

.....
Estudio de Caso N° 49

EVALUACION DE LA POLITICA REGULATORIA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN BOLIVIA

Tatiana Genuzio Patzi

Esta es una versión resumida del Estudio de Caso realizado por la autora para obtener el grado de Magister en Gestión y Políticas Públicas de la Universidad de Chile.

Agradecemos el apoyo proporcionado por la Fundación Ford, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y de la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional ACDI

Agosto 2000



Universidad de Chile
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Ingeniería Industrial

Av. República 701 • Fono: (562) 678 4067 • Fax: (562) 689 4987
E-mail: mgpp@dii.uchile.cl
Sitio web: <http://www.dii.uchile.cl/mgpp/>
Casilla 86 - D, Santiago - Chile

RESUMEN EJECUTIVO

En este estudio se evalúa, transcurridos tres años de la reforma de 1996 al sector hidrocarburos de Bolivia; en particular, si ésta ha cumplido con sus objetivos de: incorporar a los privados a las actividades petroleras de exploración y explotación y; lograr mayores ingresos fiscales al implementar un régimen tributario que discrimina por tipo de áreas (tradicionales y no tradicionales). Para ello se construyen indicadores sobre las reservas hidrocarburíferas, la inversión en exploración, la superficie explorada, los pozos exploratorios, las recaudaciones por objeto de impuestos, la producción y las licitaciones. Se concluye que aumentó la inversión en exploración y explotación de las empresas privadas mientras había áreas tradicionales disponibles. En tanto la inversión en áreas no tradicionales disminuyó, por lo que el gobierno boliviano ofreció incentivos adicionales, para la exploración y explotación de áreas no tradicionales. Respecto al efecto del régimen tributario sobre los ingresos fiscales, se concluye que: en el caso de las regalías departamentales, el efecto del régimen tributario es nulo, pues cualquier variación de las recaudaciones responde a las fluctuaciones del precio internacional de los hidrocarburos. En el caso de las participaciones se observa un trade off entre ingresos fiscales e incentivos a la exploración de áreas no tradicionales, ya que si bien la recaudación por este concepto aumentó en el corto plazo, en la medida que la exploración de áreas no tradicionales crezca, la tendencia se revertirá. A partir de estos resultados se recomienda que el gobierno sea cuidadoso en la flexibilización de las obligaciones impositivas a favor de nuevos inversores, ya que esto generará descontento por parte de las empresas que mantienen contratos de riesgo compartido. Por otra parte, debido a la importancia de las recaudaciones por hidrocarburos se sugiere diseñar mecanismos que neutralicen la variabilidad de los ingresos producto de la fluctuación de los precios internacionales.

INTRODUCCIÓN

Durante la década de los '90, los regímenes petroleros de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela experimentaron importantes modificaciones impulsadas fundamentalmente por la búsqueda de competitividad y un menor protagonismo estatal, al otorgar un papel preponderante al mercado como instancia de articulación de un complejo juego de intereses entre "lo público" y "lo privado" (Sánchez Albavera, 1995).

Algunos de los factores que desencadenaron las reformas fueron la crisis de la deuda externa que afectó la disponibilidad de crédito; la necesidad de reducción de las transferencias presupuestarias para cubrir los déficit de las empresas públicas; la condicionalidad de organismos financieros internacionales como el FMI y el Banco Mundial, y la pérdida de legitimidad de políticas estatistas y de exclusión del capital privado. Además de los factores mencionados, hubo otros más específicos relacionados con la actividad petrolera como la reducción de reservas hidrocarburíferas, el requerimiento de recursos fiscales y las reducidas potencialidades internas.

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

En Bolivia, el crecimiento promedio del PIB de aproximadamente 4% anual (gestión 1989-1993) y la mala administración del Estado sobre los recursos y las empresas, fueron la base para la formación del modelo de reforma económica y la capitalización (Requena y Chávez, 1998).

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

La nueva Ley N° 1.689 que establece un marco jurídico regulatorio competitivo, estable y atractivo para las inversiones en toda la cadena de la industria.

El gasoducto al Brasil que vinculará la producción boliviana con el mercado brasileño.

La capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB, que provee los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los campos, mejoramiento de los ductos y aportes a las compañías transportadoras de gas, tanto en el lado boliviano como en el brasileño.

En 1996 se promulgó la Ley N° 1.689, vigente en la actualidad, que persigue dos objetivos: abre las actividades petroleras de exploración y explotación (*upstream*) a la iniciativa privada, a través del establecimiento de Contratos de Riesgo Compartido con YPFB, y busca procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías, participaciones y patentes.

Como resultado de los cambios aplicados a la modalidad de contratación se adoptó el contrato de riesgo compartido, mediante el cual se cede la propiedad de los hidrocarburos al concesionario. Respecto de las modificaciones al régimen tributario, se determinó que el impuesto debe discriminar por tipo de hidrocarburo y por destinatario del recurso. También se estableció una tasa consolidada sobre el valor de la producción de los hidrocarburos en boca de pozo de 50% para los existentes (antes de la Ley de Capitalización) y de 18% para los hidrocarburos nuevos (posteriores a la Ley de Capitalización); a diferencia de la tasa de 31% aplicada por la anterior Ley N° 1.194 que no discriminaba por tipo de hidrocarburo.

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

El propósito de este estudio de caso, es examinar en qué medida el tratamiento regulatorio actual del Sector Hidrocarburos y sus resultados son coherentes con los objetivos planteados en la Ley N° 1.689. La metodología empleada consiste en analizar datos de fuentes secundarias y textos, además de la construcción de algunos indicadores:

Reservas hidrocarburíferas: se utilizará el indicador reservas probadas/producción con el propósito de observar la tendencia resultante de la implementación de la Ley.
Inversión en exploración: se examinará la inversión en exploración realizada por las empresas bajo la forma de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) que son los compromisos de inversión en exploración de los empresas para los próximos años y se constituye en uno de los mecanismos con que cuenta el Estado para garantizar el cumplimiento en la inversión en exploración.

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

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

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

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

Producción: se examina el cambio de la estructura de producción como resultado de la apertura del *upstream*.

Licitaciones: se analiza la respuesta de las empresas privadas a la peculiar forma de licitación mediante UTE. Para ello, se examina cada una de las licitaciones realizadas para observar la participación de nuevas empresas, el porcentaje de áreas en su poder y la preferencia por áreas tradicionales y no tradicionales.

I. REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN AMÉRICA LATINA

1. PRINCIPALES CAUSAS DE LAS REFORMAS

Durante la década de los '90, los regímenes petroleros de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela, experimentaron importantes modificaciones impulsadas, fundamentalmente, por la búsqueda de competitividad y el menor protagonismo estatal, otorgando un papel preponderante al mercado como instancia de articulación de un complejo juego de intereses entre "lo público" y "lo privado" (Sánchez Albavera, 1995). Algunos de los factores que desencadenaron las reformas fueron la crisis de la deuda externa que afectó la disponibilidad de crédito; la necesidad de reducir las transferencias presupuestarias para cubrir los déficit de las empresas públicas; la condicionalidad de organismos financieros internacionales como el FMI y el Banco Mundial, y la pérdida de legitimidad de políticas estatistas y de exclusión del capital privado. Además de los factores mencionados, hubo otros relacionados con la actividad petrolera como la reducción de reservas hidrocarburíferas, el requerimiento de recursos fiscales y las reducidas potencialidades internas.

Las modificaciones a las leyes de petróleo y gas natural se sustentan en las reformas económicas asociadas al paradigma neoliberal dominante: el ajuste estructural que otorga a las fuerzas del mercado la preeminencia en la asignación de recursos y justifica la intervención del Estado sólo si se afecta el interés nacional y la libre competencia, o se producen efectos contraproducentes desde el punto de vista de la equidad social.

Reformas en el *upstream* y en el *downstream*

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

las reservas existentes, y la eliminación de barreras a la inversión extranjera en zonas con importante riqueza petrolífera como Rusia y China.

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

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

II. REFORMAS AL SECTOR HIDROCARBUROS DE BOLIVIA

1. EL TRIÁNGULO ENERGÉTICO

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

La nueva Ley N° 1.689 que establece un marco jurídico regulatorio competitivo, estable y atractivo para las inversiones en toda la cadena de la industria.

El gasoducto al Brasil que vinculará la producción boliviana con el mercado brasileño.

La capitalización de YPFB que provee los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los campos, mejoramiento de los ductos y aportes a las compañías transportadoras de gas, tanto en el lado boliviano como el brasileño.

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

El derecho de explorar y explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos lo ejerce el Estado mediante YPFB. Para ello, esta empresa celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras (art. 1°, Ley N° 1.689).

La Constitución Política de Estado en su artículo 139 determina que “la exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado”. Por lo tanto, la Ley N° 1.689 estaría imponiendo una restricción a YPFB para que no desarrolle por su cuenta las fases del *upstream*, sino que a través de concesiones y contratos por tiempo limitado a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, dejando claramente establecido que el Estado y YPFB no asumirán

ninguna obligación de financiamiento ni responsabilidad ante terceros con respecto a los contratos de riesgo compartido.

La Ley de Capitalización sentó las bases para que aquellas empresas deficitarias, entre las que se distinguía YPF, puedan potenciar sus recursos y tecnología a través de la apertura a la inversión extranjera. Por su parte, el gasoducto Bolivia-Brasil¹ constituye la base de la dinamización de la industria de los hidrocarburos bolivianos, ya que se garantiza la producción de hidrocarburos, en especial el gas natural de exportación, al contar con un mercado seguro por un período amplio.

Puesta en marcha la capitalización y la construcción del gasoducto, la Ley N° 1.689 sienta las bases para incentivar la exploración, explotación e inversión de riesgo para asegurar el abastecimiento interno de hidrocarburos líquidos y generar excedentes de exportación.

2. LEY DE HIDROCARBUROS N° 1.689

A. Objetivos, funciones y principios

El 30 de abril de 1996 se promulgó la Ley N° 1.689. Sus principales objetivos son la apertura de las actividades de exploración y explotación (*upstream*) a la iniciativa privada, a través de contratos de riesgo compartido con YPF, y mediante la denominación y adjudicación de áreas de interés hidrocarburífero a través de licitaciones internacionales; la libre importación, exportación y comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados, y la obtención de mayores ingresos fiscales por concepto de regalías, participaciones y patentes.

La ley norma las actividades del sector de hidrocarburos²; establece los principios para los contratos de riesgo compartido para las actividades de exploración y explotación;

¹ Transportará gas natural de Bolivia a Brasil según las condiciones estipuladas en el Contrato de Compraventa firmado por Petrobras y YPF (1993) por un plazo de 20 años contados a partir del inicio del suministro (1999), el que puede prorrogarse por acuerdo de las partes.

² Clasificadas en explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural por redes.

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

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

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

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

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

B. Modalidades de los contratos

La modalidad de contratación señalada por la Ley N° 1.689 adopta la forma de contratos de riesgo compartido e incluye la conversión de los contratos de operación y de asociación existentes. El área de un contrato de riesgo compartido está formada por

una extensión máxima de 40 parcelas en las zonas tradicionales y 400 parcelas en las no tradicionales. Los contratos de riesgo compartido se firman para cada campo o bloque determinado; por tanto, una empresa puede tener más de un contrato en función del número de campos o bloques que se haya adjudicado. Asimismo, un contrato puede estar integrado por varias empresas, las mismas que nombrarán “al operador” del contrato para fines tributarios y de responsabilidad. Por tanto, cualquier empresa participante con YPFB en uno o más contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos puede participar simultáneamente en otros contratos.

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

C. Exploración

La etapa de exploración está formada por dos períodos, el inicial y el adicional. El período inicial de exploración tiene una duración de siete años divididos en tres fases. para entrar en un segundo período es necesario realizar un descubrimiento comercial. Cada fase implica la realización de un número mínimo de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE) establecidas por reglamento.

D. Explotación

Durante esta fase, el contratista deberá presentar un programa de trabajo y notificar un descubrimiento comercial. La producción de hidrocarburos debe realizarse dentro de un plazo de tres años en las zonas tradicionales y de cinco años en las no tradicionales. Las actividades de explotación se deben ejecutar utilizando modernas técnicas y procedimientos –bajo la supervisión de YPFB– para que la producción se realice conforme a prácticas eficientes y racionales de recuperación y conservación de las reservas. Como la producción del hidrocarburo es de propiedad del contratista, este deberá poner a recaudo las cantidades necesarias del gas natural para el mercado interno, según se establece en Reglamento de Comercialización del Gas.

E. Unidades de Trabajo de Exploración, UTE

Los compromisos de inversión se reflejan en el número de Unidades de Trabajo de Exploración (UTE). Estas son obligaciones de trabajo para las actividades de geofísica, magnetometría, gravimetría, perforación de pozos exploratorios y otras actividades exploratorias que deben ser ejecutadas por quienes participan con YPFB en un contrato de riesgo compartido en las diferentes fases de exploración. El cumplimiento de la UTE está reglamentado y establece para cada fase de exploración un número determinado de UTE a cumplir. A su vez, estas UTE se valoran en US\$ 5.000 la unidad, ajustadas por la inflación, con el objeto de establecer una garantía de cumplimiento de contrato.

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

CUADRO 1: EQUIVALENCIA DE LAS UTE

TRABAJO	UNIDAD	UTE EQUIVALENTE
Sísmica		
2D	Km	1,20
2D Preexistente	Km	0,15
3D	Km ²	6,50
Magnetometría	Km	0,25
Gravimetría	Km	0,15
Pozos exploratorios		
1.000	Mt	250
2.000	Mt	440
3.000	Mt	740
4.000	Mt	1.300
5.000	Mt	1.980
6.000	Mt	3.250
Pozos estratigráficos	Mt	0,10

FUENTE: SITIO WEB, VICEMINISTERIO DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS DE BOLIVIA, VMEH.

F. Régimen tributario

Los objetivos del sistema fiscal, establecidos en la Ley N° 1.689, son incentivar la exploración de pozos profundos y campos marginales, procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías y participaciones, y lograr la competitividad del sistema tributario en el ámbito internacional.

a. Impuestos propios del Sector

La Ley N° 1.689 establece una estructura tributaria propia formada por regalías, participaciones y patentes; impuestos que las empresas deben pagar sobre la producción bruta de hidrocarburos y que difieren en su alícuota dependiendo del tipo de hidrocarburo y del receptor final del impuesto, como se observa en Cuadro N° 2:

CUADRO 2: ESTRUCTURA DEL SISTEMA TRIBUTARIO ACTUAL

HIDROCARBUROS EXISTENTES		HIDROCARBUROS NUEVOS	
11%	Regalía Departamental (destinada a las regiones productoras).	11%	Regalía Departamental (destinada a las regiones productoras).
1%	Regalía Nacional Compensatoria (Departamentos de Beni y Pando).	1%	Regalía Nacional Compensatoria (Departamentos de Beni y Pando).
6%	Participación a favor de YPFB.	6%	Participación en favor de YPFB.
13%	Participación Complementaria (destinada al Tesoro General de la Nación).		
19%	Participación Nacional (destinada al Tesoro General de la Nación).		
50%	Ingresos Brutos.	18%	Ingresos Brutos.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, DATOS EXTRAÍDOS DE LA LEY DE HIDROCARBUROS.

La Ley discrimina entre hidrocarburos existentes y nuevos. Los primeros corresponden a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la ley, y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas sobre la base de normas generalmente aceptadas en la industria petrolera.

Los segundos corresponden a todos los hidrocarburos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.

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

Del primer al tercer año inclusive, Bs. 2,5 por hectárea.

Del año cuarto al año quinto inclusive, Bs. 5 por hectárea.

Del año sexto al año séptimo inclusive, Bs.10 por hectárea.

Del año octavo en adelante, Bs. 20 por hectárea.

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

b. Régimen Tributario General

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

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

Un porcentaje variable a elección del contribuyente de hasta el 33% de las inversiones acumuladas en exploración, desarrollo, explotación, beneficio y

protección ambiental, directamente relacionada con dichas actividades, que se realicen en el país a partir de la Gestión Fiscal 1991. Esta deducción se utilizará en un monto máximo equivalente al 100% de dichas inversiones.

El 45% de los ingresos netos obtenidos por cada operación extractiva de recursos naturales no renovables durante la gestión que se declara.

G. Licitaciones públicas internacionales

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

a. Denominación de áreas

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

Dentro de las fechas establecidas en el cronograma, cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá solicitar al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos, VMEH, la denominación de una o más áreas en el mapa de áreas libres que administra dicho Viceministerio. La persona o empresa que denomine un área deberá presentar un certificado del depósito por el valor de US\$ 5.000 no reembolsables por

cada área denominada, a nombre del VMEH. Los fondos recaudados se utilizarán para cubrir los costos de denominación.

b. Licitación de áreas

El primero de junio de cada año, el VMEH realiza la definición de las áreas a ser licitadas y escoge un criterio de evaluación de propuestas a partir de los cuatro existentes: Unidades de Trabajo de Exploración para la primera fase obligatoria del período de exploración; pago de un bono a la firma del contrato con destino al Tesoro General de la Nación; pago de una participación adicional a la correspondiente del 18% fijada para los hidrocarburos nuevos, y pago de una participación en las utilidades después de impuestos.

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

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

III. EVALUACIÓN DE LAS REFORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS DE BOLIVIA

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

1. RESERVAS

El descubrimiento de nuevas reservas y la conversión de reservas probables a probadas, apuntan a satisfacer la demanda generada por el mercado brasileño. Por tanto, hay que evaluar los efectos de los incentivos a la exploración establecidos en la Ley sobre el desarrollo de las reservas. El Cuadro N° 3 muestra la evolución del indicador “reservas probadas/producción” para el período 1970-1998:

CUADRO 3: RESERVAS/PRODUCCIÓN: PERÍODO 1970-1998

AÑOS	GAS	PETRÓLEO
1970	145,10	26,70
1975	66,90	14,90
1980	22,20	11,64
1985	24,72	20,54
1990	19,10	14,51
1995	17,58	10,60
1996	18,69	8,62
1997	20,58	10,92
1998	23,88	9,24

FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN ECONÓMICO ENERGÉTICA, OLADE.

Durante las décadas del '70, '80 y comienzos del '90, la relación reservas/producción para el petróleo y el gas muestra una fuerte tendencia a la caída, reflejo de la desaceleración en las inversiones en exploración y explotación. La caída de este indicador también implicó un desequilibrio en el aprovisionamiento interno de hidrocarburos que llevó a la importación de diesel y afectó la balanza de pagos y la disponibilidad de divisas.

Luego de implementada la nueva ley (1996), el indicador reservas/producción muestra un crecimiento, en especial en el caso del gas, aunque a una tasa muy lenta. Por otra parte, la demanda calculada para cumplir con los contratos de venta a Argentina y Brasil, durante los próximos diez años, asciende a 7,56 TCF y las reservas probadas de gas natural al 1° de enero de 1999 alcanzan a 5,28 TCF (déficit de 1,98 TCF). Sin embargo, las reservas probables ascienden a 3,30 TCF, lo que cubriría dicha brecha.

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

En 1999 se descubrieron nuevas reservas hidrocarburíferas, como las realizadas por la empresa Petrobras en los campos San Alberto y San Antonio, que determinaron un incremento en las reservas de gas para el último trimestre de 1999 de 8,5 TCF a 17,1 TCF, y los correspondientes al petróleo de 200 a 364 millones de barriles³.

Esta situación da lugar a un círculo virtuoso, ya que además de incentivar la conversión de reservas se deben encontrar nuevos usos (plantas de generación termoeléctrica con fines de exportación, plantas de fertilizantes, etc.) y mercados para el gas (futuros ductos). Caso contrario, las inversiones y la producción de gas natural se estancarían, ya que los productores no tendrán mayores incentivos para realizar sus inversiones.

³ *Petrobras Magazine (julio, agosto, septiembre 1999).*

2. INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN

La Ley N° 1.689, la capitalización de YPFB y la suscripción del contrato de compraventa de gas con Brasil han configurado un entorno favorable para la inversión privada nacional y extranjera destinada a responder efectivamente a las demandas generadas por el mercado brasileño. En este sentido, es necesario evaluar la inversión en exploración realizada por las empresas bajo la forma de unidades de trabajo de exploración, los compromisos de inversión en exploración para los próximos años y los medios con que cuenta el Estado para garantizar su cumplimiento.

En primer lugar, todas las empresas (incluyendo las capitalizadas) cumplieron con las obligaciones propias de la fase exploratoria en la que se encontraban hasta 1999 y generaron compromisos de inversión para las fases pendientes de ejecución, que fueron calculadas hasta 2003, tal como se observa en el Cuadro N° 4:

CUADRO 4: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (1997-2003), EN MILLONES DE DÓLARES

	INVERSIÓN REALIZADA (1997-1999)	INVERSIÓN COMPROMETIDA (2000-2003)	INCREMENTO PORCENTUAL
Empresas capitalizadas	93,0	84,6	-18%
- Andina S.A.	38,0	34,6	-9%
- Chaco S.A.	55,0	50,1	-9%
Contratos convertidos	56,8	160,8	183%
Contratos por adjudicación	505,6	1.431,1	183%
Total	655,4	1.676,6	156%

FUENTE: DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

Bajo la modalidad de contratos de riesgo compartido, todas las empresas deben realizar un número determinado de Unidades de Trabajo de Exploración obligatorias, dependiendo de la fase de exploración en que se encuentren, las que no coinciden para todas las empresas porque algunas iniciaron actividades exploratorias a partir de la

promulgación de la Ley y otras debieron convertir sus contratos de operación a la modalidad de riesgo compartido. Por tanto, el monto de la inversión realizada corresponde al período comprendido desde la fecha de conversión de los contratos de cada empresa, que se realizó entre los últimos meses de 1997 hasta diciembre de 1999.

El Cuadro N° 5 presenta las inversiones realizadas por las empresas que convirtieron sus contratos de operación a contratos de riesgo compartido:

CUADRO 5: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (1997-1998): CONTRATOS CONVERTIDOS (EN DÓLARES AMERICANOS)

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

FUENTE: DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

Las inversiones en exploración realizadas por las empresas que se adjudicaron campos durante la gestión 1997, 1998 y 1999 como resultado del proceso de licitación implementado por la nueva ley se muestran en el Cuadro N° 6:

CUADRO 6: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (1997-1999): CONTRATOS RESULTANTES DEL PROCESO DE LICITACIÓN (EN DÓLARES AMERICANOS)

Campos Menores (1998)	125.350.000
Maxus Bolivia Inc.	22.785.000
Shamrock	88.640.000
Panandean	13.925.000
Licitación de Áreas (1997)	320.055.000
Pluspetrol	186.880.000
Bridas SAPIC	66.305.000
Dong Won Corporation	16.000.000
Tecpetrol International Inc.	18.895.000
Petrobras Bolivia	7.450.000
Repsol-Perez Companc	6.520.000
Repsol Exploration Secure	18.005.000
Licitación de Áreas (1998)	45.450.000
Pluspetrol	17.710.000
Petrobras Bolivia	19.725.000
Total Exploration Production Bolívie	8.015.000
Licitación de Áreas (1999)	14.750.000
Pluspetrol	5.250.000
Petro Gas Energy S.A.	3.000.000
Ominex de Colombia Ltda.	6.500.000
Total	505.605.000

FUENTE: DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

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

La metodología establecida en la Ley N° 1.689 –a diferencia de la existente en la Ley N° 1.194 de 1990 que permitía al contratista retirarse durante el período básico– es más rigurosa en el control del cumplimiento de los compromisos, lo que permite proyectar un crecimiento en las inversiones en exploración en alrededor de 156%.

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

3. POZOS EXPLORATORIOS

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

4. CONTRATOS DE RIESGO COMPARTIDO

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

Hasta 60 mil hectáreas: el 10%.

De 60.001 hectáreas hasta 500 mil hectáreas: 35% del excedente sobre 60 mil hectáreas.

De 500.001 hectáreas hasta un millón de hectáreas: 40% del excedente sobre 500 mil hectáreas.

Más de un millón de hectáreas: 65% del excedente del millón de hectáreas.

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

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

5. SUPERFICIE EXPLORADA

Del total de la superficie explorada, 34% corresponde al área tradicional y 66% al área no tradicional. También se observa que como resultado de la licitación de 1997 – inmediata al proceso de capitalización– la superficie explorada se incrementó en más de 100% en comparación con la existente en los contratos de operación convertidos a comienzos de 1997; lo que es una señal de que el incentivo a la inversión está marcado por la certeza del mercado brasileño, tal como se observa en el Cuadro N° 7:

CUADRO 7: SUPERFICIE EXPLORADA (1997-1999) POR TIPO DE ÁREA (PARCELAS)

	TOTAL SUPERFICIE EXPLORADA	TIPO DE SUPERFICIE EXPLORADA		PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN	
		Tradicional	No Tradicional	Tradicional	No Tradicional
Empresas capitalizadas					
- Andina S.A.	602,9	602,9	0,0	100%	0%
- Chaco S.A.	575,2	575,2	0,0	100%	0%
Contratos convertidos	1.342,5	395,8	946,7	29%	71%
Contratos por adjudicación	2.927,8	296,6	2.631,1	10%	90%
Campos Menores	6,4	6,4	0,0	100%	0%
Licitación 1997	1.633,4	230,2	1.403,2	14%	86%
Licitación 1998	569,4	40,0	529,4	7%	93%
Licitación 1999	718,5	20,0	698,5	3%	97%
Total	5.448,3	1.870,5	3.577,8	34%	66%

La superficie explorada que corresponde al área no tradicional aumenta en mayor proporción que la exploración del área tradicional, lo que es coherente con los objetivos de la Ley, y se debe a que todas las áreas tradicionales están ocupadas. Sin embargo, puede notarse que el área explorada determinada por la licitación de 1998 es apenas un 35% del área explorada determinada en la licitación de 1997. Asimismo, la establecida en la licitación de 1999 aumenta apenas en 26% respecto del total del área establecida en la licitación de 1998. Por lo tanto, la proporción de área explorada respecto del tipo de área (en especial en el área no tradicional) tiene una tendencia decreciente, lo cual puede obedecer a dos razones: hay mayor incertidumbre respecto de la riqueza hidrocarburífera de las áreas no tradicionales –lo que le añade una variable de riesgo adicional a la empresa interesada en dicha área– y las empresas que se adjudicaron áreas en las primeras licitaciones neutralizaron el riesgo a través de la denominación simultánea de áreas tradicionales y no tradicionales, lo que fue disminuyendo en la última licitación (1999) debido a que la cantidad de áreas tradicionales disponibles era menor.

6. INGRESOS POR REGALÍAS, PARTICIPACIONES Y PATENTES

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

Las regalías son de dos tipos, una regalía departamental destinada a los departamentos productores de hidrocarburos (11%) y otra nacional compensatoria (1%) para los departamentos de Pando y Beni. Ambas se aplican a la producción bruta de los hidrocarburos nuevos y existentes en boca de pozo⁴. Para el cálculo de regalías para el petróleo dirigido al mercado interno, la producción se valora sobre la base de los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de características similares al boliviano, ajustado por calidad. Para la producción destinada a la exportación, se considera el precio real de exportación ajustado por calidad.

⁴ Lugar donde se miden el petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y demás hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo.

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

En el caso de las participaciones, hay tres tipos:

La participación de YPFB de 6% aplicada a la producción bruta de los hidrocarburos nuevos y existentes en boca de pozo, transferida al Tesoro General de la Nación tras deducir el monto para cubrir el presupuesto aprobado de YPFB para la administración de los contratos.

La Regalía Nacional Complementaria de 13% aplicada a la producción de hidrocarburos existentes que se liquida y abona mensualmente en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.

La Participación Nacional de 19% aplicada sobre el valor de la producción de hidrocarburos existentes que se pagará al Tesoro General de la Nación.

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

De acuerdo con la Ley, los hidrocarburos existentes se gravan con una tasa de 50% ($11\%+1\%+19\%+6\%+13\%$), mientras que los hidrocarburos nuevos se gravan con una tasa de 18% ($11\%+1\%+6\%$) como incentivo para la exploración de nuevos campos.

La Ley N° 1.194 (anterior) aplicaba una tasa de 31% sobre todos los hidrocarburos. Un 19% correspondía a la participación a favor del gobierno y un 12% a las regalías departamentales. Bajo esta modalidad, YPFB entregaba al contratista un porcentaje en especie de la totalidad de los hidrocarburos como retribución neta y único pago por las operaciones realizadas, y debía retener y pagar por cuenta del contratista la tasa del 31%. El Cuadro N° 8 muestra la diferencia de tasas aplicadas por ambas leyes:

CUADRO 8: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (1997-2003), EN MILLONES DE DÓLARES

	SISTEMA ANTERIOR LEY N° 1.194	SISTEMA ACTUAL LEY N° 1.689	
		Hidrocarburos nuevos	Hidrocarburos existentes
Regalía Departamental	11%	11%	11%
Regalía Nacional Compensatoria	1%	1%	1%
Participación YPF	NE	6%	6%
Regalía Complementaria	NE	NE	13%
Participación Nacional	19%	NE	19%
Total	31%	18%	50%

A. Regalías

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

El ejercicio considera las regalías departamentales, 1% y 11%, aplicadas sobre todos los hidrocarburos por el régimen tributario actual y el anterior (Ley N° 1.194). Lo que diferencia a estos regímenes, en el caso de las regalías, es la valoración de la producción para fines de cálculo de dicho impuesto, debido a dos factores:

La metodología usada para valorar el gas aplicada en el anterior régimen consideraba por separado el precio promedio del gas a Argentina; el precio promedio del gas destinado a usos industriales; el precio promedio del gas usado en las plantas eléctricas y el precio promedio del gas consumido por las mismas empresas productoras, por sus respectivos volúmenes. El régimen actual toma un precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y de ventas en el mercado interno. No incluye el volumen de gas destinado a consumo propio.

El cambio en la valoración de la producción del petróleo establecido por la Ley vigente se debe la modificación en la composición de la canasta de crudos que se utiliza para valorar el petróleo, la que sustituyó el crudo Dubai Fatha de 32 grados API por el West Texas Intermediate de 44 grados API.

Para el ejercicio comparativo, inicialmente se aplicaron las diferentes metodologías de cálculo de regalías a la producción de gas y petróleo, diferenciada por departamento. Los resultados se observan en el Cuadro N° 9:

CUADRO 9: COMPARACIÓN DE SISTEMAS TRIBUTARIOS: REGALÍAS POR DEPARTAMENTO (1997), EN

DÓLARES

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

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

En el cuadro se observa que el Departamento de Santa Cruz, fue el más afectado por el cambio en la metodología de valoración de la producción, debido a que la aplicación del régimen tributario actual determinó una disminución del 4,12% en sus recaudaciones. De la misma forma disminuyen las recaudaciones de los departamentos de Chuquisaca y Tarija. En el caso del Departamento de Cochabamba se observa un leve aumento. En términos consolidados las recaudaciones departamentales experimentan una caída de 1,30% respecto de las que tendrían bajo el régimen tributario anterior.

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

CUADRO 10: COMPARATIVO DE SISTEMAS TRIBUTARIOS: REGALÍAS DEPARTAMENTALES POR PRODUCTO, GESTIÓN 1997, EN DÓLARES

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

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

Del cuadro se observa que la nueva valoración del gas licuado afecta positivamente la recaudación de las regalías departamentales. Esto se debe a que con la anterior ley los contratistas no estaban obligados a declarar sus volúmenes de producción correspondientes a los campos donde existía gas licuado⁵. La ley actual estableció una metodología para determinar el porcentaje de producción que corresponde al gas licuado, de carácter obligatorio. La recaudación de regalías por gas natural muestra una disminución importante, ya que con el nuevo régimen no se consideran los volúmenes de gas correspondientes al consumo propio de la producción.

B. Participaciones

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

CUADRO 11: PARTICIPACIONES 1997-1998, EN DÓLARES

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

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA SOBRE LA BASE DE DATOS DE LA MEMORIA ANUAL DE YPFB PARA 1998.

⁵ Se justificaba porque en los campos no existían medidores para establecer el porcentaje de producción que correspondía a dicho producto.

El Cuadro N° 11 muestra que en las recaudaciones por participaciones para la gestión 1997 hay dos períodos diferentes. Esto se debe a que el régimen tributario de la actual ley, que establece la alícuota de 38%, se aplicó a partir del 11 de abril de 1997, fecha que corresponde a la conversión de los contratos de asociación a la modalidad de riesgo compartido. Con la anterior ley, YPFB retenía y pagaba por cuenta de las empresas la obligación correspondiente al 19%. Asimismo, la recaudación del gobierno correspondiente a la gestión 1998 supera en casi 120% a la de 1997.

Con respecto al impacto de largo plazo, se espera que en la medida que se incremente la exploración y producción de hidrocarburos nuevos, la recaudación del gobierno tendrá una tendencia decreciente, ya que la tasa de participación para este tipo de impuesto es sólo de 6%. Una comparación relevante sería entre la recaudación a la tasa del 6% y la que hubiese existido con la tasa del 19% para el mismo nivel de producción. Sin embargo, no se dispone de información⁶.

C. Patentes

El pago de patentes o rentas de alquiler se introdujo con la Ley N° 1.689. En general, este tipo de impuesto persigue un doble objetivo: proveer ingresos para el gobierno para poner en marcha la administración del sector petrolero –en particular en áreas que no están en producción, además de constituirse en el costo de oportunidad del contratista–, e incentivar la devolución voluntaria de áreas. Al ser un impuesto recientemente adoptado,

⁶ *La valoración del hidrocarburo para el cálculo de las participaciones considera el precio de venta, por tanto, incluye el Impuesto al Valor Agregado, IVA. Sin embargo, el contratista también está sujeto al IVA contenido en las compras e importaciones que forman parte del costo de los bienes y servicios exportados, incluyendo el IVA correspondiente a bienes de capital facturados en la proporción en que esté vinculado con la exportación y no hubiese sido utilizado por el contratista. Esto ha sido causa de constantes reclamos de las empresas, que indican que la forma de cálculo causaría una yuxtaposición de impuestos, debido a que pagarían el IVA en dos instancias. Debido a este descontento, el Tesoro General de la Nación (1998) realizó un ejercicio para medir el impacto de la eliminación del IVA para efectos del cálculo de las participaciones y concluyó que el Estado experimentaría una pérdida de alrededor US\$ 12 millones anuales. Al respecto, la Ley N° 1.689 especifica que el pago de participaciones y regalías se efectuará sobre la base de precios de referencia internacionales. Sin embargo, el DS reglamentario de Pago de Regalías y Participaciones establece que para el pago de participaciones se utilizará el precio de venta. Si bien no existe un total acuerdo entre la Ley y su Reglamento, las empresas petroleras firmaron sus compromisos contractuales conociendo este procedimiento.*

las patentes han incrementado las recaudaciones anuales en el sector en aproximadamente US\$ 10 millones durante las gestiones 1997 y 1998:

CUADRO 12: PATENTES GESTIÓN 1997 Y 1998, EN DÓLARES

COMPAÑÍAS	GESTIÓN 1997	GESTIÓN 1998
Chaco	637.412	853.526
Andina	613.206	821.114
Contratos de Operación Convertidos	2.740.435	3.579.385
Áreas Denominadas y Campos Menores	195.224	1.388.427
Total	4.186.277	6.642.453

FUENTE: DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

7. PRODUCCIÓN

La apertura de las actividades de exploración y explotación a empresas privadas, implementada por la Ley N° 1.689, ha determinado que la estructura de producción del petróleo y del gas cambie significativamente en comparación con la anterior, como se observa en el Cuadro N° 13:

CUADRO 13: ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN

Productor	PETRÓLEO		GAS	
	1990-1996	1997-1998	1990-1996	1997-1998
Total	100%	100%	100%	100%
YPFB	75%	1%	68%	12%
Contratistas	25%	41%	48%	21%
Capitalizadas	0%	58%	0%	68%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

La producción de petróleo y gas ha pasado de manos estatales (YPFB) a manos privadas, lo que es coherente con la apertura del *upstream*. Cabe señalar que la producción de gas atribuida a YPFB (68%) durante el período 1990-1996 se transfirió totalmente a las empresas capitalizadas, constituyéndose estas últimas –en particular Andina S.A.– en las empresas con mayor potencial de reservas de gas en sus campos.

8. LICITACIONES

El proceso de licitación es el instrumento más importante de la Ley, debido a que a través de éste las empresas privadas desarrollan las actividades en el *upstream*. En tal sentido, es necesario evaluar en qué medida nuevas empresas participaron en las licitaciones y cuáles fueron sus preferencias frente a las áreas tradicionales y no tradicionales. Hasta la fecha se han realizado tres licitaciones, correspondientes a las gestiones 1997, 1998 y 1999, cuyos resultados se presentan a continuación.

A. Licitación y Denominación para la Gestión 1997

La denominación correspondiente a la gestión 1997 recibió ofertas para 16 bloques. El criterio de adjudicación establecido por el VMEH fue el número de UTE para la primera fase de exploración. Como resultado, las empresas se adjudicaron los 16 bloques. Tal como se observa en el Cuadro N° 14, de las 12 empresas, nueve correspondían a nuevas empresas. El resto ya tenía contratos de riesgo compartido para otras áreas:

CUADRO 14: LICITACIÓN 1997

ADJUDICATARIO	NÚMERO DE CONTRATOS	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE ÁREA
Bridas SAPIC	2	Nueva	Tradicional - No Tradicional
Cía. General Combustibles S.A. 2/	1	Nueva	No Tradicional
Cía. Petrolera ORCA S.A. ⁷	1	Nueva	No Tradicional
Don Won Corporation Bolivia	1	Con contratos	Tradicional
Ledesma S.A.A.I. 2/	1	Nueva	No Tradicional
Mobil Boliviana de Petróleo Inc. 2/	1	Nueva	No Tradicional
Peres Companc S.A. 3/	2	Nueva	No Tradicional
Petrobras Bolivia S.A.	1	Con contratos	Tradicional
Petrolera Argentina San Jorge S.A. 1/	1	Nueva	Tradicional
Pluspetrol Bolivia Corporation	6	Con contratos	Tradicional - No Tradicional
Repsol Exploración Secure S.A. 3/	3	Nueva	No Tradicional
Tecpetrol Internacional Inc. S.A. 1/ 2/	2	Nueva	Tradicional - No Tradicional

1/ PARTICIPAN DEL MISMO CONTRATO. 2/ PARTICIPAN DEL MISMO CONTRATO. 3/ PARTICIPAN DEL MISMO CONTRATO.

FUENTE: DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

⁷ La compañía petrolera ORCA S.A. no suscribió el contrato respectivo por no haber cumplido el requisito de presentación de garantía bancaria para la ejecución de su inversión.

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

B. Licitación y denominación para la gestión 1998

La denominación correspondiente a esta gestión recibió 15 ofertas para las áreas no tradicionales. Catorce fueron presentadas por empresas privadas y una por el VMEH. El criterio adoptado por el VMEH para esta licitación fue el número de UTES ofertado. Todas las empresas que se adjudicaron las áreas denominadas ya mantenían contratos de riesgo compartido para otras áreas, tal como se observa a continuación:

CUADRO 15: LICITACIÓN 1998

ADJUDICATARIO	NÚMERO DE CONTRATOS	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE ÁREA
Petrobras Bolivia S.A.	1	Con contratos	No Tradicional
Total Exploration Production Bolivie 1/	1	Con contratos	No Tradicional
Tesoro Bolivia Petroleum Company 1/	1	Con contratos	No Tradicional
Pluspetrol Bolivia Corporation	2	Con contratos	No Tradicional

1/ PARTICIPAN DEL MISMO CONTRATO.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

C. Licitación y denominación para la gestión 1999

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

CUADRO 16: LICITACIÓN 1999

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

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, DATOS PROPORCIONADOS POR EL VMEH.

La participación de las empresas por tipo de área se resume en el Cuadro N° 17:

CUADRO 17: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS POR ÁREA

	ÁREA TRADICIONAL (PARCELAS)	ÁREA NO TRADICIONAL (PARCELAS)	TOTAL (PARCELAS)	TRADICIONAL %	ÁREA NO TRADICIONAL %	TOTAL %
Andina S.A.	602,9	0,0	602,9	32%	0%	11%
Chaco S.A.	575,2	0,0	575,2	31%	0%	11%
Bridas SAPIC	39,8	390,0	429,8	2%	11%	8%
Chevron International	0,0	258,8	258,8	0%	7%	5%
Compañía Boliviana del Petróleo	39,5	0,0	39,5	2%	0%	1%
Dong Won Corporation	38,0	0,0	38,0	2%	0%	1%
Maxus Bolivia Inc.	1,2	464,4	465,6	0%	13%	9%
Ominex de Colombia Ltda.	20,0	107,0	127,0	1%	3%	2%
Panandean	2,7	0,0	2,7	0%	0%	0%
Petro Gas Energy S.A.	0,0	239,0	239,0	0%	7%	4%
Petrobras Bolivia	59,6	119,3	178,9	3%	3%	3%
Pluspetrol	100,1	982,9	1.082,9	5%	27%	20%
Repsol Exploration Secure	0,0	217,5	217,5	0%	6%	4%
Repsol-Peres Compans	0,0	570,5	570,5	0%	16%	10%
Tecpetrol International Inc.	39,9	5,0	44,9	2%	0%	1%
Tesoro Bolivia Petroleum Company	65,0	0,0	65,0	3%	0%	1%
Total Exploration Production Bolivia	103,0	0,0	103,0	6%	0%	2%
Vintage Petroleum	78,6	0,0	78,6	4%	0%	1%
YPF S.A.	105,0	223,5	328,5	6%	6%	6%
Total	1.870,5	3.577,8	5.448,3	100%	100%	100%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA SOBRE LA BASE DE LA INFORMACIÓN DE TABLAS ANTERIORES.

Del cuadro se deduce claramente que la empresa Andina, de la cual son accionarias las empresas YPF S.A., Pluspetrol y Peres Compañía, tiene cerca del 47% del total del área adjudicada, lo que de cierta manera le da un mayor poder de mercado.

De las licitaciones realizadas, se observa que la denominación de áreas no tradicionales es decreciente. La licitación de 1997 denominó 16 bloques y todos se adjudicaron (86% correspondía a áreas no tradicionales y el resto a áreas tradicionales). En la licitación de 1998 se denominaron 15 bloques y se adjudicaron 13; sin embargo, todas las empresas participantes ya tenían contratos anteriores y la extensión adjudicada fue pequeña (35%) en comparación con la licitación anterior. La licitación de 1999 sólo contó con la participación de tres empresas que se adjudicaron una extensión mayor pero no significativa respecto de la licitación de 1998.

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

El gobierno, en la búsqueda de incentivos para las próximas denominaciones, ha propuesto un proyecto de ley para que el plazo inicial de la exploración en las zonas no tradicionales se extienda de siete a diez años, además de liberar a las empresas que se adjudiquen bloques de exploración en la zona no tradicional, del pago de regalías y participaciones por tres años tras el inicio de las actividades regulares de explotación⁸.

Además, el gobierno boliviano durante la próxima reunión con las autoridades brasileñas a realizarse en Río de Janeiro, buscará ampliar el mercado gasífero con la finalidad de exportar todas las reservas descubiertas por las empresas petroleras que operan en el país. En la reunión con las autoridades brasileñas se intentará consolidar el mercado para el gas boliviano y ampliar los volúmenes contratados con el fin de que se pueda comprar más de los 30 millones de m³ diarios pactados en el contrato de compraventa.

⁸ *Válido en los departamentos no productores de hidrocarburos: La Paz, Oruro, Potosí, Beni y Pando.*

9. EL PROBLEMA DE LA VARIABILIDAD DE LAS RECAUDACIONES

El gobierno boliviano se apropia de la renta petrolera en dos instancias: a través de las licitaciones que aseguran ingresos en el largo plazo al traducirse en compromisos de inversión, y mediante la recaudación de impuestos sobre el valor de la producción. La metodología utilizada por la Ley para calcular las regalías y participaciones considera el precio del hidrocarburo para fines de valoración de la producción bruta. Esta situación determina que las recaudaciones fluctúen ante alzas y bajas del precio del gas y del petróleo, lo que genera variabilidad en los ingresos que percibe el Estado y las regiones.

Con el propósito de examinar los efectos de las variaciones en el precio respecto de la apropiación de la renta petrolera por parte del Estado, se elaboró un ejercicio cuyos resultados se presentan a continuación:

CUADRO 18: VARIABILIDAD DE LAS RECAUDACIONES

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

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Del cuadro se puede observar que la apropiación de la renta petrolera por parte del gobierno es diferente para cada empresa, para el caso de que el precio de petróleo sea de 18 (US\$/BBL), la apropiación de la renta petrolera por parte del gobierno es de 45% para la empresa A y 57% para la empresa B, lo que también está en función de la heterogeneidad de sus estructuras de costo y a la composición de las áreas (tradicional y no tradicional) en las que operan bajo contratos de riesgo compartido. Por tanto, el

valor de la regalía que pagan también es distinto, ya que corresponde a una tasa promedio de 34% de los ingresos brutos, los que se obtuvieron multiplicando la producción de cada empresa por el precio del barril del petróleo (18 US\$/BBI). Un aumento en el precio del petróleo a 20 US\$/BBI tiene los siguientes efectos:

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

Las reformas a los regímenes tributarios en mayoría de los países de América Latina adoptan los precios internacionales como referencia para valorar la producción bruta. Si bien este factor anula toda discrecionalidad respecto de la fijación de precios, sentencia a los gobiernos a sufrir constantes variaciones en sus recaudaciones fiscales, tal como se observó en el ejercicio planteado.

IV. CONCLUSIONES

Las reformas a las modalidades de contratación y regímenes tributarios realizadas en América Latina durante de la década de los '90, generaron una suerte de *trade off* entre los intereses del gobierno y los de las empresas privadas. Por una parte, la tendencia de las modificaciones tributarias apunta a una mayor competitividad internacional, basada en la flexibilización de las obligaciones impositivas a favor de quienes realizan actividades petroleras. Por la otra, los beneficios de la extracción de la renta petrolera son el sustento principal de las economías de muchos países. En este sentido, es necesario un equilibrio en el reparto de los beneficios para que los arreglos contractuales entre el Estado y las empresas privadas tengan estabilidad en el largo plazo.

Las reformas en Bolivia, al igual que en todos los países de América Latina, se enmarcan en un entorno caracterizado por una variedad de leyes con disposiciones imprecisas y, en algunos casos, contrarias a los mandatos de la Constitución; por el incumplimiento de las empresas petroleras privadas a las cláusulas dispuestas en los contratos, y por una mala administración de los recursos nacionales; factores que han contribuido a la pérdida de legitimidad de las políticas estatistas y a una imagen poco seria de las políticas implementadas.

La economía boliviana, luego de atravesar por una de las crisis más profundas en la década de los '80, inició el proceso de ajuste a partir de 1985. En este contexto, los hidrocarburos consolidan su rol indispensable en el desarrollo económico a través de la estrategia del Triángulo Energético. En 1996 se promulgó la Ley N° 1.689, vigente en la actualidad, que persigue dos objetivos: abrir las actividades petroleras de exploración y explotación (*upstream*) a la iniciativa privada a través del establecimiento de contratos de riesgo compartido con YPF, y procurar mayores ingresos para el país por concepto de regalías, participaciones y patentes.

Transcurridos tres años de la implementación de la Ley, es necesario examinar en qué medida el actual tratamiento regulatorio del Sector Hidrocarburos y sus resultados son coherentes con los objetivos planteados en la Ley N° 1.689. Para tal efecto, sobre la base de indicadores aplicados a temas relevantes, se examinaron los efectos de la nueva Ley, cuyos resultados se presentan a continuación:

a. Reservas hidrocarburíferas

Durante las décadas del '70, '80 y comienzos del '90, la relación reservas/producción para el petróleo y especialmente para el gas, muestra una fuerte tendencia a la caída, reflejo de la desaceleración en las inversiones en exploración y explotación que condujeron a períodos de déficit en líquidos y/o excesos de gas natural quemados o venteados. La caída de este indicador también implicó un desequilibrio en el aprovisionamiento interno de hidrocarburos. Luego de implementada la nueva Ley (1996), el indicador reservas/producción muestra un crecimiento, fundamentalmente en el caso del gas, aunque a una tasa muy lenta.

b. Inversión en exploración

Todas las empresas (incluyendo las capitalizadas) cumplieron con las obligaciones propias de las fases exploratorias en la que se encontraban hasta 1999, lo que determinó una inversión de US\$ 655,4 millones para el período 1997-1999. Además, generaron compromisos de inversión para las fases pendientes de ejecución por un valor de US\$ 1.676,6 millones para el período 2000-2003, lo que representa un incremento del 156% del monto ejecutado.

c. Pozos exploratorios

Entre enero y julio de 1999 se perforaron nueve pozos, lo que demandó una inversión de US\$ 68,5 millones (implicó un crecimiento de 375% respecto de la gestión anterior).

d. Contratos de Riesgo Compartido

Como resultado de la nueva modalidad de contratación y debido a la intensificación de las inversiones en actividades exploratorias, el número de contratos de este tipo alcanzó a 100. Dicho incremento corresponde al 566% en comparación con los contratos de asociación existentes antes de la implementación de la Ley. De estos cien contratos,

52 son resultado del proceso de capitalización de YPF; 23 son producto de la conversión de los contratos de asociación y los 25 restantes son resultado de las licitaciones públicas internacionales realizadas en las gestiones 1997, 1998 y 1999.

e. Superficie explorada

Del total de superficie explorada, 34% corresponde al área tradicional y 66% al área no tradicional. Como resultado de la licitación de 1997, inmediata al proceso de capitalización, la superficie explorada se incrementó en más del 100% respecto de la existente en los contratos de operación convertidos a comienzos de 1997.

f. Impuestos por regalías, participaciones y patentes

En las regalías, el efecto consolidado por departamentos y productos, como resultado del cambio en la valoración de la producción, genera una disminución de la recaudación regional respecto de la que se habría obtenido al permanecer la metodología establecida en la anterior Ley N°1.194.

La recaudación por participaciones aumentará significativamente en el corto plazo. Con respecto al impacto de largo plazo, se espera que en la medida que se incremente la exploración y producción en campos con hidrocarburos nuevos la recaudación del gobierno tendrá una tendencia decreciente, ya que la tasa de participación para este tipo de impuesto es sólo de 6%.

Respecto a la recaudación de patentes, al ser un impuesto recientemente adoptado, ha incrementado las recaudaciones anuales en el sector en aproximadamente US\$ 10 millones durante las gestiones 1997 y 1998.

g. Producción

Implantada la Ley N° 1689, la estructura de producción de petróleo y gas se ha modificado pasando de manos estatales (YPFB) a manos privadas, lo que es coherente con la apertura del *upstream*.

h. Licitaciones

De las licitaciones realizadas, se observa que la denominación de áreas no tradicionales es decreciente. La licitación de 1997 denominó 16 bloques y todos se adjudicaron (86% correspondió a áreas no tradicionales y el resto a áreas tradicionales). En la licitación de 1998 se denominaron 15 bloques y se adjudicaron 13. Sin embargo, todas las empresas participantes ya tenían contratos anteriores y la extensión adjudicada fue pequeña (35%) en comparación con la anterior licitación. La licitación de 1999 (mayo) sólo contó con la participación de tres empresas que se adjudicaron una extensión mayor pero no significativa respecto de la anterior licitación.

Finalmente, se ha demostrado que debido a la metodología utilizada por la Ley para el cálculo de regalías y participaciones, que considera el precio del hidrocarburo para fines de valoración de la producción bruta, las recaudaciones fluctúan ante alzas y bajas del precio del gas y del petróleo, lo que genera variabilidad en los ingresos que percibe el Estado y las regiones. En general, las reformas a los regímenes tributarios en la mayoría de los países de América Latina adoptan los precios internacionales como referencia para valorar la producción bruta. Si bien este factor anula toda discrecionalidad respecto de la fijación de precios, sentencia a los gobiernos a sufrir constantes variaciones en sus recaudaciones fiscales, tal como se observó en el ejercicio planteado.

V. BIBLIOGRAFÍA

- AGUILAR, L. (1996). *La Implementación de las Políticas Públicas*. Grupo Editorial Miguel Angel Porrúa.
- AGUILAR, L. (1996). *Problemas Públicos y Agenda de Gobierno*. Grupo Editorial Miguel Angel Porrúa.
- BOLETÍN INFORMATIVO DEL VICEMINISTERIO DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS, junio-julio 1999.
- CALVO, MIRABAL (1996). *Transnacionales Petroleras en Bolivia*.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO (1996). *El ajuste petrolero*. Ed. Desco, Lima, Perú.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO (1998). *El régimen de contratación petrolera de América Latina en los noventa*. Cuadernos de la Cepal, Naciones Unidas.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO (1998). *La Industria del Gas Natural y las Modalidades de Regulación en América Latina*. Cuadernos de la Cepal, Naciones Unidas.
- CAMPODÓNICO, HUMBERTO (1998). *Las Reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú*. Serie Medio Ambiente y Desarrollo, Cepal.
- CARCIOFI, RICARDO, GUILLERMO BARRIS y OSCAR CENTRÁNGOLO (1998). *Reformas Tributaria en América Latina*. Dirección de Programación del Sector Público, Cepal.
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA (1996). *Ley Hidrocarburos N°1689*.
- KLEIN, HERBERT (1984). *Historia General de Bolivia*. Ed. Urquiza. La Paz, Bolivia.
- MONTENEGRO, CARLOS. *El Petróleo Sangre de Bolivia*. La Paz, Bolivia.
- PETROBRAS MAGAZINE. (julio, agosto y septiembre, 1999).
- PROYECTO OLADE/CEPAL/GTZ (1998). *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe: Informe LC/R.1830*.
- ROMERO, JOSÉ L. (1974). *Bolivia: Nación en Desarrollo*. Ed. Unidas S.A. La Paz, Bolivia.
- SÁNCHEZ ALBAVERA, FERNANDO (1995). "Reformas petroleras: Las opciones en juego", en *Revista de la Cepal*, Separata N° 62.
- SÁNCHEZ ALBAVERA, FERNANDO (1997). "Globalización y reestructuración energética en América Latina", en *Revista de la Cepal*, Separata N° 56.

- SHOME, PARTHASARATHIN. *Tendencias y Orientaciones Futuras en la reforma a la política tributaria*. Dirección de Programación del Sector Público, Cepal.
- VAN MEURS, PEDRO (1998). *Word Fiscal Systems for Oil Reference Book*. Calgary, Canadá.
- Sitio *web* de la Biblioteca Legislativa de Argentina.
- Sitio *web* de la Cámara de Hidrocarburos de Bolivia.
- Sitio *web* del Ministerio de Energía de México.
- Sitio *web* del Periódico La Razón. La Paz, Bolivia.
- Sitio *web* Instituto Nacional de Estadística La Paz, Bolivia.
- Sitio *web* Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. La Paz, Bolivia.
- Sitio *web* Agencia Nacional del Petróleo de Brasil.
- Sitio *web* El ABC del Régimen Legal Petrolero Venezolano.
- Sitio *web* Opportunities for Hydrocarbon Exploration & Production in Colombia, ECOPETROL.
- Sitio *web* PERUPETRO S.A., Régimen Tributario.
- Sitio *web* Sistemas de Contratación – ECOPETROL.
- Sitio *web* www.petroleo.com

VI. ESTUDIOS DE CASO

PUBLICADOS EN 1996

Estudio de Caso N° 1

LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR TELECOMUNICACIONES EN PARAGUAY.
César Pastore Britos.

Estudio de Caso N° 2

AZÚCAR: MERCOSUR Y RECONVERSIÓN, EL CASO CALNU (URUGUAY).
Fernando Correa Alsina.

Estudio de Caso N° 3

EL LITIO: UNA PERSPECTIVA FALLIDA PARA BOLIVIA.
Walter Orellana Rocha.

Estudio de Caso N° 4

EL ESTUDIO DE CASO COMO INSTRUMENTO PEDAGÓGICO Y DE INVESTIGACIÓN EN POLÍTICAS PÚBLICAS.
Ramón Borges Méndez.

Estudio de Caso N° 5

INCENTIVOS A LAS EXPORTACIONES NO TRADICIONALES EN BOLIVIA: UNA CONFRONTACIÓN ENTRE LA TEORÍA Y LA PRÁCTICA.
Patricia Noda Videá.

Estudio de Caso N° 6

EL SISTEMA PRIVADO DE PENSIONES PERUANO Y EL MECANISMO DE LA PENSIÓN MÍNIMA.
María Lila Iwasaki.

Estudio de Caso N° 7

LA PRIVATIZACIÓN DEL ÁREA DE CARGA DE LA EMPRESA DE FERROCARRILES DEL ESTADO EN CHILE: ¿UNA NEGOCIACIÓN ATÍPICA?
Cristián Saieh Mena.

Estudio de Caso N° 8

DE LO ERRÁZURIZ A TIL-TIL: EL PROBLEMA DE LA DISPOSICIÓN FINAL DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN SANTIAGO.
Sandra Lerda y Francisco Sabatini.

Estudio de Caso N° 9

CONSTRUCCIÓN DE UNA CÁRCEL ESPECIAL PARA MILITARES: LECCIONES Y DESAFÍOS DE GOBERNABILIDAD EN LA TRANSICIÓN DEMOCRÁTICA CHILENA.
Soledad Ubilla.

Estudio de Caso N° 10

MODERNIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE UN HOSPITAL PÚBLICO: EL CASO DE LA ASISTENCIA PÚBLICA EN SANTIAGO.
Cecilia Montero y Carlos Vignolo.

Estudio de Caso N° 11

CONTROL Y RESPONSABILIDAD EN GOBIERNOS LOCALES: DESAFÍOS INSTITUCIONALES DE LA DESCENTRALIZACIÓN EN BOLIVIA.
Claudio Orrego Larraín.

PUBLICADOS EN 1997

Estudio de Caso N° 12

MITOS Y HECHOS DEL PROGRAMA DE VIVIENDA BÁSICA EN SANTIAGO DE CHILE: UNA MIRADA DESDE LOS BENEFICIARIOS.
Fernando Díaz Mujica.

Estudio de Caso N° 13

GESTIÓN TERRITORIAL DEL FOMENTO PRODUCTIVO: UNA OBSERVACIÓN A LA PYME FORESTAL DE LA REGIÓN DEL BÍO-BÍO.
Liliana Cannobbio Flores.

Estudio de Caso N° 14

LA REFORMA PREVISIONAL BOLIVIANA Y EL CASO DEL INCENTIVO AL TRASPASO.
Luis Gonzalo Urcullo Cassío.

Estudio de Caso N° 15

GÉNERO, SALUD Y POLÍTICAS PÚBLICAS, DEL BINOMIO MADRE-HIJO A LA MUJER INTEGRAL.
Alejandra Faúndez Meléndez.

Estudio de Caso N° 16

ESTUDIO DEL SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL EN BOLIVIA.
Julio Waldo López Aparicio.

Estudio de Caso N° 17

LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR. EL CASO DEL SISTEMA DEL OLEODUCTO TRANSECUTORIANO.
Luis Esteban Lucero Villarreal.

Estudio de Caso N° 18

LA GESTIÓN COLECTIVA DEL DERECHO DE AUTOR Y LOS DERECHOS CONEXOS: INSTRUMENTO DE PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD.
Marvin Francisco Discua Singh.

PUBLICADOS EN 1998

Estudio de Caso N° 19

ESTRATEGIAS INSTITUCIONALES PARA PROMOVER LA PERMANENCIA DE PROFESIONALES CALIFICADOS EN EL SERVICIO PÚBLICO PERUANO. EL CASO DE LA SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA.

Juan Carlos Cortázar Velarde.

Estudio de Caso N° 20

LA CRISIS DE LAS UVAS ENVENENADAS.

Claudio Rodolfo Rammsy García.

Estudio de Caso N° 21

LOS DETERMINANTES DE LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO DE HAITÍ (ELEMENTOS PARA EL DEBATE).

Michel-Ange Pantal.

Estudio de Caso N° 22

REGULACIÓN DE SEGUROS PRIVADOS DE SALUD: LA EXPERIENCIA EN CHILE DE LA SUPERINTENDENCIA DE INSTITUCIONES DE SALUD PREVISIONAL, (ISAPRES).

Cecilia Má, Yajaira Rivera, Livia Sánchez.

Estudio de Caso N° 23

LA REFORMA A LA JUSTICIA CRIMINAL EN CHILE: EL CAMBIO DEL ROL ESTATAL.

Juan Enrique Vargas Viancos.

Estudio de Caso N° 24

EL ROL DE LA SUPERINTENDENCIA PARA LA PROMOCIÓN Y PROTECCIÓN DE LA LIBRE COMPETENCIA EN EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN VENEZOLANO.

David Mieres Valladares.

Estudio de Caso N° 25

CONCERTACIÓN Y POLÍTICA EDUCATIVA EN ARGENTINA (1984 - 1996).

Alejandro Esteban Rodríguez.

Estudio de Caso N° 26

POLÍTICA AMBIENTAL EN COSTA RICA: ANÁLISIS DEL PROYECTO DE USO Y CONSOLIDACIÓN DE LOS RECURSOS FORESTALES EN LAS COMUNIDADES RURALES DE LA REGIÓN CHOROTEGA.

Georgina Paniagua Ramírez.

Estudio de Caso N° 27

IGUALDAD DE OPORTUNIDADES Y EQUIDAD EN LAS POLÍTICAS DE EDUCACIÓN SUPERIOR. UN ESTUDIO SOBRE LOS PROCESOS DE SELECCIÓN Y FINANCIAMIENTO.

Sixto Carrasco Vielma.

Estudio de Caso N° 28

LA PRIVATIZACIÓN DE LAS TELECOMUNICACIONES EN EL PERÚ.

Leopoldo Arosemena Yabar-Dávila.

Estudio de Caso N° 29

DESCENTRALIZACIÓN EN BOLIVIA PARTICIPACIÓN POPULAR Y POLÍTICA PARA UNA COMPATIBILIZACIÓN CON LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO NACIONAL.

José Antonio Terán Carreón.

Estudio de Caso N° 30

LA POLÍTICA DE PROMOCIÓN DE EXPORTACIONES DE MÉXICO: EFECTOS EN EL CASO DE LA RELACIÓN BILATERAL MÉXICO - CHILE.

Ana María Guémez Perera.

Estudio de Caso N° 31

LA LEY N° 19.490: IMPLICACIONES Y PROYECCIONES DEL MANEJO DE UNA CRISIS: EL CASO DEL PERSONAL NO MÉDICO DE SALUD.

Claudia Muñoz Salazar.

PUBLICADOS EN 1999

Estudio de Caso N° 32

LA POBREZA, LA DESIGUALDAD Y LA EDUCACIÓN EN EL PERÚ DE HOY: UNA APROXIMACIÓN CUANTITATIVA

Nelson Shack Yalta.

Estudio de Caso N° 33

PROGRAMA CHILE - BARRIO ¿UNA PROPUESTA DE INTERVENCIÓN PÚBLICA INNOVADORA EN ASENTAMIENTOS PRECARIOS?

María Gabriela Rubilar Donoso.

Estudio de Caso N° 34

SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO, INNOVACIONES NECESARIAS EN EL SISTEMA DE SALUD OCUPACIONAL DEL PERÚ

Cecilia Má Cárdenas.

Estudio de Caso N° 35

EL ROL REGULADOR DEL ESTADO EN OBRAS VIALES CONCESIONADAS

Ricardo Cordero Vargas.

PUBLICADOS EN 2000**Estudio de Caso N° 36**

MODERNIZACIÓN DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE ATENCIÓN A NIÑOS Y ADOLESCENTES EN VENEZUELA: EL CASO DE LAS REDES LOCALES DE PROTECCIÓN A LA INFANCIA Y ADOLESCENCIA

Luzmari Martínez Reyes.

Estudio de Caso N° 37

CULTURA CIUDADANA: LA EXPERIENCIA DE SANTAFÉ DE BOGOTÁ 1995 - 1997

Pablo Franky Méndez.

Estudio de Caso N° 38

POLÍTICAS DE CAPACITACIÓN JUVENIL Y MERCADO DEL TRABAJO EN VENEZUELA (1990 - 1997)

Urby Pantoja Vásquez.

Estudio de Caso N° 39

LAS POLÍTICAS PÚBLICAS CONTRA LA CORRUPCIÓN COMO UN MODO DE CONSOLIDAR LOS PROCESOS DEMOCRÁTICOS: EL CASO ARGENTINO

Irma Miryam Monasterolo.

Estudio de Caso N° 40

EL SISTEMA DE INTERMEDIACIÓN LABORAL Y LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE EMPLEO EN CHILE: DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN Y PROPUESTA PARA MEJORAR SU GESTIÓN

César Chanamé Zapata.

Estudio de Caso N° 41

REFORMA AL SISTEMA DE REMUNERACIONES DE LOS DOCENTES DEL SERVICIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA EN BOLIVIA

Teresa Reinaga Joffré.

Estudio de Caso N° 42

LA NEGOCIACIÓN DE LA TRANSICIÓN DEMOCRÁTICA EN CHILE (1983 - 1989)

Justo Tovar Mendoza.

Estudio de Caso N° 43

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL FINANCIAMIENTO A LA EDUCACIÓN SUPERIOR, UNIVERSIDADES ESTATALES Y UNIVERSIDADES PRIVADAS CON APORTES 1981 - 1989 Y 1990 - 1998

Julio Castro Sepúlveda.

Estudio de Caso N° 44

INDICADORES DE CALIDAD Y EFICIENCIA EN LA EDUCACION UNIVERSITARIA: ALGUNAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA DE ACREDITACION CHILENO

Danae de los Ríos Escobar.

Estudio de Caso N° 45

POLITICAS DE COMPETITIVIDAD EN REGIONES A LA LUZ DE LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO CHILENA

Jorge Menéndez Gallegos.

Estudio de Caso N° 46

ANALISIS DE LAS SEÑALES ECONOMICAS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA EN BOLIVIA

Jorge Ríos Cueto.

Estudio de Caso N° 47

POTENCIALIDADES DE LA DESCENTRALIZACION FISCAL EN VENEZUELA

Edgar Rojas Calderón.

Estudio de Caso N° 48

ANALISIS DE LA REFORMA DE PENSIONES EN EL SALVADOR

Irma Lorena Dueñas Pacheco.