y participaciones.
- Este tipo de Contratos requieren mucha fiscalización por parte del Estado, porque éste se dedica, fundamentalmente a cobrar impuestos, regalías y participaciones.

Contratos basados en Sistemas Contractuales

Lo peculiar de estos contratos es que el Estado mantiene el control de los derechos de propiedad sobre los recursos hidrocarburiíferos. Este tipo de contratos aparecieron en la segunda mitad del siglo XX, contienen menores exigencias de fiscalización por parte del Estado y se pueden clasificar en tres grupos:

1. **Contratos de Producción Compartida:** Vigentes desde los años 60, se caracterizan porque los ingresos remanentes después del pago de regalías y la recuperación de costos, son repartidos entre la compañía estatal y el contratista.

Los principios generales de este Contrato son³:

- La compañía estatal es responsable por la administración de las operaciones.
- El contratista provee toda la asistencia financiera y técnica requerida para las operaciones petroleras.
- El contratista corre con todos los riesgos de los costos operativos.
- El contratista deberá recuperar todos sus costos operativos después del inicio de la producción comercial.
- El remanente de la producción después de las deducciones de los costos operativos es compartido entre la compañía estatal y el contratista.

3 Fuente: www.dpc.gov.bo



- El contratista prepara anualmente un programa de trabajo y un presupuesto a ser acordado con la compañía estatal.
2. **Contratos de Servicios:** Surgen en la década los años 70 y su peculiaridad, retratada plenamente en su nombre, consiste en que son acuerdos contractuales en los que el contratista ofrece sus servicios sin riesgo. Sus principales características son las siguientes⁴:
- Son contratos que le otorgan al contratista unos pocos derechos en el área de servicios explorada.
 - Le otorgan al Estado la facultad de tomar el control directo sobre las estrategias de desarrollo y producción.
 - Se paga al contratista en dinero, no con petróleo, aunque existen cláusulas de opción de compra de producción.
 - El Estado tiene plena propiedad sobre los hidrocarburos.
 - El Estado tiene control directo sobre su explotación y producción.
3. **Contratos Híbridos:** Se los conocen desde la década de los años 80 y, tal como su nombre lo indica, son una combinación de los dos tipos de contratos mencionados anteriormente, es decir, son contratos de riesgo y con derecho a compartir gerencia y producción.

Una visión aún más precisa de las características de los contratos reseñados la ofreció la empresa petrolera francesa Total Fina Elf en el IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), llevado a cabo en junio de 2001 (Cuadros 59 y 60).

4 Empresa Nacional del Petróleo, Colombia. Arce Rojas, Consultores & Cia. Ltda.. Bogotá, 2003



Cuadro N°59
Contratos Basados en Sistemas Concesionario y Contractuales
Parte I

	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIO
Descripción General	El Concesionario detiene los derechos exclusivos de Exploración y Producción. En ciertos casos, el Estado participa en una asociación con compañías privadas y tiene parte de la producción	Generalmente, es un contrato por el cual se explora una zona de gran cobertura y en caso de un descubrimiento se define una zona más pequeña de desarrollo en colaboración con la compañía de Estado	Generalmente, es un contrato para el desarrollo y explotación de un campo existente. El Estado controla, mediante la compañía de Estado, los planes de desarrollo y los niveles de inversión.
Títulos Derechos Mineros	sin tomar el riesgo exploratorio (“ <i>carrying</i> ”).	El Estado detiene los derechos Mineros.	El Estado detiene los derechos Mineros.
Activos e instalaciones	Propiedad del Concesionario.	La compañía de Estado posee los activos y las instalaciones.	El Estado posee los activos y las instalaciones.

Fuente: TOTAL FINA ELF - IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), Junio 2001.

Cuadro N° 60
Contratos Basados en Sistemas Concesionario y Contractuales
Parte II

	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIOS
Riesgos y Costos	El concesionario corre todos los riesgos: exploratorio, técnico y financiero.	El contratista corre el riesgo exploratorio, técnico y financiero. Los costos del Contratista son reembolsados con parte de la producción (“ <i>cost-oil</i> ”).	Generalmente, es un contrato para el desarrollo y explotación de un campo existente (sin riesgo exploratorio). Se reembolsa los gastos al contratista. Si se incluye una fase Exploratoria, se trata de un Contrato de Servicio a Riesgo.



	ACUERDOS DE CONCESIÓN	CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE SERVICIOS
Acceso a Hidrocarburos Distribución de Ganancias	El concesionario detiene los derechos sobre las reservas y la libre disposición de los hidrocarburos producidos. El concesionario paga regalías e impuestos al Estado.	El Estado posee las reservas. La producción remanente después del reembolso de los gastos se reparte entre el Estado y el contratista bajo términos negociados entre ambas partes ("Profit-Oil"), en función de una tasa constante o de la producción acumulada o de un retorno histórico, etc.	El Estado posee las reservas. El contratista percibe su compensación financiera mediante el pago de una tarifa fija. El contratista puede eventualmente acceder a la producción mediante un contrato de compra/venta de petróleo.
Ejemplos	Argentina, USA, UK	Indonesia, Angola, Libia (existe una amplia variedad en las condiciones específicas de cada contrato).	Venezuela, Arabia Saudita (Aramco), Irán ("buy-back").

Fuente: TOTAL FINA ELF - IV Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética (AMEE), Junio 2001.

Una primera constatación frente a este conjunto de contratos existentes en el ámbito petrolero mundial: varias alternativas y peculiaridades distintas, pero todas ellos centradas en los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos. Sobre este último aspecto, dos principales variantes: los Contratos de Concesión son los que traspasan la propiedad a favor de las empresas extranjeras, mientras que los Contrato Contractuales y sus diferentes modalidades, mantienen la propiedad en manos del Estado.

Segunda constatación: frente a esa variedad de contratos, los diseñadores y operadores del actual régimen hidrocarburífero vigente en el país y de la Capitalización de YPFB optaron exclusivamente por los Contratos de Concesión (los actuales Contratos de Riesgo Compartido) desechando los Contratos Contractuales, a pesar de su plena vigencia en varios países del ámbito petrolero mundial.

En el proyecto de Ley de Hidrocarburos que aquí analizamos, se establecen cuatro tipos de contratos para la explo-

ración, explotación y comercialización de hidrocarburos: Contratos de Desarrollo Compartido; Contratos de Producción Compartida; Contratos de Operación; y Contratos de Asociación.

Bajo la clasificación de contratos descrita en este acápite, los mencionados cuatro contratos de la propuesta de ley corresponden tanto a Contratos de Concesión como a Contratos Contractuales, hecho que podría ser beneficioso para el país porque se abre un abanico de posibilidades para el Estado boliviano -especialmente respecto de los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos- y no se cierran las opciones en un sólo modelo de contrato, tal como ocurre en el actual marco jurídico.

3.3.1 Contrato de Desarrollo Compartido

Los artículos 10 y 33 del proyecto de Ley establecen que el Contrato de Desarrollo Compartido es “el Contrato de la modalidad riesgo compartido, definido en el Capítulo V de la Ley 1182 de 7 de septiembre de 1990, a ser suscrito con YPF, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos”.

La Ley de Inversiones N° 1182 a la que hace referencia el proyecto de ley, en sus artículos 16, 17, 18 y 19, reconoce las inversiones conjuntas entre inversionistas nacionales y/o extranjeros, bajo la modalidad de Riesgo Compartido (*Joint Venture*) u otras. Según la Ley de Inversiones, “las sociedades constituidas en el país, las entidades del Estado, incluyendo las empresas autárquicas así como las personas naturales, nacionales o extranjeras, domiciliadas o representadas en el país, pueden asociarse entre sí mediante Contratos de Riesgo Compartido para toda actividad permitida por Ley. Los derechos y obligaciones de Riesgo Compartido se rigen por lo acordado en el respectivo contrato”.

Tal como el proyecto de ley presenta este tipo de contratos, queda claro que los “Contratos de Desarrollo Compartido” no son otra cosa que los Contratos de Riesgo Compartido que establece la Ley de Inversiones N° 1182, es decir, los que están en plena vigencia. El proyecto de ley del gobierno sólo les cambia el nombre y, como ya se ha señalado aquí, son contratos que Carlos Mesa ha decidido mantener. La única diferencia respecto del pasado inmediato, es que el modelo de Contrato de Riesgo Compartido estaba preestablecido por el Decreto Supremo 24806, recientemente derogado por el gobierno de Mesa. Esto querría decir que, en el futuro, los Contratos de Desarrollo Compartido –los que establece el proyecto de ley– se definirán en nuevas condiciones.

Respecto de las obligaciones del Titular de un Contrato de Desarrollo Compartido, el Artículo 35 del proyecto de ley determina que dicho titular “está obligado a pagar las regalías, participaciones e impuestos establecidos en la presente Ley y, de corresponder, los impuestos del régimen general establecidos en la Ley N° 843, sus normas complementarias y reglamentos”.

3.3.2 Contrato de Producción Compartida

El Artículo 36 del proyecto de ley define como Contrato de Producción Compartida al “Contrato suscrito con YPF, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación donde YPF tiene una participación en la producción total y otra en la producción neta, será administrado por una Junta Directiva conformada por dos representantes del Titular y un representante de YPF”.

Sobre este mismo contrato, en el Artículo 37 se añade: “Las participaciones de YPF, en la producción total y la neta, serán determinados como porcentajes de los volúmenes de

producción y deberán ser convenidos en el Contrato de Producción Compartida. La producción total será medida en el Punto de Fiscalización⁵ y será valorada de acuerdo al artículo 65 de la presente Ley [es el artículo que define el pago de Regalías y Participaciones]. La producción neta se determinará como la producción total menos los costos de producción”.

Finalmente, el Artículo 38 del proyecto de ley señala que “YPFB y el Titular de este Contrato cuando corresponda están obligados a pagar las regalías, participaciones e impuestos establecidos en la presente Ley y de corresponder los impuestos del régimen general establecidos en la ley No. 843”.

La propuesta del Contrato de Producción Compartida es singular y novedosa. Este tipo de Contrato no tiene precedentes en la historia petrolera ni en la jurisprudencia nacional. La tipología y la forma como el Estado participaría de la producción total y neta de los hidrocarburos, y la posibilidad teórica de que los derechos de propiedad esté a favor del Estado boliviano, permitirían soslayar los problemas que actualmente están en debate. Este tipo de contratos se pondrán en vigencia una vez aprobada la nueva Ley de Hidrocarburos.

5 Es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.

a) Para campos con facilidades de extracción, el Punto de Fiscalización de la Producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del gas o los líquidos de acuerdo a reglamentación.

b) En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o gasolina natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de separación de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser: gravitómetros, registradores multiflujo, medidores máscicos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y gasolina natural incorporadas en la corriente de Gas Natural despachada.

3.3.3 Contrato de Operación

El Artículo 10 del proyecto de ley define un Contrato de Operación como “el Contrato suscrito con YPFB autárquico, por el cual una persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada, en caso de que se ingrese a la fase de explotación, ejecuta con sus propios medios y por exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato, bajo un sistema de retribución”.

El Artículo 39 especifica que “una vez iniciada la producción, el Contratista está obligado a entregar a YPFB, la totalidad de los hidrocarburos producidos, con la única excepción de los volúmenes utilizados en la producción. YPFB pagará al Contratista, como única retribución en especie por las operaciones realizadas, un porcentaje de la producción medida en el Punto de Fiscalización. Dicho porcentaje será determinado de acuerdo a las inversiones realizadas, volúmenes de producción y rendimientos técnicos y económicos de cada campo. La escala para determinar dicha retribución será establecida por reglamentación”.

El Artículo 40, además, establece que “YPFB pagará las regalías y participaciones sobre el 100% de la producción entregada por el Contratista y pagará el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH)”. “La transferencia de la producción por parte de YPFB al Contratista -continúa el mismo artículo-, así como la recepción de parte del Contratista, en calidad de retribución por el servicio de operación, está gravada por el Impuesto al Valor Agregado (IVA) pero exenta del Impuesto a las Transacciones (IT)”. “Por las ventas realizadas a terceros por parte de YPFB y el Contratista, éstos están obligados a pagar, según corresponda, los impuestos del régimen general establecidos en la Ley 843”, finaliza el artículo.

Este tipo de Contrato tiene características similares a los que estaban vigentes bajo la Ley de Hidrocarburos N° 1194 del 1 de noviembre de 1990. La diferencia radica en el tiempo de vigencia del Contrato: los establecidos en la Ley 1194 fijaban un plazo de 30 años, y el proyecto de ley propuesto por Carlos Mesa establece un plazo de 40 años. Respecto de la necesaria precisión de los derechos de propiedad de los hidrocarburos, la Ley 1194 establece claramente que dicha propiedad le corresponde al Estado, en la propuesta que analizamos, como ya se ha señalado, el concepto de propiedad debería respetar los principios del artículo 139 de la Constitución Política del Estado.

3.3.4 Contrato de Asociación

El Artículo 10 del proyecto de ley define un Contrato de Asociación como “el Contrato suscrito entre YPFB autárquico y el Contratista de un Contrato de Operación, para ejecutar las actividades de explotación y comercialización, adoptando el régimen de los Contratos de Asociación Accidental o Cuentas en Participación establecidos en el Código de Comercio”.

Como este tipo de contrato nos remite al Código de Comercio, citamos el Artículo 365 de dicho Código: “Por el Contrato de asociación accidental o de cuentas en participación, dos o más personas toman interés en una o más operaciones determinadas y transitorias, a cumplirse mediante aportaciones comunes. Este tipo de asociación no tiene personalidad jurídica propia”. A su vez, el Artículo 366 del indicado Código complementa: “Este Contrato no está sometido a los requisitos que regulan la constitución de las sociedades comerciales ni requiere de inscripción en el Registro de Comercio”.

A su vez, los artículos 41 al 44 del proyecto de ley del gobierno de Carlos Mesa especifican: “YPFB podrá asociarse con el Contratista de un Contrato de Operación que hubiese

efectuado un descubrimiento comercial mediante un Contrato de Asociación hasta un 50% de participación”. La administración y operación de este contrato, establece la propuesta de ley, estarán bajo la responsabilidad de un Operador designado por los Asociados.

Respecto del reembolso de YPFB al Contratista, el Artículo 42 del proyecto de ley señala: “Para ejercer su opción de asociarse, YPFB reembolsará al Contratista un porcentaje de las inversiones realizadas en exploración desde la firma del Contrato de Operación hasta la declaratoria de comercialidad del campo, previo informe de auditoria externa. El monto del reembolso de la inversión determina la participación de YPFB en la asociación”.

Finalmente, el Artículo 44 de la propuesta de ley establece que “El Operador distribuirá a los asociados su participación neta después de regalías, participaciones e impuestos”. El Operador, además, está obligado a pagar regalías, participaciones e impuestos y los impuestos del régimen general establecidos en la Ley No. 843.

Todas estas características que propone el proyecto de ley respecto de los Contratos de Asociación son similares a las que estaban en vigencia en el marco de la Ley de Hidrocarburos N° 1194 de 1990. La diferencia estriba en que en la Ley 1194, luego de que YPFB suscribía un Contrato de Operación con las empresas o Contratistas, si los resultados de este contrato eran favorables, es decir, si se declaraba un campo como comercial, YPFB tenía la opción de convertir el Contrato de Operación en Contrato de Asociación. En la actual propuesta, en cambio, YPFB firma un Contrato de Asociación cuando constata la existencia de significativos niveles de rentabilidad en el campo declarado comercial.

Descritos así los cuatro tipos de contratos que establece el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno –Contratos de Operación, Desarrollo Compartido, Producción Compartida y de Asociación–, merece la pena detenerse breve-

mente aquí, antes de continuar el análisis de otros aspectos del proyecto.

Un primer aspecto a señalar es que los cuatro contratos entrarán en vigencia a partir de la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos por parte del Ejecutivo, luego de que sea aprobada por el Congreso Nacional. Un segundo aspecto que debe subrayarse es que, tal como está planteado en el proyecto de ley, las empresas petroleras que actualmente operan en el país bajo Contratos de Riesgo Compartido y que tienen en sus manos los 54,9 TCF de reservas de gas natural certificadas, no tienen obligación alguna de “migrar” hacia los contratos que plantea el proyecto de ley. Dicho de otra forma: el proyecto de ley permite mantener la actual relación contractual entre empresas y Estado. Así lo establece el Artículo 100 del proyecto de ley del gobierno, cuando señala que “Los Titulares de los Contratos de Riesgo Compartido podrán optar por convertir sus contratos a las modalidades de Desarrollo Compartido, Operación, Producción Compartida o Asociación”.

Bajo este contexto, lo más probable es que las empresas petroleras –apenas se apruebe la nueva ley y seguramente por un largo periodo–, se concentren sólo en las actividades de producción o explotación y en las de comercialización, porque si se embarcaran en nuevas actividades de exploración, tendrían que hacerlo en base a los contratos que propone el proyecto de ley. Otra posibilidad, en esta misma línea, es que las empresas retomen las actividades de exploración siempre que se aseguren un mercado para la venta del gas.

En consecuencia, los Contratos que propone el Proyecto de Ley del gobierno de Carlos Mesa tendrán una vida real después de los 40 años de vigencia de los actuales Contratos de Riesgo Compartido, es decir, aproximadamente a partir de 2036, siempre y cuando se hayan suscrito estos contratos en 1996. Sólo entonces el Estado boliviano suscribirá contratos expresando su carácter de propietario de las reservas y de la producción de líquidos y de gas. Por tanto, la recupe-

ración de la propiedad a favor del Estado boliviano tendrá que esperar cuatro décadas, lo cual se contrapone totalmente con las demandas y expectativas del movimiento social ya que se esperaba la reversión de la propiedad de los 54,9 TCF de gas natural en forma inmediata.

Finalmente, creemos que cuando se pongan en plena vigencia los contratos que propone el proyecto de ley del gobierno –siempre que este proyecto sea aprobado por Congreso, por supuesto–, debe modificarse el procedimiento de suscripción final de esos contratos entre YPFB y las empresas petroleras. En el proyecto de ley se señala que los modelos de esos contratos serán aprobados por el Poder Ejecutivo. En base a la lamentable experiencia del Decreto Supremo 24806 –ése que delineó la orientación y contenidos de los Contratos de Riesgo Compartido en el gobierno de Sánchez de Lozada, otorgando la propiedad de los hidrocarburos a las empresas transnacionales–, nos parece que debe ser el Congreso Nacional, y no sólo el Ejecutivo, quien apruebe los mencionados contratos.

Para concluir el análisis del tipo de contratos que propone el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa, mencionamos otros aspectos que consideramos relevantes. Entre los artículos 18 al 32 del citado proyecto se señala:

- Las controversias que se susciten entre YPFB y los Titulares o Contratistas, con motivo de la interpretación, aplicación y ejecución de los de los Contratos se solucionarán mediante arbitraje conforme a Ley.
- Las actividades de explotación y exploración serán realizadas a través de los tres principales Contratos indicados (Desarrollo Compartido, Producción Compartida y Operación); el área de concesión tendrá una extensión máxima de 40 parcelas en Zonas Tradicionales y de 400 parcelas en Zonas no Tradicionales.

- Se asignan nuevas funciones a la Superintendencia de Hidrocarburos; estarán bajo su tuición, por ejemplo, la convocatoria a licitaciones públicas internacionales y la adjudicación de áreas nominadas; quedan prohibidas las modalidades de contratación por invitación directa o excepción.
- En los contratos mencionados los Titulares o Contratistas deberán comprometerse a la formación y entrenamiento de personal técnico de YPFB y a priorizar la contratación de mano de obra y bienes y servicios nacionales. [Nos parece que las empresas extranjeras no sólo debieran priorizar el uso mano de obra e insumos nacionales, debieran ser obligadas a cumplir este cometido; por otra parte, y en base a la experiencia ocurrida en los últimos años, sería prudente incluir en las obligaciones de las empresas transnacionales la necesidad de que articulen sus actividades productivas con las empresas nacionales a través de la provisión de productos demandados por las primeras a cargo de las segundas; esta medida impulsaría la mejora del aparato productivo nacional]
- En el caso en que el Titular o Contratista quede liberado de la obligación de efectuar la perforación de al menos un pozo productor en cada una de las parcelas seleccionadas de un campo hidrocarburífero, dicho Titular podrá destinar la inversión destinada a la mencionada perforación a las siguientes actividades:
 1. Proyectos de Industrialización de Gas Natural.
 2. Distribución de Gas Natural por redes.
 3. Exploración de Áreas no Tradicionales.

3.3.5 Contratos de Riesgo Compartido

Como ya se ha señalado, la propuesta de ley mantiene en plena vigencia los 79 Contratos de Riesgo Compartido

suscritos hasta diciembre de 2002, respetando su contenido y orientación. El Artículo 99 así lo determina: “Los contratos y concesiones que hubiesen sido suscritos u otorgados bajo la Ley 1689, se regirán por aquella y sus reglamentos vigentes a la fecha de la promulgación de la presente Ley”. Esto quiere decir que la propiedad de los hidrocarburos - gracias a estos contratos- seguirá en manos de las empresas extranjeras.

De todas maneras, la propuesta de ley abre la posibilidad para que dichas empresas opten por suscribir los contratos que se establecen en la nueva norma:

“Los Titulares de los Contratos de Riesgo Compartido a que se refiere el artículo precedente, podrán optar por convertir sus contratos a las modalidades de Desarrollo Compartido, Operación, Producción Compartida o Asociación, establecidas en la presente Ley, en el plazo de ciento ochenta (180) días a partir de la aprobación de los modelos de los contratos y según el procedimiento administrativo a ser establecido por el Ministerio de Minería e Hidrocarburos mediante Resolución Ministerial”. Cuando se promulgó la actual Ley 1689 las empresas extranjeras tenían la obligación de convertir sus contratos de Operación en Contratos de Riesgo Compartido. La propuesta de Ley de Carlos Mesa, en cambio, sólo sugiere a las empresas cambiar optativamente a los Contratos que propone dicha Ley.

3.4 Transporte de Hidrocarburos y Distribución de Gas Natural por Redes

Los artículos 45 y 46 del proyecto de ley expresan la importancia que le asigna la norma, en general, al papel de la Superintendencia de Hidrocarburos. En el Artículo 45 se señala que “Las actividades de Transporte y Distribución de Gas por Redes son servicios públicos sujetos a regulación”. El mismo artículo, más adelante, establece que “Cualquier persona indi-

vidual o colectiva, nacional o extranjera, pública y privada, podrá construir y operar ductos para el Transporte o para la distribución de Gas Natural por Redes, debiendo, para el efecto, obtener de la Superintendencia de Hidrocarburos la concesión administrativa correspondiente. Dicha concesión en ningún caso podrá exceder los 40 años". La Superintendencia de Hidrocarburos, por tanto, es la única institución llamada a otorgar concesiones administrativas para la realización de una de las fases importantes de la cadena hidrocarburífera, el transporte y la distribución de gas por redes.

El artículo 46 señala que las tarifas para el Transporte y para la Distribución de Gas Natural por Redes, deberán ser aprobadas, también, por la Superintendencia de Hidrocarburos, bajo dos principios: "a) Asegurar la tarifa más baja a los usuarios precautelando la seguridad, continuidad del servicio y la expansión de los mismos a nivel nacional" y "b) Permitir a los concesionarios, bajo una administración racional, prudente y eficiente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus costos operativos e impuestos, con excepción del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, depreciaciones y costos financieros y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable sobre su patrimonio neto".

3.4.1 Transporte de hidrocarburos por ductos

De acuerdo al Artículo 48, "Los interesados en obtener una concesión para la construcción y operación de ductos y estaciones para el Transporte de hidrocarburos, deberán presentar su solicitud a la Superintendencia de Hidrocarburos, la misma que otorgará la concesión por resolución administrativa".

Para incentivar la industrialización, el Artículo 52 indica: "Las empresas que realicen Industrialización del Gas Natural, tendrán derecho a construir y operar los ductos



necesarios para el transporte del Gas Natural a ser utilizado como materia prima para su producción”.

Asimismo, se ratifica el libre acceso a los ductos. El Artículo 53 dice al respecto: “El Transporte de hidrocarburos por ductos se rige por el principio de libre acceso, sujeto a disponibilidad de capacidad, que permite a todo usuario o cargador utilizar las instalaciones de las empresas de transporte”.

3.4.2 De la Distribución de gas por redes

Sobre las concesiones y el derecho exclusivo para la distribución de gas por redes, los artículos 55 y 56 del Proyecto de Ley señalan: “Las concesiones para el servicio de Distribución de Gas por Redes se otorgarán mediante resolución administrativa, previa licitación pública convocada por la Superintendencia de Hidrocarburos”. “Los concesionarios de distribución de Gas Natural por redes tendrán el derecho exclusivo de proveer Gas Natural a todos los consumidores del área geográfica de su concesión, con excepción de las plantas generadoras termoeléctricas, las refinerías y los proyectos de Industrialización de Gas Natural”.

3.5 Refinación, Almacenaje e Industrialización de hidrocarburos

Para estas tres importantes actividades petroleras existe plena libertad para las empresas, no se contemplan ni concesiones ni contratos, sólo es necesaria una licencia otorgada por la Superintendencia de Hidrocarburos. Así lo establece el Artículo 57 del proyecto de ley: “La Refinación, Almacenaje e Industrialización de los hidrocarburos podrá ser realizada por personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas, previa licencia otorgada por la Superintendencia de Hidrocarburos y de acuerdo a reglamentos específicos que normen esta actividad”.



Los artículos 58 y 59 del proyecto de ley ratifican que la Refinación y Almacenaje de Hidrocarburos son actividades libres sujetas a regulación por parte de la Superintendencia de Hidrocarburos.

Si bien prevalece el marco de libertad para iniciar las actividades señaladas, no se dice absolutamente nada sobre el monopolio que existe en la actualidad en el ámbito de la refinación, monopolio a cargo de la empresa brasileña Empresa Boliviana de Refinación (EBR), como resultado de la privatización efectuada en el gobierno de Banzer. Sería conveniente romper este monopolio y permitir que YPFB retorne a esta actividad, más aún si hoy en día existe déficit de gasolina y diesel oil en el país.

A propósito de la actividad de industrialización, el Artículo 60 de la propuesta de ley señala: "Las empresas que realicen Industrialización del Gas Natural y exporten más del 70% de su producción, estarán exentas del pago del Gravamen Arancelario (GA) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA) aplicables a la importación de bienes de capital e insumos necesarios para los correspondientes procesos productivos". Este artículo expresa un primer paso hacia la creación de condiciones para impulsar emprendimientos industriales en el país.

3.6 Hidrocarburos Existentes y Nuevos

El Artículo 10 del proyecto de ley ratifica la clasificación de Hidrocarburos Existentes y Nuevos establecida por la primera gestión presidencial de Gonzalo Sánchez de Lozada, a través de la Ley N° 1731. Esta clasificación es la base de la política discriminatoria de regalías, pues los hidrocarburos Existentes pagan 50% mientras que los Nuevos sólo el 18%. A pesar de clamor popular que exige revertir esta situación, la Propuesta de Ley del presidente Mesa mantiene esta clasificación y su correspondiente discriminación en el pago de regalías.

Los antecedentes de esta política se remontan a la década de los años 90, cuando se inicia el proceso de privatización de la industria petrolera en varios países de América Latina y se instauran regalías notoriamente más bajas a las que estaban vigentes. Ese fue el caso de Bolivia. Una década después, en esos mismos países se escuchan voces y corrientes sociales que exigen revertir esta situación. En el fondo, la exigencia de mayores regalías expresa la disputa de la renta petrolera entre las transnacionales y los Estados nacionales. Pero además, este fenómeno se enmarca en el proceso de integración de varios países latinoamericanos a la economía mundial a través de encadenamientos productivos globales que reproducen el viejo esquema de relaciones desiguales en el que esos países entregan materias primas o recursos naturales no renovables a empresas extranjeras que controlan toda la cadena hidrocarburífera y que, por tanto, obtienen márgenes significativos de ganancias en desmedro de los ingresos de los Estados nacionales.

Por todo esto, es previsible que la propuesta de ley del Gobierno provoque la reacción de los movimientos sociales y, seguramente, una profunda discusión en el Congreso Nacional dirigida a revertir la arbitraria como inaceptable diferenciación de regalías.

3.7 Patentes, Regalías y Participaciones Petroleras y el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos

Los artículos 61 al 75 del proyecto de Ley de Hidrocarburos hacen mención al pago de Patentes, Regalías, Participaciones y del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH).

3.7.1 Patentes

Los artículos 61 al 64 del proyecto de ley establecen el pago de Patentes por el uso de áreas hidrocarburíferas

sujetas a contratos. Las Patentes se pagarán en anualidades adelantadas. La Superintendencia de Hidrocarburos, que actuará como agente de retención, tendrá a su cargo el pago de Patentes al Tesoro General de la Nación.

En áreas calificadas como Zonas Tradicionales, las Patentes anuales se pagarán en moneda nacional con mantenimiento de valor de acuerdo a la siguiente escala actualizada al mes de diciembre de 2003:

- Del primer al tercer año inclusive, Bs. 4,67 por hectárea.
- Del cuarto al quinto año inclusive, Bs.9,34 por hectárea.
- Del sexto al séptimo año inclusive, Bs.18,68 por hectárea.
- Del octavo año en adelante, Bs. 37,37 por hectárea.

“Las Patentes para Zonas no Tradicionales, se establecen en el 50% de los valores señalados para las Zonas Tradicionales”, determina el Artículo 63 de la propuesta de ley, además de señalar que “El 10% de las recaudaciones de las patentes serán transferidas y destinadas al Ministerio de Minería e Hidrocarburos a fin de su fortalecimiento institucional con el objeto de financiar sus costos operativos, de investigación y desarrollo”.

3.7.2 Regalías y Participaciones

Los artículos 65 al 68 del proyecto de ley fijan Regalías y Participaciones bajo el mismo enfoque de la Ley de Hidrocarburos 1689. De acuerdo a estos artículos, YPFB y el Titular de los Contratos están sujetos al pago de regalías y participaciones “sobre la Producción Fiscalizada”. Se entiende por “producción fiscalizada” a aquellos “volúmenes de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización de la Producción”. Las Regalías y Participaciones se establecen de la siguiente manera:

- **Regalía Departamental**, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- **Regalía Nacional Compensatoria** del uno por ciento (1%) de la Producción Fiscalizada de los hidrocarburos, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 981 del 7 de marzo de 1988.
- **Participación** del seis por ciento (6%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, distribuida de la siguiente manera: tres por ciento (3%) en favor de YPFB autárquico; dos por ciento (2%) en favor del Tesoro General de la Nación y uno por ciento (1%) en favor de la Superintendencia de Hidrocarburos para cubrir los gastos operativos de fiscalización y control de las actividades de exploración y explotación.
- **Regalía Nacional Complementaria** a la producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, a favor del Tesoro General de la Nación.
- **Participación Nacional** del diecinueve por ciento (19%) sobre el valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se pagará al Tesoro General de la Nación.

Esta estructura del pago de Regalías y Participaciones reproduce la misma filosofía y concepción del actual régimen jurídico hidrocarburífero, el heredado de la primera gestión de Sánchez de Lozada: los hidrocarburos Existentes pagarán el 50% y los Hidrocarburos Nuevos el 18%. La diferencia entre unos y otros radica en que los segundos –los hidrocarburos Nuevos– no pagan la Regalía Nacional Complementaria del 13% y la Participación Nacional del 19% cuya suma

llega al 32%, un porcentaje que el Tesoro General de la Nación (TGN) deja de percibir.

Debe recordarse además, que los hidrocarburos Existentes se encuentran en un proceso acelerado de declinación, lo que quiere decir que pronto dejarán de pagar la Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%), hecho que ratifica la merma de ingresos del TGN en un 32%.

La única diferencia entre el régimen hidrocarburífero actual (Ley de Hidrocarburos 1689) y la propuesta de ley del gobierno de Carlos Mesa es la distribución del 6% de Participación Nacional que beneficiará al TGN, YPFB y a la Superintendencia de Hidrocarburos. El proyecto de ley no explica los criterios que guiaron el establecimiento de esta distribución.

Otro aspecto de la propuesta de ley que merece un apunte es el referido al concepto del "take or pay". Como se ha explicado aquí, este concepto surge del Contrato de Compra-Venta de Gas a Brasil y consiste en el pago de los volúmenes comprometidos aún si no se los llegó a comprar efectivamente. En el Contrato mencionado, no quedaba claro cuándo se efectuaba el pago o cumplimiento del "take or pay", falencia que corrige el proyecto de ley al señalar que las empresas comprometidas en la venta de gas a Brasil deberán pagar Regalías y Participaciones en el momento en que reciban los pagos por el "take or pay" y no en el momento en que ocurra la producción.

El Artículo 66 del proyecto de ley también merece un breve comentario. Dicho artículo concede facilidades a las empresas petroleras para el pago de la Regalía Nacional Complementaria: "Los pagos realizados por concepto del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE), atribuibles a Hidrocarburos Existentes, son acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria de las gestiones fiscales siguientes, hasta su total agotamiento".

En buenas cuentas, este artículo tiende a reducir la captación de ingresos por parte del Tesoro General de la Nación puesto que los pagos realizados por concepto del IUE y del IRUE, aplicados a los hidrocarburos Existentes, en los hechos, son un adelanto por el pago de la Regalía Nacional Complementaria. En el caso de que el pago de los dos impuestos sea igual a la mencionada Regalía, las empresas ya no pagarán montos adicionales puesto que ambos montos se compensarán.

Finalmente, para cerrar este acápite, debe decirse que la ley propuesta en el artículo 67 hace especial énfasis en el hecho de que el régimen de Patentes y Regalías se mantendrá estable durante la vigencia de los contratos que se suscriban bajo su amparo. Como ocurre en la actualidad, se ratifica que el Ministerio de Minería e Hidrocarburos es el responsable de administrar el sistema de recaudación de Regalías y Participaciones.

3.7.3 Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH)

Los artículos 69 al 75 del proyecto de ley definen el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH): el sujeto pasivo del ICH es toda persona vinculada a la fase de explotación de los hidrocarburos denominados Nuevos; el objeto del ICH es la comercialización de los hidrocarburos producidos; están exentos del ICH la comercialización de los hidrocarburos Existentes y la comercialización de gas natural en el mercado interno. El ICH es acreditable contra el Impuesto a las Utilidades de Empresas (IUE) que producen o explotan hidrocarburos Nuevos.

Es relevante, además, considerar que los productos gravados por el ICH no están gravados por el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD). Asimismo, los productos gravados por el IEHD no están gravados por el ICH.

La creación de este impuesto pretende responder a las reivindicaciones surgidas en el país a lo largo de los últimos años, pero en especial, a aquellas expresadas dramáticamente en los acontecimientos de octubre de 2003. El ICH, en términos políticos, es el reconocimiento de que el Estado boliviano no recibe ingresos acordes con la magnitud de las reservas y los probables proyectos de comercialización de gas natural que se desarrollarán en el futuro. Con el ICH, el discurso que proclama la recuperación de parte de la renta petrolera, hasta ahora un tanto lírico, comienza a materializarse.

Analizamos a continuación, las características de este impuesto a partir de los siguientes aspectos: a) Productos Gravados por el ICH; b) Alícuotas del ICH; c) Precios de Referencia para la aplicación del ICH; d) Relación del ICH con el IUE; y e) Asignación de los recursos provenientes del ICH.

Productos gravados por el ICH

Respecto de los productos gravados con el ICH, el Artículo 72 del proyecto de ley señala que el ICH alcanza en la primera etapa de la comercialización a los siguientes productos:

1. Gas Natural destinado a la exportación;
2. Gas Licuado de Petróleo de Plantas (GLP de Plantas) destinado a la exportación;
3. GLP de Plantas destinado al mercado interno;
4. Petróleo destinado a la exportación;
5. Petróleo destinado al mercado interno.

Alícuotas del ICH

La determinación de los porcentajes o alícuotas del ICH estará en relación directa con el volumen promedio



de comercialización de petróleo y gas natural. En otras palabras, este impuesto inducirá al incremento de las inversiones orientadas a la producción y no así a la exploración.

Al respecto, el Artículo 73 del Proyecto de Ley, en su primera parte, señala:

- Si el volumen promedio comercializado de petróleo en un mes dado es **menor a 500 barriles diarios**, la alícuota correspondiente será del **2%**.
- Si el volumen promedio comercializado de petróleo en un mes está **entre 500 y 1.000 barriles diarios**, la alícuota será del **5%**.
- Si el promedio de gas natural comercializado en un mes dado es **menor a 20.000 millones de BTU diarios**, la alícuota correspondiente será del **2%**.
- Si el promedio de gas natural comercializado en un mes está **entre 20.000 y 40.000 millones de BTU diarios**, la alícuota será del **5%**.

El mismo Artículo 73 del Proyecto de Ley, continúa: “Si los volúmenes comercializados de petróleo y gas natural fuesen mayores a los indicados en el párrafo anterior y, para el GLP en todos los casos, las alícuotas del ICH irán variando a medida que pasen los años, de conformidad con el cuadro siguiente:

Alícuotas Anuales Promedio
(sobre el valor total de los productos
comercializados en un año dado)

AÑO CALENDARIO	ALÍCUOTA (%)
2004	10
2005	10
2006	10
2007	10





2008	12
2009	15
2010	19
2011	24
2012 en adelante	32

“A las empresas titulares de nuevos contratos de exploración y explotación suscritos a partir de la vigencia de la presente Ley, se les aplicará las alícuotas indicadas en el cuadro anterior, sustituyendo el año 2004 por el año de declaratoria de comercialidad bajo dichos contratos”.

Queda claro, entonces, que para el caso del petróleo y gas natural la variación de las alícuotas está en función de los volúmenes de producción y del tiempo. Si se supera la barrera de la producción definida en los primeros párrafos del Artículo 73 (1.000 barriles diarios en el caso del petróleo y 40.000 millones de BTU diarios en el caso del gas natural) las alícuotas crecerán e ingresa el tiempo como elemento determinante. Así, se aplicará el 10% en el periodo 2004-2007, y a partir de 2008 la alícuota será mayor hasta llegar al 32% que tendrá vigencia a partir del 2012. Con referencia al GLP, las alícuotas están en relación exclusiva con el tiempo y se aplicará la escala definida a partir de 2004.

Precios de referencia para la aplicación del ICH

Otro aspecto fundamental sobre el ICH es la definición de los precios de los productos a los que se aplica. En el Artículo 74 del proyecto de ley se definen los precios de referencia para la liquidación y pago mensuales del ICH aplicado a cuatro productos: 1) Gas natural destinado a la exportación; 2) Gas Licuado de Petróleo (GLP) de Plantas destinado a la exportación y al mercado interno; 3) Petróleo destinado a la exportación; y 4) Petróleo destinado al mercado interno (Cuadro N° 61).



Cuadro N° 61
ICH: Precios de Referencia

	PRODUCTO	PRECIO DE REFERENCIA
1.	Gas Natural destinado a la exportación	El precio por MMBTU, FOB frontera boliviana, determinado con base en el precio del producto en el mercado de destino, descontadas las tarifas de transporte, hasta el Punto de Fiscalización.
2.	Gas Licuado de Petróleo de Plantas (GLP de Plantas) destinado a la Exportación o al mercado Interno.	El precio real de venta determinado en el Punto de Fiscalización. En caso de que éste no refleje el precio en el mercado de destino a tiempo de contratación de suministro, se aplicará el precio de referencia del mercado de destino, publicado por el Ministerio de Minería e Hidrocarburos.
3.	Petróleo destinado a la exportación.	El precio por barril, FOB frontera boliviana, determinado con base en el precio del producto en el mercado internacional de destino, descontadas las tarifas de transporte por ducto hasta el Punto de Fiscalización.
4.	Petróleo destinado al mercado interno.	El precio por barril en el mercado interno descontadas las tarifas de transporte hasta el Punto de Fiscalización.

Fuente: Proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa.

Relación del ICH con el IUE

Abordemos ahora otra faceta del ICH, la que está establecida en el Artículo 75 del proyecto de ley. Las empresas petroleras pagarán mensualmente el ICH, estos pagos serán considerados como anticipos del Impuesto de Utilidades de las Empresas (IUE), es decir, que se trata de un impuesto acreditable contra el IUE y atribuible sólo a los Hidrocarburos Nuevos. Esto, en la práctica, plantea una relación directa entre el ICH y el IUE que merece una explicación más detallada.

El Artículo 75 del proyecto de ley establece que “Si al final de la gestión fiscal anual, la suma del monto total efectivamente pagado en dicha gestión por concepto del ICH, más los créditos acumulados por este impuesto, fuese menor al IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos, los sujetos pasivos pagarán la diferencia en concepto de IUE atribuibles a Hidrocarburos Nuevos más la porción del IUE atribuible a Hidrocarburos Existentes”.

El siguiente ejemplo permite entender mejor lo señalado por el artículo mencionado: si una empresa petrolera pagó en una gestión determinada 2 millones de dólares por concepto de ICH y a la finalización de la gestión fiscal el IUE de esa empresa asciende a 4 millones de dólares, dicha empresa deberá pagar la diferencia de 2 millones atribuible al IUE de hidrocarburos Nuevos y Existentes. Estos pagos deberán ser desembolsados al Servicio de Impuestos Nacionales (SIN), cuya tarea fundamental será la de fiscalizar y generar mecanismos de seguimiento para evitar actitudes que puedan afectar adversamente los intereses del Estado boliviano.

Por el contrario, y tal como también lo señala el Artículo 75 de la propuesta de ley, “si el monto total efectivamente pagado del ICH fuese mayor al IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos, la diferencia se computará como crédito fiscal a favor del sujeto pasivo. Este crédito fiscal será utilizado únicamente para el pago del IUE atribuible a los Hidrocarburos Nuevos que se obtengan en los años siguientes y no podrá ser utilizado para ningún otro propósito”.

Volvamos al ejemplo: si en determinada gestión una empresa petrolera pagó 5 millones de dólares por concepto de ICH y si a la finalización de la gestión fiscal debe cancelar 4 millones por concepto de IUE, la diferencia de un millón se convierte en crédito fiscal a favor de las empresas y será deducible al IUE en gestiones posteriores.

Se podría presentar un tercer caso cuando el ICH sea igual al IUE. Supongamos que los pagos por concepto de ICH alcancen la suma de 3 millones de dólares y el valor del IUE es equivalente al anterior; en este caso, las empresas ya no tendrán obligaciones pendientes. A través de estos ejemplos se puede entender la afirmación de que estos pagos serán considerados como anticipos del IUE.

Asignación de los recursos provenientes del ICH

Respecto del destino de los recursos provenientes del cobro del ICH, el Artículo 105 de la propuesta de ley señala textualmente:

“El Tesoro General de la Nación del total de la recaudación del ICH asignará anualmente en calidad de participación adicional, un monto equivalente a:

- Diez por ciento (10%) al Departamento en el que se encuentra el campo productor;
- Tres por ciento (3%) a cada uno de los otros ocho departamentos [total 24%];
- Diez por ciento (10%) a Exportaciones No Tradicionales;
- Seis por ciento (6%) a Redes de Gas Domiciliario para atender familias de menores ingresos;
- Cincuenta por ciento (50%) para el Tesoro General de la Nación”.

En el mismo Artículo 105 se establece: “El cincuenta por ciento de ingresos del Tesoro General de la Nación podrán servir para obtener créditos o para ser titularizados con el propósito de cubrir los costos del Sistema de Pensiones de Reparto”.

Esta última referencia al ICH en la propuesta de ley del gobierno de Carlos Mesa merece algunos comentarios pun-

tuales. Indudablemente, el destino de los recursos hidrocarbúricos fue uno de los temas de mayor controversia en los momentos aciagos de octubre de 2003 e inclusive en periodos anteriores a dicha movilización social. La industrialización del gas natural y la efectiva participación y presencia de YPFB en todos los proyectos relacionados con el gas natural fueron también materia de amplia discusión en los días de octubre. Estos últimos proyectos, precisamente, debían ser el fruto del buen uso de los recursos de la industria hidrocarbúrica nacional. La propuesta de ley del Ejecutivo, sin embargo, no contempla claramente estas reivindicaciones. Pero además, de las movilizaciones sociales de octubre nació la necesidad de utilizar los recursos del gas y el petróleo bolivianos para enfrentar con solvencia aquellos factores estructurales que se han convertido en la principal causa de la crisis de la sociedad boliviana: la práctica destrucción del aparato productivo nacional y el desempleo generalizado. Nada de eso existe, con meridiana claridad, en el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos que el gobierno de Carlos Mesa debe presentar al Congreso Nacional.

Las asignaciones que propone el proyecto de ley respecto de los recursos generados por la aplicación del ICH permiten varias reflexiones. La utilización de los probables recursos del ICH reflejan decisiones políticas orientadas a descongestionar problemas de la coyuntura actual, por una parte aplacar la disconformidad de las regiones productoras de petróleo y gas natural concediéndoles el 10% de estos recursos, y a su vez enfrentar el riesgo de un mayor desequilibrio orientando el 3% a los demás departamentos. Se pretende además, subsanar las restricciones presupuestarias del Estado para asegurar la instalación de gas domiciliario en las familias de menores ingresos.

La asignación del 10% de los recursos generados por el ICH a las exportaciones no tradicionales nos parece una propuesta declarativa y demasiado general por el propio

carácter de este tipo de exportaciones. Éstas, en su mayoría, siguen siendo materias primas. Un caso concreto son las exportaciones que realizan las empresas del Oriente boliviano. Nos parece que esta asignación debe precisarse con mayor profundidad.

La asignación que verdaderamente preocupa y que amerita una mayor reflexión es la referida a la utilización del 50% de los recursos provenientes del ICH para cubrir el déficit del sistema de pensiones. La historia del país nos indica que los recursos provenientes de la exportación de hidrocarburos fueron orientados al pago de la deuda externa y a la solución de limitaciones fiscales de la administración central. Éste es un camino que no se puede repetir porque sus resultados efectivos son al menos escasos, por no decir nulos. El déficit provocado por las reformas estructurales, en especial la privatización de la Seguridad Social de Largo Plazo, debe encontrar otros cauces de solución. Los recursos provenientes de la renta petrolera deben orientarse a la solución de las necesidades del país y contribuir a la construcción de bases sólidas para enfrentar el futuro de otra manera y no con la visión irresponsable que caracterizó a los grupos de poder que gobernaron el país los últimos decenios.

Para cerrar la evaluación sobre la asignación de los recursos provenientes de la aplicación del ICH, veamos cuál será el beneficio neto que percibirá el TGN, siempre bajo la consideración de que los hidrocarburos Existentes se encuentran en proceso de agotamiento. Para enfrentar las innumerables demandas provenientes de los sectores sociales, el TGN ingresará, por una parte, el 2% de la Participación fijada en 6%, y el 50% del ICH. Si este último porcentaje de los recursos del ICH estará destinado a cubrir las obligaciones del pago de pensiones del sistema de reparto, el TGN sólo captará el 2% citado, un monto totalmente insuficiente para cubrir las obligaciones que tiene.



Quedan para el TGN, sin embargo, otros ingresos: los impuestos provenientes de la Ley 843, el IVA, el IT y el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE). Algunos de ellos, como son impuestos nacionales, ingresan a la Coparticipación Tributaria que permite destinar recursos al Gobierno Central, Municipios y Universidades. Entonces, el saldo a favor del TGN no será significativamente mayor al que percibe actualmente, lo que hace pensar que los recursos provenientes de la renta petrolera no aportarán ni llenarán las expectativas que se tienen, es decir, solucionar los saldos históricos que se tienen en materia de reestructuración productiva, generación de empleo y el mejoramiento de la calidad y cantidad de salud y educación.

Lo que se pretende señalar aquí, es que el gobierno no reflexionó seriamente sobre la utilización de los recursos de la renta petrolera. Es conveniente, bajo todo punto de vista, cambiar cualitativamente el curso y la orientación del uso de estos recursos para contribuir a la construcción de un mejor futuro para las próximas generaciones de bolivianos.

Una síntesis de las regalías y participaciones, y de la distribución del ICH, se presenta en los Cuadros 62, 63 y 64.

Cuadro N° 62
Regalías y Participaciones

	Hidrocarburos Existentes (%)	Hidrocarburos Nuevos (%)
Regalía Departamental	11%	11%
Regalía Nacional		
Compensatoria	1%	1%
Participación	6%	6%
Regalía Nacional		
Complementaria	13%	0%
Participación Nacional	19%	0%
TOTAL	50.0%	18.0%



Cuadro N° 63
Distribución de la Participación del 6%

YPFB autárquico	3%
Tesoro General de la Nación (TGN)	2%
Superintendencia de Hidrocarburos	1%

Cuadro N° 64
Distribución del ICH

Departamento campo productor	10%
Otros ocho departamentos	3% (total 24%)
Exportaciones no tradicionales	10%
Redes de gas domiciliario	6%
TGN. Pago sistema de pensiones de Reparto	50%

3.7.4 Conclusiones

En general, las propuestas contenidas en el proyecto de Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa referidas a Patentes, Regalías y Participaciones mantienen la estructura y las tasas del régimen jurídico actual, es decir, de la Ley 1689 promulgada por el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada en 1996.

Además, debe señalarse que el debate nacional sobre los hidrocarburos que culminó, en su primer episodio, con las movilizaciones sociales de octubre de 2003, dejó muy claro que la clasificación de hidrocarburos en Nuevos y Existentes, formulada también durante la primera gestión de Sánchez de Lozada, provoca la pérdida de un 32% de Regalías y Participaciones que percibía el Tesoro General de la Nación (TGN) antes de la referida clasificación.

Es importante recordar este último aspecto, porque si bien el proyecto de ley que propone el gobierno de Carlos Mesa incorpora la aplicación del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH), con una alícuota máxima de

32% a la comercialización del gas natural y el petróleo, dicha alícuota no es equivalente a las Regalías y Participaciones ya que el objeto de estos últimos es la producción en boca de pozo mientras el del ICH es la primera fase de la comercialización. Si se pretende establecer una equivalencia entre estos dos aspectos, se trata de un equívoco o de una mala interpretación.

Sostenemos lo que acabamos de señalar en base a los tres siguientes argumentos:

Primero: La actual Ley de Hidrocarburos 1689, promulgada por el primer gobierno de Sánchez de Lozada, contempla, en la fase de Explotación, la aplicación del Impuesto a las Ganancias Extraordinarias, denominado como SURTAX. En el proyecto de ley de Carlos Mesa se elimina este último impuesto y, en la práctica, se lo sustituye por el ICH. Por esto, el ICH no es un nuevo impuesto sino que sustituye al SURTAX.

Segundo: En los hechos, el ICH es un impuesto que pretende resolver las imprecisiones ya conocidas del SURTAX. Pero además, el ICH ha sido diseñado para garantizar la fluidez de recursos financieros en favor del TGN porque se cancelará mensualmente. En la práctica, el ICH funcionará como un adelanto del Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) porque las empresas petroleras que operan en el país lo pagarán como un impuesto acreditable al IUE, lo que quiere decir que si el ICH es mayor al IUE, la diferencia se la considerará como crédito fiscal en favor de dichas empresas. Por lo tanto, y una vez más, queda claro que el ICH no es un nuevo impuesto, sino un mecanismo impositivo que garantiza el pago del IUE.

Tercero: El debate nacional sobre el gas natural y el petróleo que desembocó en los hechos de octubre de 2003 estuvo orientado a exigir el pago de Regalías y Participaciones equivalentes al 50% de la producción hidrocarbúfera en boca de pozo, hecho que eliminaría la falsa

clasificación de hidrocarburos Nuevos y Existentes. Pero además, en ningún momento se propuso la supresión del SURTAX, se exigió claridad en su futura reglamentación para subsanar sus imprecisiones y su carácter de impuesto “incobrable”.

En base a estos argumentos, es posible afirmar que el proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos del gobierno de Carlos Mesa no recoge los planeamientos surgidos en el debate nacional sobre el gas natural y el petróleo bolivianos y es altamente probable –sin caer en el campo de la especulación– que la discusión del referido proyecto en el Congreso Nacional provocará un nuevo escenario de controversia no sólo entre partidos políticos sino también en el ámbito de los movimientos sociales y regionales.

Por todo esto, puede concluirse que el proyecto de ley que analizamos no expresa las reivindicaciones de los movimientos sociales ni la reciente experiencia histórica vivida en octubre de 2003. Dicho de otra manera: la propuesta de nueva Ley de Hidrocarburos de Carlos Mesa no está orientada a utilizar los recursos hidrocarburíferos para enfrentar los problemas centrales que enfrenta la sociedad boliviana: reestructuración productiva, generación de empleo y eliminación de la pobreza. Los acontecimientos sucedidos en octubre de 2003 dejaron muy claro que es fundamental aprovechar los beneficios que dejarán las ingentes reservas de gas natural para cancelar saldos históricos y erigir una economía y sociedad cualitativamente diferentes.

3.8 Yacimientos Petroleros Fiscales Bolivianos (YPFB)

Cuatro breves artículos (91 al 94) del proyecto de ley que analizamos se refieren a la empresa estatal de hidrocarburos. La propuesta se concentra en dos aspectos: la ratifica-

ción de YPFB autárquica⁶ y la creación de una nueva empresa estatal, YPFB SAM, una empresa de economía mixta.

Sobre YPFB autárquica, el Artículo 92 del proyecto señala que se trata de una empresa pública que suscribirá contratos en representación del Estado para ejecutar las actividades de Exploración y Explotación y actuará como agregador y vendedor en contratos de Estado a Estado que suscribirá la República de Bolivia.

Sobre YPFB SAM, el Artículo 93 de la propuesta de ley indica textualmente: “YPFB SAM, será una subsidiaria de YPFB autárquico con la forma de una Sociedad de Economía Mixta, cuya formación será autorizada mediante Decreto Supremo. YPFB SAM actuará solamente en calidad de empresa tenedora de acciones.

“Una vez conformada YPFB SAM, en el marco de lo establecido en el Código de Comercio, ésta podrá efectuar inversiones o adquirir acciones de sociedades anónimas que operen en el sector de hidrocarburos y de energía térmica y podrá constituir empresas, sin que ello determine que esas nuevas empresas o aquellas en las cuales se adquieran acciones, se conviertan en sociedades de economía mixta. Una de estas sociedades anónimas será la tenedora de las acciones de Andina S.A., Chaco S.A. y Transredes S.A. si así lo determinase el Referéndum Vinculante sobre la exportación de gas”.

El Artículo 94 del proyecto de ley, cerrando el capítulo referido a YPFB, establece:

“Se autoriza a YPFB a transferir a YPFB SAM sus activos operativos, valorizados por una empresa independiente y reconocida a la fecha de constitución de la Sociedad de Economía Mixta SAM”.

6 Autarquía quiere decir poder para gobernarse a si mismo, política de un Estado que pretende bastarse con sus propios recursos o autosuficiencia económica.

El reposicionamiento de YPFB como empresa –otra de las principales demandas del movimiento social en el marco del debate nacional sobre el gas natural– tiene al menos tres dimensiones: a) presencia del Estado, a través de su empresa, en la cadena hidrocarburífera; b) posibilidades de integración de YPFB en los proyectos de industrialización de los hidrocarburos; y c) capacidad de decisión en los proyectos de exportación del gas natural.

La creación de YPFB SAM contempla, efectivamente, un reposicionamiento de YPFB como empresa estatal en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera y su participación en la generación de energía térmica. Los recursos que posibilitarían estas actividades se asientan fuertemente en el capital ficticio, es decir, en la probable adquisición de acciones de otras empresas. En esa dirección, se asocia esta opción al Referéndum Vinculante que se llevará a cabo el 18 de julio de 2004. Como se sabe, después de la capitalización de las empresas públicas, los ciudadanos bolivianos son propietarios del 49% de las acciones de las empresas petroleras Chaco, Andina y Transredes, cuyo valor de capitalización asciende aproximadamente a 835 millones de dólares.

Si en el Referéndum se acepta la transferencia de acciones a YPFB SAM se contaría con estos recursos que, a su vez, abrirían caminos para recuperara a YPFB como empresa vinculada a las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera. Caso contrario, si el Referéndum no permite contar con dichas acciones, YPFB SAM se postergará indefinidamente ya que la propuesta de Ley no presenta otro tipo de alternativas.

3.9 Exportaciones

En el Proyecto de Ley del gobierno de Carlos Mesa queda claro que el Estado nacional no tendrá injerencia en la toma de decisiones de proyectos de exportación. Así lo señala el Artículo 95 de dicho proyecto, al establecer que será la Superintendencia

de Hidrocarburos quien otorgará permisos de exportación. A lo largo de los últimos años, en especial cuando se discutió el proyecto del consorcio Pacific LNG, conformado por las empresas Repsol YPF, British Gas y Pan American, se hizo evidente la importancia de la participación del Estado en este tipo de proyectos, desde el diseño hasta su culminación. La propuesta de ley, sin embargo, ratifica la libertad que tienen las empresas para exportar, y de esta manera, implícitamente, excluyen al Estado de cualquier participación.

Lo que sí se reconoce en el Proyecto de Ley es la injerencia estatal en proyectos de exportación que sean resultado de convenios o acuerdos entre Estados. El Artículo 96, al respecto, establece:

“Cuando la exportación de gas natural sea consecuencia directa de convenios entre el estado boliviano, otros estados o empresas, YPFB será el agregador y vendedor. YPFB asignará los volúmenes requeridos, previa invitación a empresas productoras legalmente establecidas en el país y seleccionadas de conformidad con sus propuestas. El Poder Ejecutivo reglamentará el proceso administrativo y operativo del presente Artículo. YPFB tendrá la opción preferente de adquirir los hidrocarburos a los precios pactados entre empresas”.

Como resultado de las demandas y hechos desencadenados en los últimos años, la propuesta de ley pretende subsanar algunos aspectos, uno de ellos referido al poder calorífico del gas natural de exportación. Así lo señala el Artículo 97: “El poder calorífico del gas natural de exportación tendrá un valor máximo de 1.000 (un mil) unidades térmicas británicas (BTU) por pie cúbico (pc), en condiciones estándar de temperatura y presión. Cuando el poder calorífico del gas natural de exportación exceda el valor fijado, el exportador pagará al Tesoro General de la Nación un cargo equivalente al 36% del valor del excedente energético exportado, valorizado sobre la base de los precios licuables y líquidos en el mercado interno, conforme a reglamento”.

Otro elemento que originó también controversia es el referido a la exportación de gas natural a Corumbá mediante líneas laterales o ramales. Sobre el punto, el Artículo 98 del proyecto de ley textualmente enuncia: “Queda prohibida la exportación directa de hidrocarburos a través de Líneas Laterales o Ramales. La exportación directa de hidrocarburos mediante Ductos Menores deberá contar con autorización expresa de la Superintendencia de Hidrocarburos” .

Sin embargo, en el mismo artículo, se mencionan los casos en que será posible la exportación directa de hidrocarburos a través de Líneas Laterales o Ramales: “En caso de acuerdos bilaterales de integración energética fronteriza y de industrialización del gas natural que determinen beneficio y desarrollo integrales de los pueblos situados en ambas fronteras, la Superintendencia de Hidrocarburos podrá autorizar la exportación de hidrocarburos, a través de Líneas Laterales o Ramales, previo conocimiento del respectivo contrato, aprobación del proyecto de exportación e informe técnico favorable del Ministerio de Minería e Hidrocarburos”.

3.10 Sistema de Regulación Sectorial

Los artículos 87 al 90 de la propuesta de ley que estudiamos le conceden facultades significativas a la Superintendencia de Hidrocarburos convirtiéndola en una verdadera institución de regulación⁷, hecho que, sin duda, le otorgará un poder político fundamental. Dichas facultades nos remiten a varias funciones que en el pasado estaban a cargo de la empresa estatal del petróleo, YPFB.

7 Regulación es la actividad realizada por la Superintendencia de Hidrocarburos de cumplir y hacer cumplir la Ley y la normativa sectorial, promover la competencia en materia económica, asegurar el cumplimiento de las disposiciones antimonopólicas y defensa de la competencia, así como las normas técnicas y de seguridad.



Entre las nuevas facultades o atribuciones concedidas a la Superintendencia de Hidrocarburos citamos las más significativas:

- Proteger los derechos de los consumidores.
- Licitat y adjudicat las áreas nominadas para las actividades de exploración, explotación y comercialización.
- Otorgar concesiones para la construcción y operación de ductos, estaciones y plantas para el transporte de hidrocarburos por ductos, y, mediante licitación pública, las concesiones de distribución de Gas Natural por redes.
- Otorgar licencias para la construcción y operación de terminales de almacenaje de petróleo y productos refinados del petróleo, almacenaje y envasado de GLP, estaciones de servicio de combustibles líquidos, estaciones de servicio de Gas Natural Comprimido o Gas Natural Vehicular, plantas de almacenaje de combustibles líquidos, plantas de distribución de GLP en garrafas, plantas de engarrafado de GLP, plantas de *blending* (separación de líquidos y licuables), estaciones de servicio en aeropuertos, y otras que correspondan conforme a ley.
- Aprobar y controlar las tarifas de transporte de hidrocarburos por ductos y las de distribución de Gas Natural por redes y publicarlas en medios de difusión nacional.
- Fijar precios máximos para el mercado interno de Petróleo crudo, de los productos de Refinación, GLP de Plantas, derivados y comercialización de Gas Natural.
- Velar por los derechos y las obligaciones de los Titulares de concesiones y licencias.
- Intervenir las empresas concesionarias o licenciatarias, cualquiera sea su forma de constitución social y designar interventores, siempre y cuando existan causas eminentemente justificadas y que se originen por incumplimientos graves a los contratos y a las disposiciones legales vigentes.
- Declarar y disponer la caducidad o revocatoria de concesiones y licencias, previo proceso.





- Recopilar información, elaborar y publicar estadísticas de la actividad petrolera y preparar balances energéticos del sector.
- Poner en conocimiento de las autoridades competentes las infracciones relativas a la protección del medio ambiente, sobre potenciales o posibles daños que detectare durante el proceso de regulación.
- Velar por el abastecimiento de los productos derivados de los hidrocarburos en el mercado interno.
- Establecer periódicamente los volúmenes necesarios de los hidrocarburos y sus derivados para satisfacer el consumo interno y materias primas requeridas por proyectos de industrialización del sector.
- Velar porque la actividad de los hidrocarburos cumpla con las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia y, cuando sea posible, orientar al mercado a estructuras competitivas.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, tiene la responsabilidad de regular, controlar y supervisar que los precios de los hidrocarburos, productos refinados de Petróleo y GLP de Plantas, en el mercado interno, se fijen a la Paridad de Exportación o a la Paridad de Importación, según corresponda.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, los concesionarios y licenciatarios, mediante el Sistema Oficina del Consumidor "ODECO", atenderán y resolverán los reclamos y consultas de los consumidores en forma gratuita, de manera eficiente y oportuna.
- La Superintendencia de Hidrocarburos, velará por los derechos de los consumidores, fiscalizará el efectivo funcionamiento de los sistemas de reclamación y consultas y sancionará, de acuerdo a la reglamentación, a las empresas que incumplan las normas de atención al consumidor y prestación del servicio, así como podrá tomar acciones preventivas que eviten un mayor número de reclamos.



Sobre el presupuesto asignado a la Superintendencia de Hidrocarburos, el Artículo 7 del proyecto de ley ratifica que el funcionamiento de dicha institución será sustentado con los aportes financieros que provengan de las empresas vinculadas al transporte de hidrocarburos, de aquellas relacionada a la refinación del petróleo y de las empresas que distribuirán gas natural por redes. Asimismo, el artículo nombrado indica que esas empresas contribuirán para el funcionamiento de la Superintendencia General del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE). Esta forma de financiamiento fue motivo de fuertes críticas bajo el razonable criterio de que unas superintendencias financiadas por las petroleras no tienen la necesaria autonomía ni una actitud firme frente a quienes son, al mismo tiempo, el objeto de sus labores de fiscalización y sus financiadores.

Por las atribuciones de gran relevancia que el proyecto de ley le asigna a la Superintendencia de Hidrocarburos es posible afirmar que este ente regulador se constituirá en la institución mas importante en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas. Hasta el momento, los resultados efectivos del trabajo de las instituciones de regulación sectorial han dejado muchas dudas y no han logrado cubrir las expectativas del país. Por esta consideración, nos parece relevante –en el marco del debate nacional sobre los hidrocarburos– poner en la mesa de discusión la conveniencia de transferir las señaladas atribuciones a la empresa estatal del petróleo, YPF.

3.11 El “principio” de la libre competencia

El Artículo 4 de la propuesta de ley contiene “los principios de eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad y libre competencia” que “regirán las actividades petroleras” en el país. El último de los principios citados señala: “Las personas individuales o colectivas dedi-

cadadas a las actividades del sector hidrocarburos, desarrollarán sus actividades en el marco de la libre competencia, con sujeción a la Ley". Este enunciado nos obliga a los siguientes comentarios.

El mercado petrolero en el país y en el mundo se desenvuelve bajos los moldes de un concepto preciso de la economía, el oligopolio. En este modelo de comportamiento predominan conductas empresariales que restringen, precisamente, la libre competencia que proclama el artículo del proyecto de ley que analizamos. Las empresas petroleras transnacionales en Bolivia y el mundo operan en base a comportamientos colusivos mediante acuerdos explícitos o implícitos. Sus intereses, además, se agregan en organizaciones fuertemente gremializadas, tal como ocurre en nuestro país con el vivo ejemplo del comportamiento de la Cámara Nacional de Hidrocarburos, cuya sede se encuentra en la ciudad de Santa Cruz. Por todas estas características, nos parece que el mercado de los hidrocarburos en Bolivia requiere de una fuerte regulación y control por parte del Estado, más aún si se toma en cuenta que las empresas transnacionales actúan en el actual escenario internacional de división del trabajo en los encadenamientos productivos globales o producción mundial integrada. Por todo ello, nos parece que el "principio de la libre competencia" contenido en el proyecto de ley es sólo un enunciado teórico sin relación con la realidad y el funcionamiento de los mercados hidrocarburíferos.

3.12 Libre importación y precios

El Artículo 6 de la propuesta de ley ratifica la libre importación, exportación y comercialización de hidrocarburos, GLP de plantas, productos refinados de petróleo y productos industrializados, tal como lo establece la actual Ley de Hidrocarburos 1689. Donde se marca una clara diferencia es en la libre exportación y comercialización de

hidrocarburos, porque el proyecto de ley señala que, previamente, debe asegurarse la provisión de hidrocarburos para el mercado interno, aspecto que no figuraba así, explícitamente, en la referida norma. El proyecto de ley, además, mantiene como prioritarios, antes de la exportación y comercialización de hidrocarburos, los compromisos de exportación de petróleo, gas natural, GLP, productos refinados de petróleo y –otra novedad– volúmenes de materias primas requeridas para la industria petroquímica instalada en el país (cuando se instalen, se entiende).

Por otra parte, en el mismo Artículo 6, se establece que los precios de los hidrocarburos para el mercado interno (petróleo, productos refinados de petróleo y GLP) se determinarán de acuerdo al concepto “Paridad de Exportación”, entendido éste como el precio de exportación menos los costos de transporte, seguros y demás costos asociados a la exportación. Este concepto mantiene la actual y criticada asociación de los precios internos de los hidrocarburos con los del mercado internacional, es decir, se mantiene la idea de entender Bolivia como si fuese un país que no produce hidrocarburos.

Las importantes reservas de gas natural y petróleo que posee el país, entendemos nosotros, debieran permitirnos la fijación de precios para el mercado interno en base a los costos de producción también internos y a las ganancias que obtienen las empresas extranjeras. Asumiendo esta clase de políticas, los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, por supuesto, serían más bajos. Aquí adquieren significativa relevancia los bajos costos de producción de las empresas petroleras capitalizadas que han sido develados por la Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización.

Respecto de los precios de comercialización de los productos importados, el mismo Artículo 6 de la propuesta de ley señala que dichos precios se determinarán de acuerdo al concepto de “Paridad de Importación”, definido éste como el

precio de referencia internacional sumados los costos de transporte, seguros y demás costos asociados a la importación. Este procedimiento se aplicaría especialmente en el caso del diesel oil debido a que la demanda interna es superior a la producción nacional.

Respecto de los precios de comercialización del gas natural en el mercado interno, el citado artículo del proyecto de ley señala, en primera instancia, que dichos precios “deberán reflejar precios de libre mercado dentro del territorio nacional”. Inmediatamente después, se dice: “La Superintendencia de Hidrocarburos, investigará posiciones dominantes en el mercado y/o la conformación de oligopolios que puedan distorsionar los precios de libre mercado. En tal caso, esta Superintendencia fijará precios máximos del gas natural para el mercado interno”.

Nuevamente nos encontramos, en el texto del proyecto de ley, con mayores atribuciones para la Superintendencia de Hidrocarburos que, en este caso concreto, asume la no poco difícil tarea de enfrentar un escenario en el que predomina, como lo señalamos anteriormente, una estructura de mercado oligopólica y colusiva donde prima el objetivo de mantener la rentabilidad empresarial sobre todas las cosas.

3.13 Prohibición a funcionarios públicos

El Artículo 16 de la propuesta de ley establece, acertadamente, que los funcionarios públicos que hayan desempeñado funciones profesionales en instituciones estatales como el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, YPFB e YPFB SAM, sólo podrán trabajar en empresas petroleras cuando hayan transcurrido tres años desde la finalización de sus compromisos laborales contraídos con el Estado. Esta prohibición, reclamada desde hace varios años, tiene directa relación con casos concretos de profesionales bolivianos que apenas concluida su relación laboral con YPFB o con áreas estatales relacionadas a

los hidrocarburos (Ministerio, Viceministerios, Secretarías) fueron contratados por empresas petroleras extranjeras. Es el caso de Arturo Castaños (Petrobras) y Hugo Peredo (Petrobras), ambos ex presidentes de YPF, y de Carlos Alberto López, ex Vice Ministro de Hidrocarburos, que dejó dicha repartición estatal para trabajar en la empresa capitalizada Chaco.

A pesar de la importancia de este artículo, nos parece todavía insuficiente. Creemos que en el proyecto de ley deben incorporarse prohibiciones terminantes a los funcionarios del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, de YPF y YPF SAM, que impidan la entrega de información técnica y financiera, de vital importancia para el Estado, a las empresas extranjeras. Inclusive nos parece conveniente que el Estado boliviano cree un cuerpo colegiado de asesores en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, en YPF y en el Congreso Nacional, de manera que las ex autoridades estatales vinculadas al Sector Hidrocarburos contribuyan con sus conocimientos a este grupo asesor, una vez culminada su relación directa con el Estado.

4. Conclusiones

Una mirada global e integral a la propuesta de nueva Ley de Hidrocarburos aquí analizada, nos permite señalar que el presidente Mesa, a pesar de ser él mismo y su gobierno un producto político de las movilizaciones sociales de octubre de 2003, no aprovechó esta oportunidad para dar un giro cualitativo en materia hidrocarburífera. La coyuntura política que vivió el país fue extremadamente excepcional para realizar cambios significativos al actual régimen jurídico del Sector Hidrocarburos y generar las bases materiales de la esperanza nacional para que el gas y el petróleo verdaderamente beneficien a Bolivia.

Afirmamos que el gobierno del presidente Mesa perdió esta oportunidad histórica porque el país requiere cons-

truir e implementar una estrategia y política hidrocarburi-fera que incluya, además de los derechos de propiedad, visiones y propuestas concretas para industrializar el gas natural. El país requiere también mejorar los ingresos del Estado mediante la restitución de las regalías y participaciones al 50%, participación real del Estado en la cadena hidrocarburi-fera a través de YPFB –en especial en la fase de industrialización–, definir con precisión los destinos de los recursos financieros que tendrá el país –particularmente para reestructurar el aparato productivo nacional y generar empleo– y, por último, definir a nivel nacional la posición de Bolivia en los probables mercados de exportación, tomando en consideración la importancia estratégica de América Latina y Estados Unidos.

En síntesis, la propuesta de Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa refleja la posición adoptada desde el principio por su gobierno, equidistante de los movimientos sociales, de los partidos políticos y de los sectores empresariales, imprimiéndole así, un carácter ambivalente o inestable a su gestión, ya que trata de ubicarse en el centro del espectro político. La propuesta acerca de los derechos de propiedad confirma contundentemente esta afirmación. Las reservas de gas natural que ascienden a 54,9 TCF no son cuestionadas en términos de los derechos de propiedad puesto que el contenido de los 79 Contratos de Riesgo Compartido se mantiene inalterado.

Bajo esta perspectiva, desde una óptica exageradamente optimista, los nuevos Contratos que define la propuesta de ley entrarán en operación cuando se promulgue la propuesta de Ley; desde una posición objetiva, las empresas petroleras cancelarán operaciones de exploración y se dedicarán exclusivamente a desarrollar proyectos que les permita monetizar las reservas Probadas y Probables de gas natural. Esta situación, por tanto, postergaría la suscripción de los Contratos en los términos sugeridos por la



propuesta de ley hasta la finalización del plazo de los actuales Contratos de Riesgo Compartido. Si éstos fueron suscritos en 1996, y teniendo en cuenta que el plazo de vigencia de estos contratos es de 40 años, será el año 2036 cuando veamos la efectiva aplicación de la nueva Ley de Hidrocarburos del presidente Mesa.







CAPÍTULO IX

Conclusiones y propuestas

La ausencia de una política hidrocarburífera en Bolivia se explica, fundamentalmente, por el marco jurídico vigente en el sector –la Ley de Capitalización, la Ley de Inversiones y la propia Ley de Hidrocarburos– y por la desintegración de la cadena hidrocarburífera nacional provocada, precisamente, por ese régimen jurídico. A partir de esta constatación, nos parece que el actual debate nacional sobre el destino de los recursos no renovables, especialmente el gas natural, debiera desembocar en la formulación de una política energética nacional que resuelva las actuales controversias y que nos entregue a los bolivianos una visión integral de la problemática hidrocarburífera.

Mientras no exista esa política –una política, además, que requiere urgentemente del consenso nacional– la intensa discusión sobre la propiedad de las reservas de gas y petróleo, la producción, mercados, precios, industrialización e ingresos para el Estado, tenderá a derivar, recurrentemente, en la generación de nuevos conflictos como los ocurridos en octubre de 2003. Se trata, entonces, de formular una política energética nacional que defina con precisión y claridad una concepción sobre la generación, apro-



piación y uso del excedente hidrocarburífero. Esto es lo verdaderamente sustancial.

Para la formulación de esa política, debe considerarse, de manera prioritaria, que el actual marco jurídico del Sector Hidrocarburos le concede a las empresas petroleras extranjeras, a través de los contratos de Riesgo Compartido, el derecho de la propiedad sobre los hidrocarburos en la fase de producción o extracción. La única obligación emergente para las empresas, por la vigencia de los citados contratos, es la cancelación de tributos en favor del Estado boliviano.

Aquí debe señalarse que la reciente derogación del Decreto Supremo 24806 por parte del gobierno del presidente Mesa (nos referimos al decreto que define el modelo jurídico de los mencionados contratos de Riesgo Compartido) sólo tiene la fuerza de una medida "simbólica" puesto que esos contratos siguen en vigencia por el periodo establecido en la norma, es decir, por 40 años. La derogación del referido decreto sólo significa que, de aquí para adelante, las empresas petroleras que deseen operar en Bolivia deberán someterse a otro tipo de contratos, los que definen el proyecto de Ley de Hidrocarburos presentada por Carlos Mesa. Empero, éstos tendrían vigencia a partir de 2036, es decir, cuando se cumpla el referido plazo de 40 años.

Otro factor adicional y sumamente importante que debe considerarse en el actual debate nacional es que en las elecciones del 30 de junio de 2002 emergieron nuevas fuerzas políticas con representación parlamentaria que obligan a ampliar la discusión sobre el destino de los hidrocarburos y a convertirla en uno de los temas centrales de la agenda política nacional y del propio Congreso.

En general, los hechos aquí mencionados han configurado un nuevo mapa político nacional crítico a las decisiones y políticas asumidas durante el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997). A partir de estos hechos, y con el objetivo de reflexionar sobre ellos, propo-

nemos dos hipotéticos escenarios y propuestas que podrían ser parte de la Ley de Hidrocarburos y de la ansiada política hidrocarburífera.

Primer escenario

La reversión de la propiedad de las reservas y de la producción de gas natural y petróleo en favor del Estado boliviano es, en sustancia, la hipótesis central de este primer escenario. Esta medida es la única que permitiría la cancelación de los actuales contratos de Riesgo Compartido suscritos con las empresas extranjeras. A su vez, supondría la sustitución del actual marco jurídico a través de dos alternativas: la vigencia inmediata de la Ley de Hidrocarburos N° 1194, del 16 de noviembre de 1990, que estuvo en curso hasta antes de la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689, de 30 de abril de 1996, o el diseño, aprobación e implementación de un nuevo marco jurídico que cancele al que está vigente y que considere los temas en actual debate: propiedad de las reservas, precios, mercados, industrialización, exportación y otros.

El supuesto básico para que este escenario sea posible es que en el país se genere un movimiento político y social –en el ámbito urbano y rural– que tenga la suficiente fuerza y capacidad para la transformación del actual marco jurídico vigente en el Sector Hidrocarburos. Las preguntas que surgen frente a este hipotético escenario son: ¿es posible generar o construir ese movimiento político y social?; ¿existen las condiciones políticas y sociales necesarias para llevar a cabo estas transformaciones?

Por otra parte, la reversión de los derechos de propiedad de los hidrocarburos al Estado boliviano significaría, sin la menor duda, la nacionalización de los 54,9 TCF de gas natural y petróleo que están en manos de las empresas extranjeras bajo el respaldo jurídico de los contratos de Riesgo Comparti-

do. Esta es una decisión esencialmente política que requiere la presencia de un gobierno fuerte con un significativo respaldo social de la población.

A su vez, la búsqueda de alternativas de solución para los aspectos técnicos y económicos inherentes a la nacionalización depende del tipo de decisión política que se tome. Si en la base de esa decisión se encuentra la visión de que el gas natural es una fuente de energía indispensable para el futuro de la humanidad y que por esa razón muchos países están efectuando mutaciones sustanciales en su matriz energética, y si además se considera que dicha decisión establece una clara asociación entre desarrollo nacional y uso de los recursos naturales del país, la indemnización a las empresas transnacionales que surgiría como principal consecuencia de la nacionalización podría encontrar varias fuentes para su financiamiento. Una de ellas sería la titularización de las reservas certificadas de gas natural y petróleo, una medida que, además, no necesariamente significaría la exclusión de las empresas extranjeras del mercado hidrocarburífero nacional sino más bien su incorporación con nuevas reglas del juego que beneficien equitativamente al Estado boliviano y a esas empresas. Esta posibilidad, además, no es ajena a la historia petrolera nacional, puesto que la presencia de empresas transnacionales en Bolivia –en diferentes momentos y bajo regímenes jurídicos distintos– ha sido permanente. Y algo más en esta misma dirección: el propio proyecto de ley de Carlos Mesa plantea un modelo de Contrato, el de Producción Compartida, que expresa claramente la presencia de empresas extranjeras en condiciones distintas a las actuales.

Segundo escenario

La revisión y ajuste de la normatividad vigente en el Sector Hidrocarburos es el núcleo central de un hipotético

segundo escenario en el que podría desembocar el debate nacional sobre el gas y el petróleo. El supuesto básico que haría posible este escenario es que se produzca un acuerdo entre las empresas transnacionales, el Gobierno nacional, los partidos políticos y las organizaciones de la sociedad.

El acuerdo que haría posible este escenario tendría que considerar que la actual situación del mercado de los hidrocarburos es cualitativamente diferente a la que se presentaba en el periodo previo a la Capitalización y privatización del sector. Los diseñadores del régimen hidrocarburiífero vigente y las empresas petroleras que suscribieron los actuales contratos de Riesgo Compartido, difícilmente pudieron imaginar que las reservas de gas natural, después del proceso de Capitalización, se multiplicarían por diez en menos de diez años. En el mejor de los casos, sus expectativas se afincaban en un incremento importante de esas reservas que les permita cumplir con el contrato de venta de gas a Brasil.

Pero aún si fue posible imaginar un incremento de reservas de gas como el que se produjo en el país, el contexto político y social actual que se vive en Bolivia plantea la pertinencia de reconsiderar las normas del mercado de hidrocarburos vigentes. En este sentido, si las empresas transnacionales, los partidos políticos, el Gobierno y las organizaciones de la sociedad civil coinciden en esta lectura de la realidad, y si existe la necesaria amplitud y disposición por parte de todos ellos, el cambio sustancial de la actual normativa hidrocarburiífera vigente se convertirá en un escenario posible para la definición del debate nacional sobre el gas y el petróleo.

Un elemento central de este escenario que vale la pena mencionar es la necesidad de diferenciar claramente los actuales contratos de Riesgo Compartido suscritos con las empresas capitalizadas (Andina, Chaco y Transredes) de

aquellos que fueron firmados con empresas que operan en el país al margen del proceso de Capitalización y bajo el marco de la actual Ley de Hidrocarburos. Esta diferenciación es importante porque las reservas certificadas de gas natural están en manos de las empresas capitalizadas y privatizadas en proporciones diferentes.

En general, un escenario como el que acabamos de describir debe considerar dos aspectos sustanciales no precisamente coincidentes: por una parte, los actuales contratos de Riesgo Compartido representan compromisos asumidos por el Estado boliviano frente a la comunidad internacional, con todas las consecuencias que estos compromisos conllevan en términos de su eventual disolución, y, por otro lado, el cada vez más creciente sentimiento nacional que plantea la recuperación de la propiedad de las reservas de gas natural en favor del Estado boliviano.

A partir de estos dos escenarios posibles en los que podría desembocar el debate nacional sobre el destino de los hidrocarburos, presentamos a continuación, un conjunto de propuestas y medidas concretas que pretenden aportar al debate referido.

I. Modificación o ajuste de los contratos de Riesgo Compartido

Indudablemente, el punto central en el que se condensa la problemática hidrocarburífera nacional es la relación contractual que se establece entre el Estado nacional y las empresas petroleras transnacionales. Precisamente por ello, la modificación o ajuste de los actuales contratos de Riesgo Compartido, en dirección de establecer una relación más equitativa entre Estado y empresas, debiera considerar un conjunto de aspectos puntuales que pasamos a desarrollar.

i) Política Nacional de Energía

La relación contractual entre Estado y empresas debe encuadrarse a una verdadera Política Nacional de Energía que contemple toda la problemática hidrocarburífera actual: propiedad, precios, mercados interno y externo, proyectos de industrialización, regalías y participaciones y tributos.

ii) Reclasificación de reservas

Respecto de las reservas de gas natural, aquellas que actualmente han sido definidas como reservas nuevas y existentes, y todas aquellas que se descubran en el futuro, deberían pagar regalías y participaciones equivalentes al 30% del precio de los hidrocarburos en boca de pozo. Este porcentaje guarda relación con el promedio vigente en la mayoría de los países de América Latina.

iii) Generar y desarrollar capacidad de fiscalización

Es indudable que en los próximos años se producirá un incremento notable de los volúmenes de producción y exportación de gas natural. Los compromisos vigentes de venta a Brasil que suponen la utilización plena del gasoducto, una muy probable expansión de la demanda por parte de ese país, las crecientes exportaciones a la Argentina, la posibilidad todavía vigente de exportar gas a México y Estados Unidos, los proyectos de industrialización y la expansión del consumo en el mercado interno a través de la sustitución de gasolinas por gas natural en el parque automotor y la ampliación de la red de gas domiciliario, así lo confirman.

Como se sabe, de la dinámica de la producción y la venta de hidrocarburos depende una gruesa tajada de los ingresos del Estado boliviano. Dichos ingresos, sujetos al sistema tributario vigente, dependen también de la capacidad de fiscali-

zación del Estado sobre las empresas productoras y exportadoras de gas y petróleo. Por todo ello, es imprescindible la mejora sustancial de la capacidad estatal para realizar el respectivo seguimiento, control y fiscalización de las transacciones de las empresas extranjeras. Estas empresas, como lo señalamos anteriormente, tienen una amplia trayectoria y experiencia en el manejo del negocio petrolero.

El Estado boliviano, por tanto, está en la obligación de conformar y consolidar instituciones y capacidades profesionales con alta calificación para asegurar que el pago de los tributos reflejen la magnitud de las inversiones y los negocios en el Sector Hidrocarburos.

Un manifiesto apoyo político de los poderes Ejecutivo y Legislativo al actual Ministerio de Minería e Hidrocarburos y al Servicio de Impuestos Internos, con la consiguiente conformación de un grupo de profesionales de alta calificación, son los requisitos inmediatos para hacer posible una verdadera presencia estatal en el Sector Hidrocarburos. El pobre desempeño de impuestos como del de la utilidades (IUE), el aplicado a la remisión de ganancias al exterior (IRUE), el IVA y el Impuesto a las Transacciones (IT), desde el inicio del proceso de Capitalización, así lo exige. Igual atención merece –en términos de evaluación y pertinencia– el crédito fiscal del que se benefician actualmente las empresas extranjeras. Hasta la fecha, este mecanismo no ha merecido la adecuada fiscalización por parte del Estado. Debería considerarse, incluso, su supresión.

iv) Revisión del Surtax

Siete años después de su creación, la única certeza que se tiene sobre el impuesto a las utilidades extraordinarias (SURTAX) es la necesidad de replantear y evaluar su vigencia, especialmente por las expectativas que generan, en términos de recaudación impositiva, los grandes campos



hidrocarburíferos San Alberto, San Antonio, Itaú y Margarita. Debe evaluarse con precisión el alcance de este impuesto y la posibilidad real de cobrarlo. Si dicha evaluación arroja resultados menores a las expectativas, deberían considerarse soluciones alternativas que aseguren ingresos significativos en favor del TGN.

v) Cotización en el mercado de capitales

La dimensión de los negocios petroleros en Bolivia, la urgencia de establecer mecanismos de seguimiento, control y fiscalización por parte del Estado en el Sector Hidrocarburos y, fundamentalmente, la necesidad de transparentar la información de los estados financieros de las empresas transnacionales, son argumentos suficientes para considerar la obligatoriedad, para las citadas empresas, de registrar sus operaciones y cotizar sus acciones en el mercado boliviano de capitales.

vi) Precio en boca de pozo

Los proyectos de exportación de gas natural, por sus distintas peculiaridades y dimensiones, plantean la necesidad de diseño y aprobación de metodologías específicas para el cálculo de precios de los hidrocarburos en boca de pozo. Dicha tarea debiera asumirla YPFB en nombre del Estado boliviano.

vii) Participación del Estado en los proyectos de industrialización

La Capitalización y privatización del Sector Hidrocarburos no contempló la posibilidad de desarrollar, junto a los proyectos de exportación de hidrocarburos, otros que incorporen valor agregado a la producción. La venta de gas natu-



ral a ultramar –el caso del LNG–, la conversión de gas a líquidos (GTL), la instalación de termoeléctricas, proyectos de petroquímica, producción de fertilizantes y la propia conversión energética del parque automotor, fueron alternativas ajenas a los planes iniciales de la señalada privatización del sector. Por ello, y debido a las nuevas condiciones políticas creadas en el país para el mejor aprovechamiento de los recursos no renovables, urge encontrar los mecanismos que hagan posible la participación del Estado en todos los futuros emprendimientos de industrialización de los hidrocarburos. Esos mecanismos deberían traducirse en una participación estatal situada en el rango del 10 al 50% en los paquetes accionarios de los proyectos a desarrollar.

viii) Ajustes a la Capitalización

La hasta ahora teórica propiedad de los bolivianos sobre el 48% de las acciones de las empresas capitalizadas (Andina, Chaco y Transredes en el Sector Hidrocarburos) debe hacerse verdaderamente efectiva a través de al menos cuatro ajustes a los actuales Contratos de Capitalización y de Administración de esas empresas:

- a) los directores que representan los intereses nacionales en los directorios de las empresas capitalizadas deberían ser elegidos en el Congreso Nacional con el mandato específico de entregar información periódica sobre sus estados financieros, funcionamiento y sobre las principales decisiones que se asuman en esas empresas;
- b) los mencionados directores así designados y el Congreso Nacional deberían realizar un seguimiento continuo al desenvolvimiento de las empresas capitalizadas para garantizar que la entrega de dividendos a sus socios bolivianos corresponda verdaderamente a las ganancias obtenidas; asimismo, directores y Parlamen-

- to, junto al Poder Ejecutivo, deberían generar las condiciones para que las empresas capitalizadas registren sus operaciones en el mercado nacional de capitales;
- c) los directores que representen los intereses de los bolivianos en las capitalizadas deberían fiscalizar las ganancias y los dividendos en poder de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP).
 - d) debería considerarse la posibilidad de que las acciones de los bolivianos que están en poder de las AFP pasen a manos del Estado boliviano para evitar su futura privatización o venta.

II. Diseño, aprobación e implementación de un nuevo marco jurídico

El presupuesto fundamental que subyace en la propuesta de diseño e implementación de un nuevo marco jurídico para los hidrocarburos es que el actual nivel de reservas de gas natural, que asciende a 54,9 trillones de pies cúbicos (TCF), corresponde a la exploración del 12% del territorio nacional, es decir, sólo 60 mil kilómetros cuadrados de los 500 mil del territorio nacional calificados como potenciales reservorios de hidrocarburos. Estimaciones de expertos en la materia indican que en los próximos años la reserva actual de gas natural podría ser multiplicada por 2 ó 3 veces.

Éste es el verdadero sentido de una necesaria modificación del marco jurídico sobre hidrocarburos vigente en el país. Se trata de un nuevo régimen que serviría como soporte de las reservas de hidrocarburos que se descubran en el futuro y que nos permita recuperar la propiedad de esas reservas para beneficio de las próximas generaciones de bolivianos. Éste es el sentido de una nueva Ley de Hidrocarburos que, además, debiera reflejar la orientación y contenidos de lo que aquí llamamos Política Nacional de Ener-

gía, una política que contemple la dinámica de cada una de las fases de la cadena hidrocarburífera y que le permita al país contar con una visión integral del circuito de la generación, apropiación y uso del excedente hidrocarburífero.

Respecto de la propiedad de las reservas y la producción de hidrocarburos, esa Política Nacional de Energía debiera, al menos, restablecer la concepción vigente antes de la actual Ley de Hidrocarburos 1689, de manera que el Estado boliviano y las empresas extranjeras se beneficien de la producción en partes iguales y, sobre la proporción que le corresponde a las empresas extranjeras, éstas paguen los tributos correspondientes.

Esta propuesta, además, no significaría cambios sustantivos en la relación entre Estado y empresas extranjeras, ya que los países latinoamericanos que optaron por no privatizar sus recursos hidrocarburíferos mantienen una relación parecida a la señalada. En otras palabras, como la situación actual del Sector Hidrocarburos es cualitativamente diferente a la que existía antes del proceso privatización y capitalización del sector –por la dimensión de las reservas de gas natural y por la alta probabilidad de incrementarlas en el futuro– el Estado boliviano está en condiciones de elaborar un nuevo marco jurídico y de negociar una nueva relación contractual con las empresas petroleras transnacionales.

En consecuencia, el país tiene mejores posibilidades para negociar y llegar a acuerdos favorables en materia de propiedad de las reservas y producción de los hidrocarburos, mercados interno y externo, precio en boca de pozo, industrialización, rol de las empresas transnacionales, regalías, participaciones y tributos.

El diseño, la aprobación e implementación de un nuevo marco jurídico debería considerar, en primer lugar, la participación del Estado en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera. La participación estatal en la industria petrolera debe constituirse en la base del diseño de la

Política Nacional de Energía y en el establecimiento de una nueva matriz tributaria.

En segundo lugar, ese nuevo marco jurídico debe orientarse a recuperar la propiedad de las reservas de gas natural y de petróleo, en especial, de los nuevos descubrimientos. A su vez, deberá estar orientado a mejorar sustantivamente los ingresos que perciba el Estado nacional por concepto de regalías, participaciones y tributos. En el diseño de una nueva Ley de Hidrocarburos, por tanto, es fundamental la reconsideración del sistema tributario.

Y en ese contexto, la recuperación del 50% de regalías y participaciones en la etapa del *Upstream* (exploración y explotación) resulta sustancial porque así se aseguraría que el TGN cuente con mayores recursos. Y sobre este último aspecto, resulta importante considerar como referencias las experiencias existentes en países limítrofes como Argentina y Perú. En el primero de los países mencionados se pagan regalías del 15% sobre la producción y se beneficia a las provincias. En Perú existe un sistema progresivo de aplicación de impuestos, es decir, una escala creciente de regalías de manera que a medida que aumenta la producción se incrementa el impuesto. En Bolivia, en cambio, existe un sistema fijo de aplicación de impuestos, y nos parece que el modelo más adecuado es el que está vigente en Perú.

Estas consideraciones, además, exigen la definición de políticas para el uso de esos recursos de manera que no se repitan las experiencias adversas que ha vivido el país a lo largo de su historia en el uso de los excedentes generados por la venta de materias primas. Para ello, se propone la creación de una organización descentralizada con autonomía de gestión para que los recursos del gas natural se orienten, exclusivamente, a actividades dirigidas a la reestructuración productiva y la generación de empleo en el ámbito urbano y rural y, a su vez, a la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad de los servicios de educación y salud.

El incremento vertiginoso de las reservas de gas natural, por otra parte, nos obliga a reflexionar sobre el posicionamiento de Bolivia en el mercado sudamericano de hidrocarburos y en el destino del gas natural, no sólo desde el punto de vista de la exportación de ese energético como materia prima, sino, fundamentalmente, bajo la premisa de incorporar valor agregado al gas y petróleo bolivianos

La dinámica actual del mercado sudamericano de los hidrocarburos nos indica que la Política Nacional de Energía debe considerar la necesidad de priorizar una efectiva relación con Brasil, Argentina y Chile, fundamentalmente. Es en la relación con los mercados de esos países donde adquiere importancia la incorporación de valor agregado a los hidrocarburos bolivianos. Estamos hablando de proyectos de petroquímica, generación de electricidad, transformación de gas natural en líquidos, instalación de redes domiciliarias y cambio de la fuente energética del parque automotor.

La relevancia de una política como la que se señala estriba en que sólo así será posible romper la dinámica histórica de Bolivia reducida a la exportación de materias primas, para pasar a una nueva fase que nos permitiría incorporarnos al mercado internacional con productos que contengan valor agregado, aspecto que beneficiaría, por un lado, a la calificación del aparato productivo y, por otro, a mejorar los ingresos de las arcas fiscales.

III. Posición del gobierno del presidente Carlos Mesa

El presidente Carlos Mesa y su Gobierno, nacidos de las movilizaciones sociales de octubre, se encuentran frente a la oportunidad histórica de dar un giro cualitativo en materia hidrocarburífera. La coyuntura es extremadamente excepcional para realizar cambios significativos en la

normatividad legal y materializar la esperanza nacional que exige que los recursos del gas natural y el petróleo beneficien verdaderamente a Bolivia.

Lo propuesta de Ley de Hidrocarburos de Carlos Mesa, analizada en el anterior capítulo, induce a señalar que el Presidente optó por algunos aspectos indicados en los escenarios y propuestas anteriormente abordados. En términos generales, el Presidente y su gobierno se inclinaron a realizar ajustes a la Ley 1689 de Sánchez de Lozada e introducir algunos elementos que configuran una todavía frágil visión estatal sobre el Sector Hidrocarburos, pero, al mismo tiempo, la propuesta de ley rehuye deliberadamente los temas considerados “duros”, entre ellos, los contratos de Riesgo Compartido, los derechos de propiedad, la regalía y la industrialización.

Los seis meses de gobierno del presidente Mesa nos indican que se vienen postergando, incomprensiblemente, las decisiones políticas que exige la excepcional coyuntura. Por ello, planteamos aquí tres posibles e hipotéticos cursos en los que podría desembocar la actual situación política en relación con los hidrocarburos:

- i) Un acuerdo entre el gobierno y las empresas petroleras supondría, al menos, la mejora en los ingresos del TGN a través de la aplicación del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH) y la participación de YPFB en los proyectos de industrialización del gas natural (dicha participación se haría a través de la empresa YPFB SAM /Sociedad Anónima Mixta). Los alcances de una nueva Ley de Hidrocarburos incluirían el uso intensivo del gas natural en el mercado interno a través de la instalación de gas domiciliario y la sustitución del uso de gasolinas por gas en el parque automotor. La concreción de proyectos de exportación de gas natural a Brasil, México y Argentina se suman también a los planes

del gobierno. La aprobación del proyecto de ley del gobierno quedará en manos del Congreso y, por tanto, se asumirá una decisión política que deberá considerar otros proyectos de ley presentados por organizaciones sociales y partidos políticos.

- ii) Es altamente probable que las principales organizaciones sociales protagonistas de los conflictos de octubre cuestionen el proyecto de ley del Ejecutivo porque no contiene uno de sus principales planteamientos: la recuperación de los derechos de propiedad de los hidrocarburos en favor del Estado y la restitución del 50% de regalías. Así lo han expresado, en enero de 2004, organizaciones sociales como la COB, la CSUTCB y la COR de El Alto. Este segundo posible curso de los hechos podría desembocar en nuevos conflictos sociales.

[Si fuese éste el curso que tomen los hechos en el futuro inmediato, en las dos alternativas señaladas, el gobierno del presidente Mesa habría perdido la oportunidad histórica de construir e implementar una verdadera estrategia y política hidrocarburífera nacionales con todos los componentes señalados en el presente trabajo: efectivos derechos de propiedad; visiones y propuestas concretas de industrializar el gas natural; mejora sustancial de los ingresos del Estado mediante la restitución de las regalías y participaciones al 50%; eliminación del SURTAX e implementación de un impuesto efectivo para la captación de nuevos ingresos; participación real del Estado en la cadena hidrocarburífera a través de YPFB, en especial en la fase de industrialización; definición precisa del uso de los recursos financieros provenientes del gas para reestructurar el aparato productivo nacional y generar empleo; y, por último, definir la posición de Bolivia en los probables mercados de exportación, tomando en consideración la importancia estratégica de América Latina y los Estados Unidos]



iii) Un tercer e hipotético curso en el que podrían desembocar los hechos, supondría un cambio significativo del comportamiento y la actitud gubernamental en dirección de llegar a acuerdos o consensos básicos entre los sectores sociales y regiones productoras de hidrocarburos en los aspectos que actualmente están obstruyendo las decisiones gubernamentales. De la capacidad de negociación y de los acuerdos a los que pudiera llegar el Gobierno con los sectores sociales podrían obtenerse resultados que generarían un cuadro diferente de negociación con las empresas petroleras transnacionales, sobre la base de un gobierno que ha logrado un verdadero respaldo social. En este marco, nos parece que sería prudente conformar una Comisión de Energía Nacional con participación de representantes de las organizaciones sociales y regiones productoras de hidrocarburos. Esta posibilidad de desemboque de los hechos está íntimamente vinculada a la verdadera recuperación o nacionalización de los recursos hidrocarbúferos.

En cualesquiera de estos tres posibles rumbos en los que pueda desembocar la actual situación política en relación al debate sobre los hidrocarburos, el espacio de decisiones políticas recaerá, finalmente, en el Congreso Nacional. Debiera entenderse, en todo caso, que el curso de los hechos le ofrece al Parlamento una oportunidad para acoger las diversas visiones y propuestas sobre futuro del gas y el petróleo bolivianos. Al mismo tiempo, no se puede dejar de tomar en cuenta que el Congreso asumirá decisiones en el marco de una evidente falta de credibilidad de los partidos políticos en el plano nacional y de un clima de asedio al Legislativo a cargo de diferentes grupos de presión: las propias empresas petroleras transnacionales (Cámara de Hidrocarburos de Bolivia), la Embajada de Estados Uni-





dos, las regiones productoras de hidrocarburos, a través de los Comités Cívicos y Federaciones de Empresarios, y las organizaciones de los movimientos sociales. Sin embargo, el Congreso Nacional no puede eludir su responsabilidad histórica frente al país, pues de sus decisiones dependerá, en gran medida, el futuro mediano e inmediato de Bolivia. Bajo ese contexto, es fundamental que los partidos políticos y los representantes parlamentarios estén a la altura de estos retos. Sólo así, el país podrá recuperar y utilizar la renta petrolera para sentar las bases de una diferente trayectoria y orientación del desarrollo nacional.





Bibliografía

AA VV

2001 *Foro YPFB vs. capitalización*, en *Revista de Sociología*, La Paz, UMSA.

AA VV

2002 *La cuestión del gas. ¿Desarrollo o dilapidación?*, en revista *Dinámica Económica*, N° 11, La Paz, Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Mayor de San Andrés.

AA VV

2002 *Capitalización en Bolivia*, en revista especializada del Centro de Diplomados en Altos Estudios Nacionales, N° 31, La Paz, año XIII, enero.

AA VV

2003 *Gas para todos los bolivianos*, en revista *Artículo Primero* N° 12, Santa Cruz, Centro de Estudios Jurídicos y Sociales, marzo.

AYALA ESPINO, JOSÉ

2000a *Fundamentos institucionales del mercado*, México, UNAM.

2000b *Instituciones y economía*, México, FCE, cap. VI.



BANCO MUNDIAL

- 2002 *Republic of Bolivia. Natural Gas Market Development Study (NGMDS), Draft Concept Paper, February 27.*

CAMPODÓNICO S., HUMBERTO

- 1999 *La inversión en el sector petrolero peruano en el periodo 1993-2000, serie "Reformas económicas", N° 23, CEPAL.*

HONTY, GERARDO

- 2002 *Energía, ambiente y desarrollo en el Mercosur, Montevideo, Coscoroba, enero.*

MOGUILLANSKY GRACIELA Y BIELSCHOWSKY

- 2000 *Inversión y reformas económicas, México, FCE.*

NACIONES UNIDAS

- 2001 *Journal Latinoamericana. Información y Tecnología para América Latina, Revista Oil y Gas, septiembre/octubre.*
- 1999 *La inversión extranjera en América Latina, Santiago de Chile.*

OFICINA DEL DELEGADO PRESIDENCIAL PARA LA REVISIÓN Y MEJORA DE LA CAPITALIZACIÓN

- 2003a *Las capitalizadas en cifras. Estados financieros, cuaderno N° 1, La Paz.*
- 2003b *Las capitalizadas en cifras. Contribución tributaria y pago de dividendos, cuaderno N° 2, La Paz, julio.*
- 2003c *Las capitalizadas en cifras. Ejecución de inversiones, cuaderno N° 3, La Paz, agosto.*
- 2003d *Las capitalizadas en cifras. Sector hidrocarburos, cuaderno N° 4, La Paz, noviembre.*

ROMERO, FERNANDO Y FRANCESCO ZARATTI

- 2002 *El gas natural en Bolivia, taller de análisis de la realidad, Centro de Promoción del Laicado "Ricardo Bacherer", La Paz, marzo.*

SALINAS LUIS, XAVIER LEMA Y LOURDES ESPINOSA
 2002 *La capitalización, cinco años después*, La Paz, Fundación Milenio.

Suplemento *Negocios*, *La Prensa*, (La Paz), 5 de mayo de 2002

Varios números del semanario *Energy Press, Energía y Negocios*, (Santa Cruz), 2002.

VERA-VASSALO, ALEJANDRO C.

1996 "La inversión extranjera y el desarrollo competitivo en América Latina y el Caribe", en *Revista de la Cepal* N° 60, Santiago de Chile.

VILLEGAS Q., CARLOS

2001 *La negociación de la deuda externa en el último tercio del siglo XX, en la deuda externa en Bolivia, 125 años de renegociaciones y ¿cuántos más?*, La Paz, CEDLA.

1999 *Nuevos agentes de inversión en Bolivia*, La Paz, CEDLA.

2003 "Rebelión popular y los derechos de propiedad de los hidrocarburos" en *Revista del Observatorio Social de América Latina*, N° 12, Buenos Aires, Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales (CLACSO), año IV, septiembre- diciembre.

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS

2001 *Informe mensual*, La Paz, diciembre.