

Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú

agosto 2005

Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP)

Copyright © 2005
Banco Internacional de Reconstrucción
y Fomento/BANCO MUNDIAL
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433, EE.UU.

Todos los derechos reservados
Hecho en los Estados Unidos de América
Primera impresión: agosto de 2005

Los informes de ESMAP se publican con el fin de comunicar, con la mayor brevedad posible, los resultados de su trabajo a la comunidad interesada en el desarrollo. Por lo tanto, la tipografía del documento no se ha preparado en concordancia con los procedimientos apropiados de un documento oficial. Algunas de las fuentes mencionadas en este informe pueden ser documentos informales que tal vez no sea fácil obtener.

Las conclusiones y juicios vertidos en este informe pertenecen enteramente al autor o autores y no deben atribuirse al Banco Mundial, a sus organizaciones afiliadas o a sus Directores Ejecutivos ni a los países que éstos representan, y no reflejan necesariamente sus puntos de vista. El Banco Mundial no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no acepta responsabilidad alguna por las consecuencias que su uso pudiera tener. Los colores, las fronteras, los nombres y las clasificaciones que aparecen en cualquier mapa de este informe no denotan por parte del Grupo del Banco Mundial juicio alguno sobre la condición jurídica o de otra especie de ninguno de los territorios, ni aprobación o aceptación de ninguna de tales fronteras.

El material que aparece en esta publicación está registrado como propiedad literaria. Las solicitudes de permiso para reproducir porciones de la misma deben enviarse al Director de ESMAP al domicilio señalado más arriba. ESMAP fomenta la divulgación de su trabajo y normalmente autoriza la reproducción de inmediato y, cuando no es para fines comerciales, en forma gratuita.

INDICE

Prefacio	ix
Agradecimientos	xiii
Siglas y Acrónimos.....	xv
Resumen Ejecutivo	1
1. La Situación del Sector Hidrocarburos.....	13
Bolivia.....	14
La Inversión extranjera en la década de los 90's.....	14
La comercialización de las reservas de gas natural.....	16
Colombia	18
Modificaciones en la legislación petrolera	19
La Inversión extranjera en la década de los 90's	21
Ecuador.....	22
Los intentos en curso de reforma sectorial.....	24
La inversión extranjera	24
Perú.....	26
La reforma sectorial de los años 90's	27
La explotación del gas natural de Camisea, un Mega Proyecto (Lotes 88 y 56).....	28
El proyecto de exportación de LNG.....	30
Los proyectos regionales de gas.....	30
Conclusiones preliminares	30
2. La Descentralización y los Pueblos Indígenas.....	33
Origen de la Descentralización	33
Principios de Descentralización Fiscal	34
Las regalías y las participaciones como parte del proceso de descentralización fiscal	35
Avances en los procesos de Descentralización	36
Bolivia: avances notables	36

	Ecuador: proceso en sus inicios y atravesando problemas	37
	Colombia: ha habido significativos avances, pero ahora existen serios problemas.....	39
	Perú: primeros avances a partir del 2001-2002.	39
	Importancia de los pueblos indígenas.....	41
	Conclusiones preliminares	45
3.	Recaudación de la Renta Petrolera	47
	Reformas Sectoriales de los 90	47
	Descripción de los tipos de Contratos Petroleros	49
	Bolivia—Contratos de Riesgo Compartido	49
	Colombia—Contratos de Asociación.....	50
	Ecuador—Varios tipos de Acuerdos.....	51
	Perú—Varias modalidades de Contratos	52
	El Ente Negociador de los Contratos Petroleros.....	53
	Conclusiones preliminares	54
	Los Entes Recaudadores de Regalías y Distribuidores de Rentas a las Regiones	55
	Diseño del Sistema de Impuestos.....	57
	¿Regalías versus Impuestos?	57
	Instrumentos del sistema de impuestos	59
	La Administración de Impuestos	60
	Dispositivos constitucionales y legales que dan origen a las Regalías... 60	
	La Renta Petrolera en los Países Andinos.....	61
	La Renta Petrolera por barril	63
	Conclusiones Preliminares.....	65
4.	Distribución de la Renta Petrolera.....	69
	Criterios generales.	69
	Consideraciones ligadas a la distribución entre el Gobierno Central y las regiones.....	72
	Transferencias fiscales, provenientes de las regalías, a gobiernos regionales y locales en los países analizados.....	74

Bolivia	75
Colombia	75
Ecuador	75
Perú	76
Conclusiones preliminares	76
Análisis de la distribución en el período 1998 - 2002	77
Bolivia	78
Colombia	79
Ecuador	80
Peru	81
Conclusiones preliminares:	81
Análisis de la distribución de la Renta Petrolera por países	82
Bolivia	82
Distribución de la regalía en los Departamentos Productores	84
Colombia	85
Ecuador	86
Análisis de la distribución de las Rentas de Participación Descentralizada.....	89
Perú	91
Distribución del Canon (participación).....	92
Conclusiones Preliminares.....	93
La Renta Petrolera descentralizada en Bolivia.....	95
La Renta Petrolera descentralizada en Colombia	96
La Renta Petrolera descentralizada en Ecuador	97
La Renta Petrolera descentralizada en Perú.....	97
5. Utilización de la Renta Petrolera.....	99
Antecedentes	99
Uso de la Renta Petrolera por país	99
Bolivia	99
Colombia	104
Ecuador	109

Perú	114
Criterios de equidad para la distribución de las participaciones	117
Interpretación del Convenio 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes y participación de los Pueblos Indígenas de la Renta Petrolera	119
Nuevos dispositivos legales de formulación de presupuestos participativos y transparencia en la información	121
Conclusiones preliminares	123
Referencias Bibliográficas	129
Fuentes Gubernamentales	131
Bolivia	131
YPFB	131
Colombia	131
Ecuador	131
Peru	131
Fuentes Diversas	131
Anexo 1 El Programa Energía, Ambiente y Población.....	133
Anexo 2 Las Operaciones Hidrocarburíferas y el Hábitat de los Pueblos Indígenas.....	135
Anexo 3 Dispositivos legales que establecen las regalías y participaciones	139
Bolivia.....	139
Ley 1689—Capítulo II: de las Regalías	139
Colombia	140
Constitución.....	142
Ecuador	141
Ley de Hidrocarburos, Artículo 49	143
Perú.....	141
Constitución. Artículo 77—Ley 26221, Ley de Hidrocarburos	143
Anexo 3 Hojas de Cálculo.....	143

Bolivia.....	143
Colombia	144
Ecuador.....	145
Perú.....	146
Anexo 5 Gobernabilidad y Transparencia.....	147
Índices Referenciales.....	147
Anexo 6 Iniciativa para la Transparencia	
de las Industrias Extractivas (EITI).....	Error! Bookmark not defined.

Lista de Cuadros

Cuadro 1: El Estudio Previo - Conclusiones de Carácter Preliminar	10
Cuadro 1.1: Importance of the Hydrocarbon Sector	13
Cuadro 1.2: Bolivia –Reservas de Petróleo Crudo Probadas y Probables	16
Cuadro 1.3: Bolivia—Reservas Certificadas de Gas Natural.....	16
Cuadro 1.4: La Reforma Petrolera en la Administración del Presidente Uribe	21
Cuadro 1.5: Perú—inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos, 1995–2003.....	27
Cuadro 2.1: Distribución de la Población Urbana y Rural.....	34
Cuadro 2.2: Leyes de Regalías Petroleras y de Descentralización	35
Cuadro 2.3: Ecuador—Progreso en Descentralización	38
Cuadro 3.1: Resultados de la Exploración—Porcentaje de éxito en términos técnicos y comerciales (1991–2000)	48
Cuadro 3.2: Número de Descubrimientos (1991–2000)	48
Cuadro 3.3: “Government Take”—(Porcentaje del NPV en caso de explotaciones de petróleo o de gas natural—por nuevos inversionistas y por inversionistas existentes)	48
Cuadro 3.4: Ubicación en el Clasificación Mundial.....	49
Cuadro 3.5: Entes Colectores y Distribuidores de las Regalías y Participaciones Petroleras	57
Cuadro 3.6: Base Constitucional y/o Legal de las Regalías	60
Cuadro 3.7: Montos promedios anuales recaudados por países 1998–2002.....	61
Cuadro 3.8: Renta Petrolera por barril en los países analizados.....	65
Cuadro 4.1: Problemas Detectados En Los Informes De Los Consultores	71
Cuadro 4.2: Tipos de transferencias	77
Cuadro 4.3: Distribución de la Renta Petrolera—Promedio 1998–2002.....	78

Cuadro 4.4: Estructura (%) de la distribución de la Renta Petrolera	82
Cuadro 4.5: Colombia: distribución de la Renta y regalías	86
Cuadro 4.6: Ecuador—Conceptos de Ingresos Petroleros—Gobierno Central	87
Cuadro 4.7: Ecuador—Esquema de Distribución de la Renta Petrolera—Participes	88
Cuadro 4.8: Ecuador—distribución de los ingresos petroleros	89
Cuadro 4.9: Distribución de rentas específicas para provincias y comunidades	90
Cuadro 4.10: Perú: Distribución de la Renta Petrolera captada en el “upstream”	92
Cuadro 4.11: Dispositivos legales y distribución del Canon y Sobre-Canon Petrolero...	93
Cuadro 5.1: Bolivia—Gasto Social, 2001-2002.....	100
Cuadro 5.2: Bolivia, Gasto Social Pro-Pobreza, 2001-2002	101
Cuadro 5.3: Recursos municipales ejecutados por Departamentos, 2002	101
Cuadro 5.4: Colombia—Destinación de los Recursos de Regalías— Ley 756 Artículo 13.....	105
Cuadro 5.5: El ECORAE	110
Cuadro 5.6: Ecuador—FEIREP La Proyección de las contribuciones de las compañías	113
Cuadro 5.7: Capitalización del FEP y el FEIREP.....	114
Cuadro 5.8: Destino de los Fondos del Canon y SobreCanon	116
Cuadro A5.1: Índices de percepción de corrupción por país, 1996–2003	147
Cuadro A5.2: Índices de percepción de corrupción por país, 2001-2002	148
Cuadro A6.1: Principios de la Iniciativa por la Transparencia en las Industrias Extractivas.....	150

Lista de Figuras

Figura 1: Distribución de Regalías	6
Figura 1.1: Bolivia—Inversión Privada Directa.....	15
Figura 1.2: Colombia—Producción y Consumo de Petróleo: 1980-2003	18
Figura 1.3: Colombia—Inversiones en Exploración y Producción	22
Figura 1.4: Ecuador—Producción—1993–2002	25
Figura 1.5: Perú—Producción y Consumo de Petróleo—1995–2003.....	26
Figura 4.1: Bolivia—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera	79
Figura 4.2: Colombia—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera	80
Figura 4.3: Ecuador—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera	80

Figura 4.4: Perú—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera.....	81
Figura 4.5: Bolivia—Distribución de regalías por Departamentos	83
Figura 5.1: Colombia—distribución de regalías	104
Figura 5.2: Distribución del Canon y Sobrecanon por tipo de gasto.....	115
Figura 5.3: Participación del Canon y del Sobrecanon en el financiamiento departamental.....	115
Figura A2.1: Colombia—Mapa de áreas de actividad petrolera	135
Figura A2.2: Colombia—Mapa de Resguardos Indígenas.....	136
Figura A2.3: Bolivia—Mapa de áreas de exploración y explotación petrolera y Tierras Comunitarias de Origen.....	136
Figura A2.4: Mapa del Perú—Áreas de actividad petrolera y de Comunidades Nativas.....	137

Prefacio

La preocupación creciente sobre la Distribución de la Renta Petrolera en la Cuenca Sub-Andina ha determinado la necesidad de llevar a cabo un análisis abierto del tema en el contexto de los diálogos tri-partitas del Programa Energía, Ambiente y Población (EAP). Este estudio es una profundización del trabajo realizado en el año 2001, cuando por primera vez se analizó de manera comparativa, la Distribución de la Renta Petrolera en cuatro países de la región: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú¹

El Programa EAP es una iniciativa conjunta del Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP), del Departamento Petróleo, Gas y Químicos y del Departamento para el Desarrollo ambiental y socialmente sostenible de la región de América Latina del Banco Mundial, de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), de la Coordinadora de Organizaciones Indígenas de la Cuenca Amazónica (COICA) y de la Asociación de Empresas de Petróleo y Gas de América Latina y el Caribe (ARPEL) (ver Anexo 1). Su principal objetivo es mejorar la relación entre los diferentes actores: gobierno, industria y pueblos indígenas, a fin de crear las condiciones que permitan seguir desarrollando la industria petrolera en la Cuenca Amazónica de manera compatible con los principios del desarrollo sostenible.

La mayor parte de los recursos para financiar el estudio fueron obtenidos de ESMAP, manejado por el Banco Mundial, cuyo propósito principal es evaluar el rol de la energía en el proceso de desarrollo, con miras a reducir la pobreza, mejorar los niveles de vida y preservar el ambiente. Una de las áreas temáticas estratégicas de ESMAP incluye la continuación de las reformas sectoriales, la promoción y difusión de mejores prácticas de la industria en términos socio-culturales y ambientales, y la realización de esfuerzos tendientes a mejorar la situación socio-económica de los pueblos indígenas.

La Administración y Distribución de la Renta Petrolera es sin duda un asunto complejo, que requiere ser analizado, cuando menos desde tres niveles: (1) Recaudación de la Renta (principalmente regalías e impuestos percibidos por la producción de petróleo y/o gas natural); (2) Distribución de la Renta; y (3) Desembolso de la Renta, es decir su utilización final.

Este estudio solamente considera los flujos financieros ligados a la Renta y su utilización. Los impactos y pasivos ambientales y sociales no fueron evaluados.

La Recaudación de la Renta Petrolera está relacionada con el sistema fiscal adoptado para la industria del petróleo y del gas natural. Los gobiernos están profundamente interesados en la recaudación de la renta petrolera por el incentivo que provee a la industria y sobre todo por los ingresos fiscales resultantes. Los inversionistas, si bien concuerdan en la necesidad de la existencia de los impuestos, consideran que su

¹ Ver ESMAP Technical Paper No. 020 <EAP – Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera>, Febrero 2002.

aplicación debe permitirles obtener un retorno atractivo. La sociedad civil centra su interés en poder contar con un sistema de impuestos que comparta las Rentas de manera justa entre el Gobierno y el inversionista; y posteriormente entre el Gobierno Central y los grupos sociales, protegiendo el interés público en temas como el del ambiente, la calidad de vida, y el respeto a la herencia cultural de los pueblos indígenas.

El sistema impositivo debe a su vez permitir una división apropiada y estable de los ingresos entre los diferentes niveles del gobierno. El argumento más contundente a favor de asignar Renta Petrolera a gobiernos regionales o locales se basa en el hecho de que muchos de los costos externos de la explotación están localizados. Estos costos incluyen la degradación ambiental y las demandas de la población local por una mejor infraestructura social y física. El cómo son o serán finalmente compartidos los impuestos y regalías dependerá principalmente de las políticas, y en particular de la naturaleza del federalismo del país involucrado; es decir, de la relativa importancia al interior de cada país de los puntos de vista federal y regional.

Una vez que la Renta es recaudada, la atención se centra hacia su administración. Los principales desafíos de una bonanza petrolera están estrechamente ligados a la administración adecuada de la Renta. La riqueza petrolera llega de pronto, ya sea por descubrimientos de nuevas reservas o por un rápido incremento de los precios del crudo; situación que muchas veces excede la capacidad de absorción dentro de la economía nacional, especialmente la capacidad institucional de las agencias de gobierno para asegurar su correcta administración y por ende su inversión de manera eficiente. Pero también sucede lo contrario, súbitas caídas de los precios y el agotamiento de los yacimientos, originan serios cortes en la recaudación de rentas y potenciales problemas de orden presupuestario.

Combatir el uso indebido o la malversación del recurso constituye un objetivo central. Debe tenerse presente que las políticas y decisiones relacionadas con los altibajos de la riqueza petrolera son frecuentemente asimétricas. Decisiones erradas durante los períodos de abundancia son muy difíciles de corregir en aquellos de falencia. Mas aún, la experiencia nos enseña que la riqueza petrolera provoca fuertes respuestas emocionales relacionadas a su percibida cualidad de "patrimonio nacional", con el resultado de dar lugar a una tentación de usarla para lograr resultados políticos, los cuales pueden no ser consistentes con una legítima política de desarrollo. Finalmente, y esto debe ser remarcado, la riqueza petrolera abre potencialmente un camino fácil a la corrupción.

Los descubrimientos de nuevas reservas de hidrocarburos, así como las oscilaciones de los precios del petróleo y gas natural, y consecuentemente la Renta Petrolera resultante, son factores bastante difíciles de predecir; lo que genera un desequilibrio cíclico en la economía de los países productores. Adicionalmente a ello, surge el problema de la pérdida de competitividad de la economía de un país que experimenta una bonanza inesperada, es decir la llamada "Enfermedad Holandesa", nombrada así por los problemas experimentados en Holanda al inicio de la explotación de las reservas de gas natural del gran yacimiento Groningen. El crecimiento de las

exportaciones de hidrocarburos lleva a una apreciación del tipo de cambio que eleva la presión sobre los costos y precios de los artículos nacionales, disminuyendo su competitividad y perjudicando la diversidad y balance de la economía nacional.

Un aspecto interesante de este estudio comparativo de la Distribución de la Renta Petrolera en cuatro países de la Cuenca Sub-Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú), es la existencia de varios mecanismos aplicados para responder a los problemas de la Recaudación y de la Administración de la Renta. De una forma u otra lo fundamental para asegurar la utilización eficiente de los recursos es el contar con un plan de desarrollo bien articulado, el cual debería ser de público conocimiento e incluir de haber excedentes el establecimiento de fondos petroleros de ahorros y de estabilización.

Las decisiones de como la Renta Petrolera debe desembolsarse entran dentro del dominio del gasto y las finanzas públicas y ocupan un lugar central en las políticas de desarrollo de los gobiernos. De hecho, es deseable la articulación de usos prioritarios fijados en los planes nacionales y regionales; siendo evidente, que el gasto efectivo dependerá de factores entre los que destaca la capacidad institucional para el diseño, implementación y auditoria de los programas y proyectos de gasto público. Así mismo, la transparencia de la contabilidad y las auditorias son muy importantes para el logro del éxito.

Este estudio comparativo tuvo que enfrentar el problema del acceso a la información, en particular a conseguir estadísticas completas. A pesar de que las Rentas son intrínsecamente fondos públicos y por lo tanto objeto de múltiples regulaciones, existen entre los países analizados diferencias en el grado de transparencia bajo el cual se ejecutan las respectivas transacciones ligadas a la Distribución de la Renta Petrolera. La administración -a través de organismos autónomos del Estado- de la recaudación de rentas petroleras dificultó la recopilación de información.

Con respecto a la utilización de la Renta Petrolera en las regiones petrolíferas, la conclusión es que aun queda mucho por hacer. Al margen del monto de Renta transferido, el análisis permite sostener que no hay una suficiente continuidad de flujos de dinero como para poder financiar planes de desarrollo de largo plazo para las regiones; más aun, queda abierta la interrogante sobre la capacidad institucional y política del Gobierno Central y sobretodo de los gobiernos regionales, para poder conciliar las subidas y bajadas de los ingresos petroleros con planes de desarrollo que respondan a las necesidades de la población.

Sin embargo, desde mediados de la década de los 80s se vienen observando algunos progresos tendientes a hacer más precisa y efectiva la distribución de la Renta a las regiones petroleras, para luego y desde fines de los años 90's extender este beneficio a las comunidades indígenas. Este es el caso de Colombia, país donde no sólo se ha aumentado la transparencia de la distribución de regalías a departamentos y municipios sino que también se ha legislado sobre el particular, estableciéndose un porcentaje de estas regalías a favor de las comunidades indígenas cuando los desarrollos petroleros tienen lugar en sus territorios. Es importante que se lleven a cabo esfuerzos no

sólo para extender la dación y aplicación de este tipo de legislación a otros países, sino también para reforzar las organizaciones indígenas de manera que se constituyan en agencias capacitadas para recibir y administrar recursos públicos.

Agradecimientos

La concepción de este estudio ha sido realizada por Eleodoro Mayorga Alba, Economista Petrolero Principal del Departamento Petróleo, Gas, Minerales y Productos Químicos del Banco Mundial, en colaboración con los Coordinadores Nacionales del Programa EAP en los países estudiados: Ernesto Mealla (Bolivia), María Clemencia Díaz (Colombia), Vicente Juepa (Ecuador) y Julio Bonelli (Perú). Los primeros informes sobre el tema de la distribución de la Renta, en el caso del Perú, fueron elaborados por Daniel Guerra, y en el caso de Colombia, por Miguel Ángel Santiago. En la redacción de los términos de referencia contribuyeron particularmente Alejandro Villarreal y Byron Chilibingua de OLADE.

El estudio comparativo tuvo como punto de partida cuatro estudios nacionales, realizados por los siguientes consultores: Gover Barja (Bolivia), Edgar Paris (Colombia), Horacio Yépez (Ecuador) y Luis Pérez (Perú). El estudio comparativo quedó a cargo del Economista Consultor Humberto Campodónico y su asistente Economista Julio Aguirre. El antropólogo Alonso Zarzar, especialista social del Banco Mundial revisó la sección sobre la importancia de los pueblos indígenas y la sección relativa al Convenio de la OIT No. 169.

La revisión del borrador tuvo lugar en un Taller en la ciudad de Lima el 23 de agosto del 2004 en el que participaron: L. Mokrani y M. Landeau (Bolivia); J.C. Vera, A. Sánchez y J.C. Zambrano (Colombia); E. Tamayo, R. Galarza y M. Lescano (Ecuador); J.M. Cayo, C. Garaycochea, G. Navarro y G. Vásquez (Perú). La versión en castellano fue revisada y editada por Pedro Touzett. La traducción al inglés ha sido hecha por Servicios Profesionales y Administrativos S.A.C. (SERPROADSA). El proceso de publicación de este documento fue coordinado por Marjorie K. Araya, ESMAP.

Los mapas que se encuentran en el Anexo 2 fueron producidos por los consultores y reproducidos con sus autorizaciones.

Siglas y Acrónimos

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ARPEL	Asociación de Empresas de Petróleo y Gas de América Latina y el Caribe
CAREC	Comité de Administración de los Recursos para Entrenamiento y Capacitación – Perú
CEL	Comité Especial de Licitaciones
CND	Consejo Nacional de Descentralización
COICA	Coordinadora de Pueblos Indígenas de la Cuenca Amazónica
DUF	Directorio Único de Fondos
ECORAE	Ecología y Desarrollo en la Región Amazónica
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía
FEIREP	Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público
FISE	Fondo de Inversión Social de Emergencia
FNR	Fondo Nacional de Regalías
FPS	Fondo Nacional de Inversión Productiva y Social
GNL	Gas Natural Licuado
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNLC	Gas Natural de Lima y Callao
IED	Inversión Extranjera Directa
IEHD	Impuesto Especial a los Hidrocarburos
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
ISC	Impuesto Selectivo al Consumo
LNG	Liquified Natural Gas
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
OIT	Organización Internacional del Trabajo
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONGs	Organismos Nacionales Gubernamentales
PAI	Programa de Ajuste Institucional
PBI	Producto Bruto Interno
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SOTE	Sistema del Oleoducto Transecuatoriano
TCA	Tratado de Cooperación Amazónico
TFESSD	Trust Fund for Environmental and Social Sustainable Development
TGN	Tesoro General de la Nación
UDAPE	Unidad de Planeamiento Económico

YPFB

Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia

Resumen Ejecutivo

1. La Renta Petrolera representa una parte sustancial del Producto Bruto Interno (PBI), del presupuesto nacional y de los ingresos en divisas de los países productores de la Cuenca Sub-Andina. Su disponibilidad, si bien es una oportunidad trae consigo un reto. El tema de la administración y utilización de la Renta Petrolera constituye una creciente preocupación entre las compañías petroleras, la sociedad civil, las agencias de desarrollo y obviamente los mismos gobiernos.

2. Los actores citados concuerdan en la necesidad que tienen las regiones productoras y, en particular los pueblos que habitan en estas regiones, de recibir no sólo compensaciones por los daños que resulten de las operaciones petroleras, sino que para encaminarse en la ruta del desarrollo sostenible, deben a su vez beneficiarse de una parte de la Renta misma.

3. Este estudio compara los mecanismos aplicados y las estadísticas disponibles sobre la recaudación, distribución y utilización de la Renta Petrolera en cuatro países de la Cuenca Sub-Andina: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, durante el período 1998 – 2003. Los términos de referencia del trabajo fueron redactados en el contexto del Programa Energía, Ambiente y Población. El financiamiento de los trabajos se obtuvo del Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP) y del Fondo Noruego para el Desarrollo Ambiental y Socialmente Sostenible (TFESSD).

4. El estudio busca principalmente sistematizar la información disponible sin agregar juicios de valor o hacer conclusiones o recomendaciones sobre la repartición de la renta entre estados y empresas, y/o entre gobierno central y gobiernos regionales. Su principal objetivo es entender los retos y los riesgos de los procesos en curso e identificar las tendencias en materia de distribución de la renta, en particular y de descentralización fiscal, en general.

La situación del Sector Hidrocarburos en los países analizados

5. La importancia del sector hidrocarburos en los países analizados puede ser vista en términos de variables como la contribución de la industria al PBI, a las exportaciones totales y al Presupuesto Nacional. Para el año 2002, el “ratio” Producción de Hidrocarburos/PBI es mayor en Bolivia con 19,5%, seguido de Ecuador (12,2%), Colombia (7,2%) y Perú (1,4%). En cuanto a la contribución de las exportaciones de petróleo y gas a las exportaciones totales, el Ecuador presenta un “ratio” de 40%, seguido de Colombia (27,8%), Bolivia (24,1%) y Perú (5,8%). Finalmente, la relación Renta Petrolera/ingresos corrientes del presupuesto cada país, registra un mayor valor en Ecuador con el 17,9%, seguido de Bolivia (5,1%), Colombia (5,0%) y Perú (2,4%).

6. Las cifras muestran que las economías de Ecuador y Bolivia son más dependientes del sector petróleo y gas que la economía de Colombia y aun menos que la

del Perú. Lo que es más, en Bolivia y Ecuador hay una cantidad significativa de reservas probadas de hidrocarburos no desarrolladas.

7. En Bolivia, las modificaciones del marco legal en 1996, propiciaron un aumento importante de inversiones en exploración que tuvieron como resultado un significativo incremento de las reservas de gas y condensados. Pero, este marco legal ha sido cuestionado en el 2003 y se discute actualmente una nueva Ley de Hidrocarburos. En Ecuador también hay por desarrollar reservas probadas, pero en este caso de petróleo crudo que podrían llevarse a los mercados gracias a un nuevo oleoducto. Sin embargo, en este país también han sido planteadas modificaciones al marco legal que tienen problemas para su aprobación e implementación.

8. A principios del nuevo milenio, tanto en Colombia, como en el Perú, la caída de las reservas de petróleo crudo ha hecho necesario efectuar modificaciones en la legislación a fin de atraer nuevas inversiones, fundamentalmente en exploración.

9. El gas natural está ganando importancia en la matriz energética de la sub-región. Colombia ha culminado un gran esfuerzo para desarrollar su mercado doméstico, mientras que Bolivia y Perú, además del mercado doméstico, cuentan con reservas para la realización de importantes proyectos de exportación.

10. Durante el período cubierto, en los países analizados, los temas ambientales y sociales han comenzado a recibir mayor atención, y en algunos casos se han hecho prioritarios. Al respecto queda mucho por hacer. Dentro de ello es de singular importancia la evaluación de los beneficios que reciben y recibirán los pueblos indígenas cuyo hábitat a menudo se superpone con áreas de operación petrolera.

La descentralización y la búsqueda de la Transparencia

11. Uno de las características más destacadas de la evolución del sector hidrocarburos de los países de Latinoamérica y el Caribe son los procesos de reforma del Estado a través de iniciativas que promueven la descentralización administrativa y fiscal. Cabe indicar que los países estudiados presentan problemas ligados al centralismo de diferente magnitud.

12. La descentralización fiscal se define como un proceso de transferencia de competencias y recursos desde la administración central del Estado hacia las administraciones regionales y locales bajo ciertos principios básicos: (i) competencias claramente definidas; (ii) transparencia y predictibilidad; (iii) neutralidad en la transferencia de los recursos; y (iv) responsabilidad fiscal.

13. La distribución de las regalías y participaciones recaudadas en la actividad hidrocarburífera forma parte del proceso de descentralización fiscal que se viene dando en los países analizados. En Bolivia, Colombia y Perú, la participación de las regiones y departamentos a la Renta Petrolera comienza en los años 70; mucho antes del inicio del proceso de descentralización administrativa y fiscal. Colombia es el país donde este proceso comienza más temprano (1986), mientras que en Perú es donde empieza más

tarde (en el año 2002); si bien se estableció una Ley de Descentralización en 1989, el proceso fue abolido en 1992. En Bolivia y Ecuador el proceso comienza en los años 1994 y 1997, respectivamente.

14. El proceso de descentralización en la región se ha desarrollado de manera desigual y en muchos aspectos requiere de ajustes significativos. Las participaciones provenientes de las Regalías destinadas a las regiones se otorgan desde hace tiempo, lo que las constituye en un tipo de descentralización fiscal “avant la lettre”. En la práctica las regiones y municipios no han recibido capacitación previa para administrar de manera planificada los montos transferidos, ni para presentar cuentas de su utilización; lo cual ha traído problemas derivados de la falta de transparencia (en el caso de Colombia) y problemas administrativos (en el caso de Perú).

15. En este contexto han comenzado a ganar importancia las iniciativas que promueven la transparencia en la información en relación a los pagos que efectúan las empresas privadas a los gobiernos nacionales, así como en el uso de dichos recursos. Una de las más importantes, y que creemos debe ser apoyada, es la “Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI)”, impulsada por el Primer Ministro del Reino Unido, Anthony Blair, en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo (Septiembre, 2002) la cual anima a gobiernos, empresas extractivas privadas y estatales, organizaciones internacionales, ONGs y otros agentes con intereses en el sector a trabajar juntos de manera voluntaria con el objetivo de fomentar la transparencia.

Recaudación de la Renta Petrolera

16. Se considera Renta Petrolera los ingresos percibidos por el Estado que provienen de las regalías cobradas a las empresas extractoras; el impuesto a la renta que pagan estas mismas empresas; las contribuciones sociales; los pagos por capacitación; el pago de patentes; y, una serie de pagos menores particulares a cada país.

17. Con relación al marco institucional no se identifican aspectos desfavorables que justifiquen que sea preferible que un solo “ente” colecte las regalías y distribuya las participaciones (canon), como en Bolivia, Colombia y Perú. Se considera sin embargo que ello es más eficiente que tener dos instituciones, una que cumpla la función de recaudación y otra que se encargue de la función de distribución de las participaciones. En efecto, los costos administrativos con una sola entidad resultan siendo inferiores a aquellos en que se incurriría si hubiera dos. Lo importante es lograr una mayor transparencia y acceso a la información evitando se dupliquen funciones en esta tarea.

18. En valores absolutos, para el período analizado, los países pueden dividirse en dos categorías en función al monto que perciben: la primera, integrada por Ecuador y Colombia, con Rentas Petroleras superiores a los US\$ 1,000 millones anuales; y la segunda, formada por Bolivia y Perú, cuyos ingresos por Renta Petrolera son bastante menores, fluctuando alrededor de los US\$ 200 millones anuales.

19. Si bien los modelos de contratación petrolera usados en la sub-región son ampliamente conocidos, el grado de dificultad que se tuvo para obtener estadísticas consistentes de la Renta Petrolera varía según los países. Mientras que en Colombia y Perú los mecanismos de distribución que han sido establecidos obligan a una publicación periódica y consistente de las cifras de regalías y participaciones que se destinan a las provincias, municipalidades y en general a instituciones beneficiarias de la Renta; en Bolivia, la información si bien a nivel agregado es también disponible, no hay una desagregación de cifras que permita una utilización diferenciada entre la Renta del Sector Hidrocarburos recibida por las Regiones, de aquella procedente de las transferencias regulares efectuadas por el Gobierno Central. Por otro lado, Ecuador es el país en el cual los flujos de la Renta son los menos transparentes. El hecho que PETROECUADOR reciba la parte que le corresponde al Estado de las operaciones de los contratistas y que lo junte con su producción petrolera, y que además lo integre en su contabilidad con subsidios a los precios internos y las complejidades propias de su gestión, hace difícil establecer cifras consistentes. Además, debe indicarse que Ecuador es el país donde las pre-asignaciones al uso de la Renta son aun significativas.

20. En términos unitarios, la Renta Petrolera por barril de petróleo equivalente muestra situaciones diferentes. Ecuador obtuvo en promedio la Renta Petrolera unitaria más alta para el período 1998-2003, con 9,8 US\$/bbl. Le siguen Perú (5,9 US\$/bbl), Bolivia (4,2 US\$/bbl) y finalmente Colombia con (3,9 US\$/bbl). Es importante acotar que en el caso de Bolivia y Perú, la Renta Petrolera sería más elevada de considerarse los ingresos del estado provenientes de la capitalización y privatización, respectivamente. En el caso de Ecuador la mayor parte de la producción la realizó PETROECUADOR empresa que explota campos de bajo costo y que no ha cumplido con realizar íntegramente la depreciación de inversiones. En Perú, la producción también provino en su mayor parte de viejos campos con pocas inversiones adicionales. En el caso de Bolivia y Colombia, dentro de la Renta Petrolera se incluyen volúmenes significativos de producción de gas natural, que normalmente tienen un valor unitario inferior al de petróleo, lo que hace que la renta unitaria promedio sea sensiblemente menor.

Distribución de la Renta Petrolera

21. En promedio, durante el periodo 1998–2002, Ecuador es el país que recibió mayor Renta Petrolera con US\$ 1,318 millones, seguido de Colombia con US\$ 1,100 millones. Más atrás, y casi en situación de paridad, está Perú que ha recibido una renta promedio anual de US\$ 220 millones y Bolivia que ha recibido US\$ 224 millones.

22. En los países analizados se observa una tendencia hacia la descentralización de la administración de las rentas petroleras; y que la parte del Gobierno Central tiende a ser menor:

- en Bolivia, la parte del gobierno central ha disminuido del 77% al 68% de 1998 al 2002;

- en Colombia, la parte del gobierno central ha disminuido del 43% al 30%, de 1997 al 2000. En el 2001 la parte del gobierno aumentó para luego volver a caer;
- en Ecuador, la parte del gobierno central también ligeramente disminuye, pues tenía el 100% en 1998, bajando al 97% en el 2002; y
- en Perú, la parte del gobierno central se ha mantenido estancada alrededor de 59%, cifra que debe disminuir en los próximos años en la medida que aumente la producción de gas.

23. Los esfuerzos para incrementar el valor absoluto de la Renta Petrolera deberán rendir sus frutos en los próximos años. Los países que deberán tener más éxito son: Ecuador con el incremento de la producción de crudo gracias a las reservas probadas no desarrolladas y a las facilidades de transporte recientemente concluidas; Perú con la puesta en operación de la primera fase del Proyecto Camisea, y Bolivia con el aumento de las exportaciones de gas en primera instancia a los mercados de Brasil y Argentina. Tanto Perú como Bolivia tienen expectativas para desarrollar próximamente proyectos de exportación de LNG al mercado Norteamericano. Por su parte, Colombia deberá seguir haciendo esfuerzos para lograr incrementar las inversiones en el sector para evitar el impacto de la declinación de su producción de petróleo en los yacimientos de Cuisiana y Caño Limón.

24. En adición a las partes más importantes de la Renta que reciben sea el Gobierno Central o sea que se distribuye a las regiones productoras, hay otros beneficiarios menores tales como “entes” encargados de la contratación petrolera, o fondos destinados a la capacitación de nacionales en la industria, etc. Lo importante es tener una repartición transparente y en lo posible evitar pre-asignaciones que escapan los controles presupuestarios en los países.

Utilización de la Renta Petrolera

25. En todos los países, las Rentas que van a las regiones son a su vez repartidas en diferentes proporciones entre los gobiernos de las provincias, los municipios de las regiones productoras e instituciones, universidades y/o corporaciones de desarrollo regional. Esta segmentación creciente de la Renta Petrolera que resulta del proceso político que viven los países en la región trae consigo el doble reto de elevar la capacidad de las instituciones beneficiarias y de aumentar la transparencia en las transacciones.

26. En general, las decisiones de cómo la Renta Petrolera debe utilizarse entran dentro del dominio del gasto y las finanzas públicas y del desarrollo de políticas macro-económicas. El gasto efectivo dependerá de varios factores, empezando por una administración transparente. En principio, el uso de la Renta Petrolera no puede escapar a las prioridades que gobiernan el plan de desarrollo del país en general y de la región en particular. Además de tener en cuenta las prioridades en términos de desarrollo de nuevas infraestructuras es muy importante que se pongan en aplicación sistemas de control efectivos. Los países consideran que se debe priorizar las inversiones en lugar del

gasto corriente; priorizar inversiones de hecho implica adoptar planes de mediano a largo plazo.

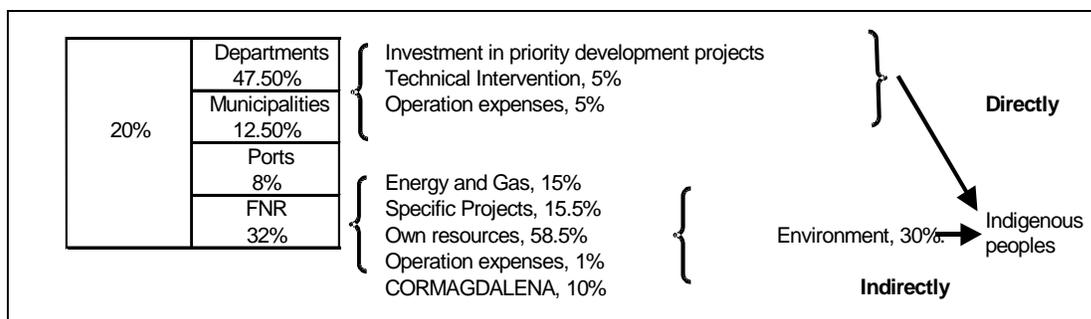
27. En Bolivia - no es posible establecer en base a las estadísticas disponibles de las regiones beneficiadas, la eficiencia y eficacia sobre el uso de los recursos generados en el “upstream” del Sector Hidrocarburos. Hay que suponer que han sido administrados de la misma forma que los recursos provenientes de cualquier otra fuente. Al respecto, hay algunas críticas enunciadas como:

- baja ejecución presupuestaria (La Unidad de Planeamiento Económico del gobierno –UDAPE- estima en 50%),
- débil desarrollo institucional debido a deficiencias técnicas y administrativas, falta de compatibilidad entre los planes y programas anuales con los presupuestos, injerencia política en los consejos municipales, elevada rotación de personal, falta de transparencia en los procesos administrativos; e
- inadecuado diseño de instrumentos en cuanto a normas y procedimientos, inflexibilidad y complejidad de procedimientos administrativos.

28. Sin embargo, vale mencionar que existe una iniciativa reciente sobre los temas de eficiencia y eficacia, por parte del Directorio Único de Fondos, resultado de la elaboración de Programas de Ajuste Institucional (PAI) para los Gobiernos Municipales. Estos programas se encuentran en elaboración también para las Prefecturas departamentales.

29. En Colombia - La normatividad determina de manera muy precisa la forma en que deben ser invertidas las regalías recibidas por las diferentes entidades territoriales: la gran mayoría de recursos deberán ser utilizados para inversión en proyectos prioritarios contemplados en el Plan General de Desarrollo del Departamento o en los Planes de Desarrollo de sus Municipios. En el gráfico siguiente se muestra la distribución adoptada.

Figura 1: Distribución de Regalías



30. En el caso del Fondo Nacional de Regalías (FNR) los fondos se distribuyen a su vez en: (i) 15% a Proyectos de Energía y Gas; (ii) 15,5% a Proyectos Específicos presentados por las entidades territoriales; (iii) 58,5% a Recursos Propios para Proyectos; (iv) 1% a gastos de funcionamiento; y, (v) 10% a la Corporación del Río Grande de la Magdalena. En el caso de los Recursos Propios para Proyectos, la ley establece que el 15% se destinará al fomento de la minería, el 30% a la preservación del medio ambiente y el 54% a la financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.

31. En Colombia, de acuerdo con la ley vigente, las comunidades indígenas pueden acceder a los recursos de la Renta Petrolera:

- **De manera directa.** El Artículo 11°. Ley 756 de 2002 señala que : Cuando en un resguardo indígena o en un punto ubicado a no más de cinco (5) kilómetros de la zona del resguardo indígena, se exploten recursos naturales no renovables, el cinco por ciento (5%) del valor de las regalías correspondientes al departamento por esa explotación, y el veinte por ciento (20%) de los correspondientes al municipio, se asignarán a inversión en las zonas donde estén asentados las comunidades indígenas y se utilizarán en los términos establecidos en **el artículo 15 de la Ley 141 de 1994, y**
- **De manera indirecta.** A través del destino que haga el FNR de los recursos asignados a la preservación del medio ambiente que podrán ser destinados al desarrollo sostenible de resguardos indígenas.

En ambos casos es indispensable que los pueblos indígenas se constituyan en entidades territoriales para poder acceder a los recursos de la participación en regalías directas y en los del FNR.

32. Las evaluaciones que se han hecho en relación al uso de las regalías en Colombia tienen importantes conclusiones. De un lado, se afirma que la actividad del sector petrolero tiene un impacto positivo en la actividad económica, mejorando los indicadores sociales y las finanzas de los departamentos y municipalidades productoras. Estos resultados, sin embargo, deben tener en cuenta que se han dado en paralelo algunos impactos negativos, y que existe evidencia que permite cuestionar el manejo poco transparente de los fondos en algunas municipalidades. Así mismo, también cabe señalar el deterioro del orden público debido a la presencia de grupos armados y su presión contra la actividad pública y privada en las regiones petroleras.

33. En Ecuador – La administración de los recursos procedentes del sector petrolero, desde sus inicios en los años 70's, ha sido objeto de una administración inadecuada. La recaudación y asignación de recursos se ha convertido en un proceso esencialmente político. Los Gobiernos han encontrado en los ingresos petroleros una supuesta fuente inagotable de recursos para satisfacer necesidades fiscales sin mayor planeamiento. Un ejemplo de este manejo es el mantener subsidios al gas licuado y a productos petroleros a través de las cuentas de PETROECUADOR. La administración de

la Renta Petrolera se ha ido complicando ya que los “partícipes” – beneficiarios de la renta identificados por ley - se han multiplicado sin siquiera existir un patrón de distribución estándar. La clasificación de los ingresos petroleros se descompone en 30 aparentes fuentes de ingresos en razón a las preasignaciones que han sido establecidas a través de los años.

34. En lo que concierne al uso descentralizado de los recursos, la cantidad distribuida en el 2002 alcanzó los US\$ 71 millones, lo que es una cifra pequeña en relación al total recaudado por la Renta Petrolera. La mayor cantidad le corresponde al Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica (ECORAE) (80%), cuya ley establece que los organismos seccionales destinarán no menos del 80% de los recursos asignados al financiamiento de proyectos de vialidad y saneamiento ambiental en sus respectivas jurisdicciones; y, especialmente, para los contemplados en el Plan Maestro de Ecodesarrollo en la Región Amazónica. Sin embargo, no se dispone de información detallada del uso de estos recursos.

35. Luego viene la Ley 122 (Fondos de Desarrollo de las Provincias Orientales de Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe) con el 11% del total repartido el 2002. La Ley establece que las rentas que obtengan estos organismos seccionales se destinarán exclusivamente a obras de infraestructura urbana y rural. Su financiamiento proviene del tributo de 2,5% y 4,5% sobre el total de la facturación que cobren a PETROECUADOR o a sus filiales las empresas de servicios nacionales y extranjeras respectivamente, dentro de la jurisdicción de cada provincia amazónica.

36. Ecuador es el único país que ha creado fondos que están vigentes para administrar sus excedentes de la Renta Petrolera. A partir del año 1999 se creó la obligación de que los ingresos petroleros superiores a los inicialmente contemplados en el Presupuesto del Estado, constituyan el Fondo de Estabilización Petrolera. En junio de 2002, se creó el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP), cuyos recursos son:

- Los ingresos del Estado provenientes del petróleo crudo transportado por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) que no se deriven de la menor utilización del Sistema de Oleoductos de Transporte del Ecuador (SOTE) de petróleos livianos.
- Superávit Presupuestarios del Gobierno Central
- 45% de lo recaudado en el Fondo de Estabilización Petrolera

Ecuador espera, de mantenerse los precios elevados del petróleo, reducir su deuda externa y mejorar su capacidad de financiamiento en base a la utilización del FEIREP.

37. En Perú - el análisis sobre la utilización del Canon y Sobrecanon está restringido por la falta de información sobre los gastos e inversiones de los gobiernos locales, al no existir un registro controlado y sistemático de dicha información. De acuerdo a la normatividad presupuestal, recién a partir del 2003 se incorporan al

Presupuesto Público Nacional dichas instituciones, con lo cual se podrá tener un registro sistemático de los fondos que reciben y de los gastos que realizan.

38. Sobre la base de información referida a las regiones (Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y la provincia de Puerto Inca, en la región Huánuco), las que hasta el año 2002 recibieron más del 50% del Canon y SobreCanon, se puede decir que estos recursos se han utilizado mayoritariamente para financiar gastos de capital en los departamentos productores de hidrocarburos. En el año 2002 dichos departamentos destinaron en conjunto el 76,3% de los gastos realizados con dichos recursos para financiar gastos de capital, 23,0% para gastos corrientes y 0,7% para servicio de deuda.

39. Para compensar la falta de información sistemática, los gobiernos regionales y locales llevan una contabilidad separada del uso del Canon y SobreCanon, lo que permite identificar los gastos e inversiones a los que se destina. En muchos casos, estos recursos junto con transferencias del Gobierno Nacional y recursos propios regionales y locales cofinancian todo tipo de gastos e inversiones. En el financiamiento del gasto de los departamentos que reciben Canon y SobreCanon, estos recursos representaron el 10,5% de dicho gasto en el 2002; este nivel se ha mantenido relativamente estable en los últimos 3 años, variando entre un máximo de 20,9% en Loreto y un mínimo de 0,8% en Huanuco.

40. La formulación del Canon Gasífero, que permitirá a la región del Cuzco beneficiarse con las rentas del proyecto Camisea introduce cambios importantes. No solo se trata del 50% de las regalías sino también del 50% del impuesto a la renta pagado por el Consorcio que explota los yacimientos. Este Canon Gasífero se distribuye entre el gobierno regional, y las municipalidades tanto de la región donde se ubica la producción como para aquellas que no disponen de producción, en diferentes proporciones.

Las Comunidades Indígenas

41. Los Convenios de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) son instrumentos jurídicos internacionales que al ser ratificados por los países adquieren fuerza de ley. Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú han suscrito el Convenio No. 169 de la OIT por lo cual tienen el compromiso y la obligación de hacer que éste se cumpla.

42. Con respecto a la distribución de los beneficios de la Renta Petrolera el Artículo 15 del Convenio dice: “Los derechos de los pueblos interesados a los recursos naturales existentes en sus tierras deberán protegerse especialmente. Estos derechos comprenden el derecho de esos pueblos a participar en la utilización, administración y conservación de dichos recursos. En caso de que pertenezca al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos del subsuelo... Los pueblos interesados deberán participar, siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.”

43. A la fecha sólo en el caso de Colombia se han dado los dispositivos legales que disponen fondos de la renta directamente a beneficio de las comunidades

indígenas. En el Perú, la distribución de la Renta Petrolera se hace en función de la división política del país (Regiones, Municipios). Los nuevos dispositivos legales del Canon y Sobrecanon (2003) establecen la obligatoriedad de que el 10% del Canon se distribuya a los Gobiernos locales, municipales o distritales, donde se encuentra el recurso natural, lo que representa un avance importante, pues estos gobiernos incluyen una fuerte representación indígena. En Bolivia también hay patrones de distribución de la renta a nivel de provincias, y en Ecuador se tiene el ECORAE que financia algunas comunidades indígenas de la región amazónica. Convendría en estos tres países, clarificar los dispositivos legales que aseguren la implementación del Convenio 169 de la OIT en lo que se relaciona con la participación de los Pueblos Indígenas en la Renta Petrolera.

Cuadro 1: El Estudio Previo - Conclusiones de Carácter Preliminar

La generación de la Renta Petrolera está en función del volumen de reservas de hidrocarburos, del nivel de producción, del costo de esa producción, así como de la capacidad de los países de captar las inversiones necesarias para lograr una explotación racional.

La estructura de la Distribución de la Renta en un país está en función de parámetros establecidos por los diferentes gobiernos, a través del tiempo, por medio de dispositivos legales que en algunos casos fueron modificados durante la vida de los proyectos. En términos genéricos, en ninguno de los países la estructura actual de distribución de la Renta responde a un análisis de las necesidades de cada región o institución; razón por la cual no es posible evaluar de manera aislada la estructura de la generación y Distribución de la Renta de determinado país, pues esta no obedece a un patrón determinado. Sin embargo, es posible evaluar las tendencias regionales y comparar la estructura de cada país con la estructura promedio de los cuatro países.

Como cuestión introductoria a este nuevo estudio comparativo conviene recordar las conclusiones generales del estudio anterior que en gran medida siguen siendo válidas.

1. Una estructura equilibrada en la Distribución de la Renta permitirá que las comunidades que integran el país sientan los beneficios que trae la explotación de hidrocarburos. Ello facilitará el que las comunidades ubicadas en las zonas de explotación puedan convivir en armonía con las compañías petroleras, sin que se considere que estas últimas reemplazan al Estado en la satisfacción de sus necesidades básicas.
2. Comparadas con los impuestos a la renta, sujetos a las variaciones de las ganancias, costos e inversiones de las empresas, las regalías y/o compensaciones que se reciben en la explotación de los hidrocarburos, como un porcentaje directo de la producción, las Rentas constituyen actualmente el principal ingreso del país dueño del recurso (más del 70% de la renta).
3. Las regalías están consagradas en la Constitución Política de los cuatro países para usos específicos, los cuales se reglamentan mediante dispositivos legales y se fijan en los contratos.

4. La Renta Petrolera es una fuente de ingresos del Estado, el cual a su vez debe distribuirla de acuerdo a ley y en concordancia con los requisitos que exige la colocación de fondos públicos. Por esto, las instituciones que reciben la Renta tienen que tener definida su personería jurídica; además, deben tener planes de inversión y un adecuado sistema de control y auditoría para el uso de los fondos. En la medida que las Comunidades Indígenas no tengan personería jurídica, ni capacidad administrativa para manejar fondos públicos, tendrán dificultades para lograr un acceso directo a la Renta Petro
5. El nivel de descentralización política, tiene influencia en la Distribución de la Renta. Pues en la medida que las regiones o municipios tengan mayor capacidad administrativa y política de sus recursos, podrán tener un mayor acceso a la Renta. (Fondos que actualmente van al tesoro público, podrán ser asignados directamente a los departamentos o regiones).
6. Sin una repartición correcta de la Renta es difícil lograr que la explotación de hidrocarburos sea compatible con un desarrollo sostenible en las regiones petroleras. Sin embargo, no existe una fórmula matemática que nos indique cual es la estructura más adecuada para cada país.
7. Colombia, es el único país que ha legislado la distribución de Rentas para que estas lleguen directamente a las Comunidades Indígenas (a partir del 2001). En algunos países se reconoce el apoyo social en los Estudios de Impacto Ambiental. (Ecuador y Colombia)
8. Las características contractuales influyen en los montos de compensaciones y apoyo social. Así tenemos que en los contratos que reconocen estos gastos ya sea para el cálculo de la retribución o de la regalía, o para efectos fiscales, los montos de compensaciones y apoyo social son mayores.
9. En Perú y Bolivia los entes encargados de la negociación de los contratos, y la supervisión y control de las operaciones de las empresas reciben directamente una parte de la Renta Petrolera. En Colombia y Ecuador, las empresas nacionales – ECOPETROL y PETROECUADOR respectivamente- que contratan a nombre del Estado reciben directamente en sus presupuestos los recursos para estos fines.

1

La Situación del Sector Hidrocarburos

1.1 El Sector Hidrocarburos (petróleo y gas natural), con respecto a la envergadura de las economías de los países aquí estudiados, adquiere una importancia diferente.

Cuadro 1.1: Importance of the Hydrocarbon Sector
“Upstream”, as % of the GDP, exports, and national budget (2002)

	<i>Hydrocarbon Production as % of GDP</i>	<i>Hydrocarbon Exports as % of Total Exports</i>	<i>Rents as % of the National Budget</i>
Bolivia	19,5	24,1	5,1
Colombia	7,2	27,8	5,0
Ecuador	12,2	39,5	17,9
Peru	1,4	5,8	2,4

Fuente: Ministerios y Empresas de los países, EIA. Elaboración Propia.

1.2 Como se aprecia en el cuadro 1.1, la producción de hidrocarburos (que incluye la producción de petróleo y gas natural, salvo en Ecuador donde la producción de gas natural es marginal) como % del PBI tiene la más alta importancia en Bolivia, donde asciende al 19,5%, seguida en importancia por Ecuador con el 12,2%. Luego viene Colombia, con 7,2% del PBI, seguida de Perú con el 1,4% del PBI.

1.3 Cuando se analiza la contribución de las exportaciones de hidrocarburos (en la que se incluye el gas natural solo en el caso de Bolivia, pues los demás países no exportan gas natural) a las exportaciones totales, apreciamos que ésta ocupa el primer lugar en Ecuador, donde casi el 40% de las exportaciones corresponde a petróleo y derivados. Le siguen en orden de importancia Colombia y Bolivia, países en los cuales alrededor del 25% de las exportaciones corresponden a hidrocarburos (en el caso de Bolivia, las exportaciones de gas natural representan cerca del 75% del total de exportaciones de hidrocarburos, correspondiéndole al petróleo el 25% restante). En el Perú, las exportaciones apenas representan el 5,8% del total (cabe señalar que el Perú ha

sido un país importador neto de hidrocarburos hasta la entrada en producción del gas de Camisea, en Agosto del 2004).

1.4 Finalmente, es importante analizar la relación que existe entre la Renta Petrolera como porcentaje de los ingresos corrientes de los presupuestos de cada país. La contribución más importante le corresponde al Ecuador con el 18% del total. Luego vienen Bolivia y Colombia, con el 5%, y más lejos el Perú con el 2,4%.

Bolivia

1.5 Con 300 millones de barriles de reservas probadas de petróleo, Bolivia está calificada como un país con reservas limitadas de petróleo. Sin embargo, desde fines de la década de los 90's y principios de la presente, se han descubierto en su territorio importantes reservas de gas natural, particularmente en el Departamento de Tarija. Las reservas probadas de gas natural se estimaron a fines del 2003 a 24 billones (24 x 10¹²) de pies cúbicos y cerca de 55 billones (55 x 10¹²) de pies cúbicos si se suman las reservas probadas y probables, lo que ubica a Bolivia en tercer lugar en América Latina, tan solo detrás de Venezuela y México. La explotación de estas reservas de gas natural puede llevar a cambios significativos en el país, sobretodo si se materializan los planes de exportación a América del Norte (México y Estados Unidos).

1.6 Asociados con el gas natural se dispone de los condensados que permiten también un incremento de las reservas de hidrocarburos líquidos. Estas eran de 80 millones de barriles en los Departamentos de Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca, pero, con los líquidos del gas natural de Tarija las reservas probadas y probables de hidrocarburos líquidos han aumentado a 957 millones de barriles, para el año 2003.

1.7 La producción actual de petróleo de Bolivia es del orden de 38 000 barriles/día, mientras que su consumo está en los 53 000 barriles/día; siendo por lo tanto, en la actualidad, un importador neto de diesel y otros productos refinados.

La Inversión extranjera en la década de los 90's

1.8 En el período 1993 al 2002, se invirtieron más de US\$ 2 500 millones en el Sector Hidrocarburos de Bolivia, lo que representa el 40% del total invertido en el país en ese período (ver cuadro). El repunte de la inversión en el sector comienza en 1997, como producto de la capitalización de: a) los yacimientos de petróleo de la empresa nacional YPFB (denominados Andina y Chaco), b) la red de gasoductos (Transredes), c) la reconversión de los contratos petroleros existentes y d) de la licitación para la contratación de nuevas áreas en base a un marco legal favorable a la inversión.

1.9 De acuerdo con los lineamientos de la reforma sectorial, YPFB se retiró de las actividades productivas convirtiéndose en la agencia del Estado encargada de la promoción de la exploración y explotación, de la suscripción de los contratos y de la agregación de la producción de gas natural a exportarse al Brasil.

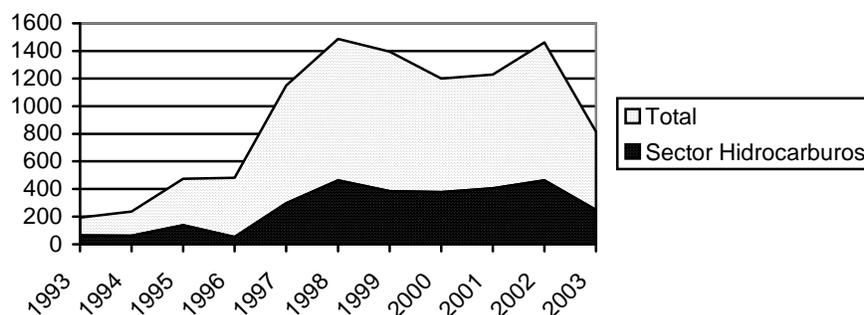
1.10 Como producto del nuevo marco legal y de la decisión de construir el gasoducto a Brasil, se produce un importante incentivo para la exploración por gas

natural. Así, a partir de 1998, se producen inversiones en exploración en la zona de Tarija. Es importante resaltar que el éxito obtenido por las empresas extranjeras ha sido en el descubrimiento de importantes reservas de gas natural, más no así en lo que respecta a petróleo.

1.11 La zona gasífera tradicional de Bolivia era el Departamento de Santa Cruz, en la región de pie de monte. La mayor parte de la producción de gas natural (75%) provenía de los yacimientos de YPFB en este Departamento. Estos yacimientos fueron “capitalizados” en 1996 y actualmente forman parte de la Sociedad Anónima Mixta Andina y de la Sociedad Anónima Mixta Chaco.

1.12 Como consecuencia de la apertura de mediados de los años 90’s, así como del contrato firmado en 1997 para exportar gas natural a Brasil, se produjeron importantes inversiones en la búsqueda de gas natural por parte de empresas petroleras calificadas como “majors” (British Gas, British Petroleum, TotalFinaElf), la española REPSOL-YPF, así como la empresa estatal brasileña (Petrobras) y por otras empresas menores (Pluspetrol, Vintage). Según el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos, las inversiones en perforación el período 1997-1999 alcanzaron aproximadamente un monto de US\$ 675 millones.

Figura 1.1: Bolivia—Inversión Privada Directa
(Mill. de US\$)



1.13 Cabe señalar que la inversión para el gasoducto Santa Cruz-Sao Paulo (US\$ 2,100 millones en total, de los cuales el 80% se realizó en Brasil y el 20% en Bolivia), figura en el rubro Comercio y Servicios y asciende a los US\$ 435 millones para el período 1997-1999. Sucede lo mismo con la inversión para el gasoducto Yasyrg (US\$ 300 millones) y, también, para el gasoducto que va desde Río Grande (Bolivia) a Cuiabá (Brasil), en el cual se han invertido US\$ 200 millones.

Cuadro 1.2: Bolivia –Reservas de Petr6leo Crudo Probadas y Probables

<i>(MMB – 2003)</i>	<i>Reservas Probadas</i>	<i>Reservas Probables</i>	<i>Probadas + Probable</i>	<i>%</i>
Cochabamba	32,8	40,9	73,7	7,7
Chuquisaca	5,0	2,2	7,2	6,8
Santa Cruz	43,4	38,1	81,5	8,5
Tarija	404,9	389,6	794,5	83,0
Total	486,1	470,8	956,0	100,0

Fuente: Ministerio de Minas e Hidrocarburos

**Cuadro 1.3: Bolivia—Reservas Certificadas de Gas Natural
(Trillones de pies c6bicos—TCF)**

	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>
Probadas (P1)	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.69
Probables (P2)	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.93	26.17
P1+P2	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29	54.86
Posibles (P3)	4.13	3.17	5.47	17.61	23.18	24.90	24.20
P1+P2+P3	9.82	9.79	14.06	49.82	70.01	77.19	79.06

Fuente: YPFB

La comercializaci6n de las reservas de gas natural

1.14 Los esfuerzos exploratorios de las empresas petroleras tenían como objetivo inicial cumplir con los compromisos de exportaci6n de gas natural pactados con el Brasil. Sin embargo, la magnitud de los nuevos descubrimientos ha superado con creces la capacidad de absorci6n del mercado brasileño, abriendo nuevas perspectivas tanto para las empresas privadas como para el gobierno boliviano.

1.15 Del lado del gobierno, la abundancia de reservas ha llevado a la necesidad de generar una estrategia de diversificaci6n de mercados y la industrializaci6n, a partir del gas natural. Esta estrategia tiene dos ejes principales: el primero apunta hacia el Cono Sur, en donde Bolivia aspira a mantener un nivel de exportaci6n de gas natural a Argentina; y a su vez convertirse en el centro de conexi6n de los proyectos de integraci6n energ6tica de gas natural de esta sub-regi6n; y en la medida de lo posible darle valor agregado a sus exportaciones, mediante el desarrollo de centrales de generaci6n el6ctrica y de una industria petroquímica.

1.16 El segundo eje apunta hacia Am6rica del Norte, pero requiere la construcci6n de infraestructura para lograr en primer t6rmino acceso a un puerto en el Pacífico. Esta situaci6n ha originado una difícil definici6n, en la cual han entrado en competencia los puertos de Mejillones en el Norte de Chile, y el de Ilo en el Sur de Perú,

lo que motiva el contemplar intereses gubernamentales y consideraciones de orden histórico y geopolítico.

1.17 Por parte de las empresas, el gran volumen de gas descubierto las ha llevado a buscar nuevos proyectos para monetizar sus reservas. Por ello y al margen del aumento del volumen de la exportación a Brasil y a Argentina, han desarrollado varios proyectos, siendo el más ambicioso el que busca exportar gas natural licuado (GNL) a México y Estados Unidos. Implicando ello la construcción de un gasoducto a la costa del Pacífico, una planta de licuefacción y facilidades complementarias en el puerto de embarque, la flota marina respectiva, así como la construcción de una planta de regasificación en el puerto de destino. La inversión total del proyecto (incluyendo aquella que se realice en los mercados de destino) se estima en el orden de US\$ 6 000 millones, cuya tercera parte se realizará en Bolivia y en el puerto del Pacífico que sea seleccionado. En julio del 2001 se formó el consorcio Pacific LNG para llevar a cabo el proyecto, integrado por Repsol-YPF (37,5%), British Gas (37,5%) y Pan American Energy LLC (controlada por BP Amoco) (25%).

1.18 El debate sobre la política del gas natural es complejo con dos principales y diferentes componentes que se entrecruzan. El primero de ellos tiene que ver con el destino de los mercados de exportación. El segundo involucra a todos los actores, pues tiene que ver con los intereses gubernamentales, los intereses de los consorcios y empresas que descubrieron las reservas, así como también los intereses de los partidos políticos y de la sociedad civil, cuya presencia está siendo gravitante en el debate.

1.19 Con respecto al primer componente, sectores políticos y de la sociedad civil objetan la conveniencia de la exportación a Estados Unidos, arguyendo que los precios a los cuales se está pactando la venta son desfavorables para el país. El segundo componente tiene carácter nacional, y está ligado a la historia boliviana, en el cual los partidos políticos y sectores de la sociedad civil han tenido una participación de importancia.

1.20 A fines del año 2003, se produjo una revuelta popular que trajo consigo un cambio de Gobierno. En Abril del 2004, el actual Presidente de Bolivia, Carlos Mesa, planteó modificaciones a la Ley de Hidrocarburos (i.e. concepción de la soberanía, incremento del “Government Take” con un nuevo impuesto complementario, regreso de YPFB a las actividades productivas y comerciales, y búsqueda de opciones de industrialización del gas natural, etc.); así como un “referéndum”, en el cual la población se debe pronunciar acerca de la conveniencia de los cambios en la ley y las condiciones para la exportación del gas natural.

1.21 El “referéndum” tuvo lugar el 18 de Julio del 2004 dando una respuesta mayoritariamente positiva a las preguntas formuladas por el Gobierno, con lo cual éste se encuentra en una mejor posición para avanzar en la preparación de una nueva ley sectorial.

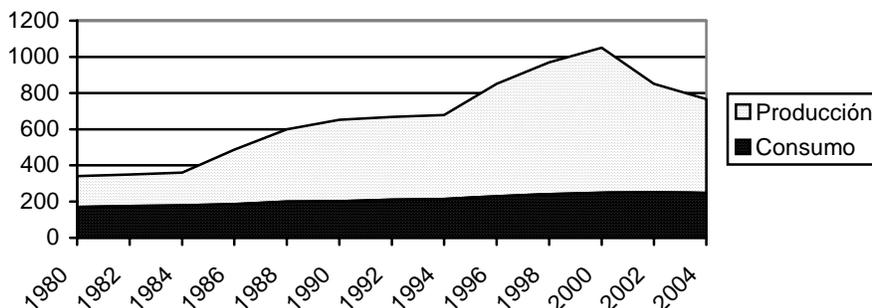
1.22 Sobre el contenido de la ley y sobre sus consecuencias con respecto al futuro del sector, no hay hasta la fecha informaciones precisas. El debate de la ley esta aun abierto en el Congreso y se espera continúe durante el primer trimestre del 2005.

Colombia

1.23 Con 1 542 millones de barriles de reservas probadas a fines del 2003, se le considera también un país con petróleo, ubicándose en el sexto lugar en la región, después de Venezuela, México, Brasil, Argentina y Ecuador. Las reservas de petróleo en Colombia han venido descendiendo en los últimos años (en 1993, las reservas eran 3,600 millones de barriles, más del doble que las actuales), lo cual preocupó a las autoridades motivando una serie de cambios en la legislación petrolera en los últimos 3 años.

1.24 Desde 1985, Colombia se autoabastece de petróleo, cubriendo las necesidades de su mercado interno, que se ha incrementado sostenidamente en los últimos años. La producción de petróleo, después de crecer durante la década de los años 90's, incluso alcanzando su máximo en el año 1999 con 816 000 barriles/día, ha comenzado a declinar, situándose en los 578 000 barriles/día en el año 2002. La producción en el 2003 fue de 540 000 barriles/día, lo que significa una disminución de 6% con respecto al 2002. La producción de gas natural en el 2003 fue de 594 millones de pies cúbicos diarios. Esto ha originado menores saldos exportables, tanto para ECOPETROL como para las empresas contratistas. Así, las exportaciones de petróleo crudo tuvieron un máximo de 515,000 barriles/día en el año 2000 (correspondiéndole a ECOPETROL el 50%), disminuyendo hasta 292,000 barriles/día en el 2002 (la participación de ECOPETROL bajó al 39%).

Figura 1.2: Colombia—Producción y Consumo de Petróleo: 1980-2003
(Miles de Barriles por día)



1.25 La exploración y explotación de petróleo en Colombia se ha realizado bajo dos modalidades: (i) a través de la empresa estatal ECOPETROL y, (ii) mediante contratos de asociación que se celebran entre ECOPETROL y las empresas privadas extranjeras. La participación directa de ECOPETROL en el total de la producción de petróleo fluctúa en alrededor del 17%, lo que aumenta cuando se le añade la participación de petróleo que le corresponde de acuerdo a los contratos de asociación.

1.26 Las reservas probadas de gas natural de Colombia a fines del 2003, eran de 4,0 billones (4,0 x 10¹²) de pies cúbicos, lo que sitúa a este país en séptimo lugar en América Latina, después de México, Venezuela, Bolivia, Argentina, Brasil y Perú. La producción y el consumo de gas ascendieron a 594 millones de pies cúbicos/día en el 2003, resaltando el hecho que el consumo ha aumentado en 50% desde 1994 hasta el 2002, gracias al Plan Nacional de Masificación del Consumo de Gas, impulsado por el Gobierno Nacional.

Modificaciones en la legislación petrolera

1.27 El Decreto Legislativo 2310 de 1974 ha sido la base de la legislación petrolera en Colombia hasta sus modificaciones de mediados de la década del 90's. Esta ley establecía que en los contratos de asociación el Estado recibía una regalía del 20% de la producción, independientemente del tamaño del yacimiento. El 80% restante, luego de cubrirse los costos, era dividido en partes iguales entre ECOPETROL y el Asociado. De acuerdo con el contrato de asociación, el Estado, a través de ECOPETROL, se convierte en socio de la compañía que tiene éxito en la exploración petrolera, lo cual significa una garantía de estabilidad de la legislación petrolera. Al encontrarse petróleo, el contrato establece que ECOPETROL participa con el 50% de las inversiones necesarias para el desarrollo de la producción. Esto implica menores necesidades de capital de inversión para la compañía extranjera que asume el riesgo exploratorio. Por lo mismo, esta participación ha significado mayores necesidades de capital para ECOPETROL, sobre todo en aquellos contratos donde se produjeron importantes descubrimientos de petróleo, como lo sucedido en los casos de Cupiana y Cusiagua en la segunda mitad de los 90's.

1.28 En Julio del 2000, la Junta Directiva de ECOPETROL aprobó ajustes en los Contratos, básicamente en lo siguiente: la participación de ECOPETROL en los nuevos contratos de asociación que se suscriban (aplicados a los nuevos yacimientos descubiertos en Asociación que sean declarados comerciales) se reduce del 50 al 30%, lo que significa que ECOPETROL: a) asumirá el 30% de las inversiones, b) será propietario hasta la terminación del contrato del 30% de los bienes adquiridos, c) y obtendrá un porcentaje inicial del 30% en la producción de hidrocarburos (petróleo y/o gas natural). En el 2002 se promulgó la Ley 756, que modifica el sistema de regalías aun para los contratos firmados con ocasión de la Ronda del 2000, y que básicamente permite aplicar una regalía variable en función del tamaño del yacimiento y aumentar el límite inferior; permitiendo una regalía mínima del 8% (ya no del 5%) para yacimientos con una producción de hasta 5 000 barriles diarios.

1.29 Con estas medidas el gobierno estimó que se podrían atraer inversiones que permitan el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. Sin embargo, a pesar que en el período 2000-2002 se alcanzó un récord en la firma de nuevos contratos (64), hasta ahora no se ha tenido un éxito significativo con las nuevas inversiones. Se estima que se requieren aun inversiones de US\$ 310 millones/año en exploración, durante los próximos 10 años, para reemplazar las reservas existentes, volumen bastante superior a los niveles actuales de inversión, pública y privada, que ascienden a los US\$ 122 millones/año.

1.30 Por ello, en la nueva legislación, Colombia ha decidido otorgar incentivos adicionales a la inversión de manera de alcanzar el nivel necesario de inversiones para el descubrimiento de nuevas reservas. La modificación más importante del marco legal sectorial se da con la promulgación del DL 1760 del 2003. Un primer elemento e importante es que esta Ley deroga todas aquellas que le sean contrarias “en especial el Decreto 0030 de 1951 y el DL 2310 de 1974”. Si bien esta Ley no contempla modificaciones contractuales específicas, al derogarse el DL 2310 de 1974 queda abierta la posibilidad para cualquier modalidad de contratación (incluso la de concesión abolida por el DL 2310). Aunque es aun prematuro pues todavía no se conocen los resultados de las últimas rondas, se considera que en Colombia los contratos de asociación ya no tendrán la misma prioridad que antes.

1.31 Por primera vez en la Región, los nuevos contratos incluyen una cláusula completa relativa al abandono de los campos y la necesidad de crear desde el inicio de la explotación un fondo para eliminar la formación de pasivos ambientales.

1.32 Dentro de la nueva política, un aspecto importante ha sido la reestructuración de ECOPETROL, con lo que se elimina la doble función que tenía: de ente regulador y de empresa operadora sujeta a la regulación, se permite la participación de sus empleados en el capital accionario, se logran instrumentos básicos de gobernabilidad y se incorporan elementos necesarios para que la empresa logre estándares de competitividad. En lo que concierne al régimen de regalías, continúa vigente la Ley 756 del 2002.

1.33 La nueva ley establece la escisión de ECOPETROL, modificando su estructura orgánica. Ahora existen dos entidades: la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y La Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.

1.34 La ANH representa una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, y con autonomía administrativa y financiera; su función principal es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación. La ANH comenzó su funcionamiento oficial el 1° de enero del 2004. La segunda entidad escindida, denominada Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A. tiene como función principal participar o invertir en compañías cuyo objeto social esté relacionado a actividades del sector energético o con actividades similares, conexas o complementarias.

1.35 Por su parte, ECOPETROL, queda encargada del desarrollo de las actividades industriales y comerciales propiedad del Estado. Para obtener la asignación de áreas de exploración y explotación por parte de la ANH, ECOPETROL deberá competir con los particulares. ECOPETROL podrá participar en toda la cadena productiva del petróleo, interna y externamente, excepto en el transporte de gas natural dentro del territorio nacional.

Cuadro 1.4: La Reforma Petrolera en la Administración del Presidente Uribe

Como consecuencia, ECOPETROL emprendió un proceso de transformación interna para ajustarse a las nuevas condiciones que se le impone como son las de garantizar su viabilidad futura y prepararse para competir, en igualdad de condiciones con las demás compañías que actúan en el mercado colombiano y en el ámbito mundial.

El proceso de reestructuración tuvo como fin primordial el de liberar a ECOPETROL de la doble función de empresario y administrador del recurso petrolero, para dejar en cabeza de la nueva institución la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, soportada en tres pilares a saber:

- Contratación con Compañías
- Planeación del Aprovechamiento y
- Administración del Recurso

Con lo cual se le imprimió un nuevo impulso al sector de hidrocarburos colombiano, por su importancia preponderante sobre los sectores de la economía, implantación de las principales políticas públicas y sus relaciones con el exterior.

Beneficios Generales

Los cambios realizados han traído beneficios de distinta índole, entre ellos la creación de una empresa económicamente sana con mayor transparencia en el manejo de un activo estratégico de la Nación, con lo cual el Gobierno Nacional recupera la función de regulador. Asimismo, se constituye la ANH en el punto focal de estrategias para la búsqueda y recuperación de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan garantizar la autosuficiencia en esta materia, al igual que continuar con su aporte a la balanza comercial y a los ingresos de la nación.

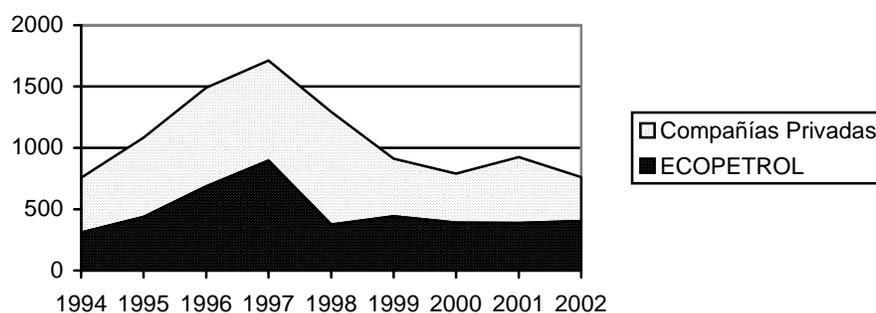
Igualmente, se prevén beneficios distintos a los económicos tales como mayor transparencia, equidad, estabilidad de política, lo cual constituye una señal positiva para los inversionistas del sector, como para el Estado reflejado en una mayor eficiencia de sus empresas. Con contratos de mayor autonomía podrán mitigarse las restricciones que obstaculizan programas de exploración mas agresivos en perforación de pozos, en un momento en que se enfrenta un problema

La Inversión extranjera en la década de los 90's

1.36 Hasta el año 2003, la inversión extranjera en petróleo, en Colombia había tenido rasgos específicos, debido a la modalidad particular de los contratos de asociación que determinaban un “joint venture” entre la empresa estatal y la contratista extranjera, en la que ECOPETROL participaba con el 50% (ahora 30% desde el año 2000) y la contratista con el porcentaje restante.

1.37 La Inversión Extranjera Directa (IED), en la década de los 90's, ha sido ampliamente superior a la de ECOPETROL en la misma actividad; superándola en 4 a 5 veces. La IED en exploración alcanzó su máximo en 1998 con US\$ 343 millones, decayendo en los años 1999 y 2000 como consecuencia de la violencia política. No obstante ello, en el año 2000 un consorcio liderado por PETROBRAS descubrió el yacimiento Guando, cuyas reservas se estiman en 1 400 millones de barriles, siendo el mayor descubrimiento de los últimos 8 años y que de confirmarse significaría doblar las reservas existentes.

Figura 1.3: Colombia—Inversiones en Exploración y Producción
(mill. de USD)



Fuente: Ecopetrol

1.38 La inversión en desarrollo de la producción de petróleo, tanto de ECOPETROL como de la IED, aumentó claramente de 1995 a 1998, promediando US\$ 1,400 millones/año. Esto se debió, sobretodo, a la inversión en los yacimientos de Cuisiana y Cupiagua (BP, Total y Triton, junto con ECOPETROL), así como por la construcción del oleoducto, por parte de las mismas empresas, a la costa del Caribe. Del año 1998 en adelante, las inversiones han disminuido notablemente por la violencia política.

1.3940 Para estimular la inversión en el sector, el Gobierno como parte de la reforma definió un nuevo marco contractual, en el que se especifican los esquemas de participación, para la contratación y se reglamenta la interacción entre los inversionistas y el Estado. El pasado mes de abril de 2004, se presentó el nuevo modelo contractual, con el cual Colombia se ubica en una mejor posición para la consecución de inversión de capital de riesgo destinado a la exploración y a la explotación de yacimientos.

Ecuador

1.40 Es un país que podría ser clasificado como país petrolero. En reservas es el quinto país de la región, con 4 600 millones de barriles de reservas probadas a Diciembre del 2003. La producción de petróleo ese año fue de 421 000 barriles/día. Como el consumo interno sólo llega a 130 000 barriles/día, existen importantes excedentes exportables que alcanzan los 290 000 barriles/día.

1.41 El Sector Petrolero es de gran importancia para la economía ecuatoriana. En el año 2002, representó cerca del 20% de los ingresos gubernamentales y más del 40% del total de las exportaciones, por lo que la economía del país es muy sensible a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo. En su conjunto, el Sector Petrolero representa el 12% del PBI.

1.42 La actividad petrolera se realiza en gran medida a través de la empresa estatal PETROECUADOR, que actualmente controla la mayor parte de las reservas del país y es responsable de aproximadamente el 50% de la producción. Desde mediados de la década de los 90's, viene creciendo la importancia de las empresas extranjeras en la producción de petróleo.

1.43 Las reservas de gas natural de Ecuador son de sólo 345,000 millones (345 x 10⁹) de pies cúbicos. Hasta la fecha, el desarrollo de este hidrocarburo ha sido muy limitado. A fines del año 2002, la empresa norteamericana Noble concluyó el proyecto Amistad para generar electricidad con el gas natural de "offshore", habiendo entrando en operación en el año 2003. La producción y consumo de gas natural fue de 16 millones de pies cúbicos/día.

1.44 Las principales orientaciones de política petrolera en Ecuador en la década de los 90's se centraron en:

- la modificación del régimen de contratación petrolera para otorgar mayores incentivos para la exploración y explotación de petróleo por empresas privadas nacionales y extranjeras;
- la apertura del "downstream" a la inversión privada;
- la ampliación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

De estos objetivos solamente el tercero se ha cumplido exitosamente. En el año 2000, se autorizó la construcción del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP), para transportar 400 000 barriles/día. Su construcción culminó en agosto del año 2003. El OCP ha permitido duplicar la capacidad de transporte y llevarla hasta los 850 000 barriles/día. De lograrse las inversiones necesarias para desarrollar las reservas ya probadas se conseguirá un aumento sustancial de la producción.

1.45 Desde fines del año 2003, el nuevo gobierno del Ecuador ha buscado emprender políticas de apertura a la inversión privada, planteando incluso, que los propios yacimientos petroleros de PETROECUADOR podrían ser operados por empresas privadas. Sin embargo hay atrasos en las modificaciones requeridas en la Ley de Hidrocarburos. Los primeros yacimientos a ser licitados a empresas privadas serían:

- Auca, con reservas de 199 millones de barriles;
- Shushufindi, con reservas de 570 millones de barriles;
- Culebra-Yulebra, con reservas de 73 millones de barriles; y
- Lago Agrio, con reservas de 62 millones de barriles.

1.46 Se estima que la inversión requerida para el desarrollo de estos yacimientos sería del orden de US\$ 1,400 millones. En adición, en octubre del año 2003 se dio inicio a la IX Ronda de Contratación Petrolera para la licitación de cuatro bloques: 4, 5, 39 y 40. Tres de ellos están en la costa del Pacífico y el otro en Santa Elena. Según PETROECUADOR la inversión estimada para estos bloques, en un período de 20 años, se calcula entre los US\$ 1,000 y 2,000 millones.

Los intentos en curso de reforma sectorial

1.47 En Ecuador se han planteado reformas a la legislación vigente con el objetivo de impulsar la inversión privada en los yacimientos petroleros operados por la empresa estatal PETROECUADOR y en nuevas áreas, habiéndose debatido en el Congreso, en el año 2003, una propuesta de reforma a la Ley de Hidrocarburos sobre dos temas:

- Los contratos de gestión compartida para las futuras licitaciones petroleras, en particular la IX Ronda de licitación de bloques petroleros.
- Elaboración de un nuevo reglamento del Comité Especial de Licitación para celebrar contratos de asociación para la exploración y explotación petrolera de los bloques amazónicos Shushufindi, Lago Agrio, Auca y Culebra, que actualmente explota PETROECUADOR.

1.48 Con los nuevos contratos de asociación, las empresas extranjeras se comprometerían a una producción base que corresponde a la actual producción de esos bloques. Además, deberán efectuar inversiones que permitan el aumento de la producción (producción incremental). El Estado aspira a recibir el integro de la producción debajo de la curva de base y un mínimo de 35% de participación en la producción incremental, más regalías e impuestos, con lo que el porcentaje que recibiría el Estado subiría al 57%. Las empresas contratistas opinan que un tal “take” del Estado es demasiado alto.

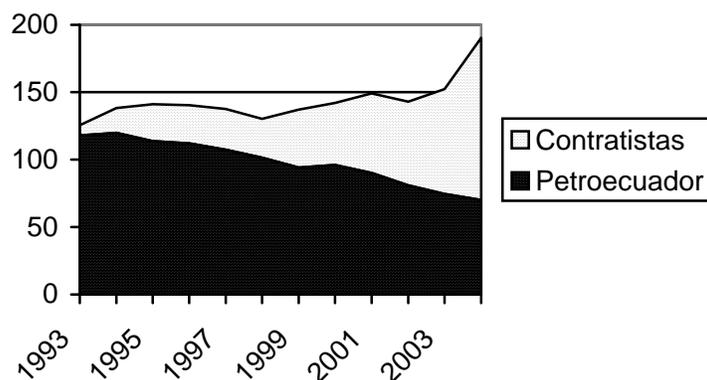
1.49 En mayo del 2004, el Presidente Gutiérrez anuló la licitación y cambió al Ministro responsable del sector. Actualmente, el MEM esta trabajando en un nuevo proceso licitatorio haciendo uso de las formulas contractuales vigentes aunque en el Congreso del Ecuador se está aparentemente discutiendo la formulación de un nuevo marco legal contractual.

La inversión extranjera

1.50 La inversión directa de las empresas petroleras en exploración y explotación pasó de US\$ 90 millones en 1990 a US\$ 1,063 millones en el 2002, habiendo alcanzado un máximo de US\$ 1,120 millones en el 2001. En el período 1990-2002, las inversiones extranjeras alcanzaron la importante suma de US\$ 6,532 millones. Este aumento ha originado que la inversión en petróleo se convierte en un factor determinante en la Inversión Directa del país. Por otro lado, Las inversiones en exploración y producción de petróleo por parte de Petroecuador disminuyeron de un promedio de 150 mill. de US\$ en la primera parte de los años 90 a menos de 90 millones en los últimos cinco años.

1.51 Como consecuencia del aumento de la inversión en exploración y explotación, desde 1993 en adelante, la producción de petróleo de las empresas extranjeras aumentó significativamente: pasó de 7 500 barriles/día en el año 1993 a 62 mil barriles/día en el 2002, lo que significó un aumento de 9 veces. En porcentaje, la participación se incrementó del 6 al 43% de la producción total de petróleo.

Figura 1. 4: Ecuador—Producción—1993—2002
(en millones de barriles)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

1.52 En el 2003, gracias a la puesta en operación, en los últimos meses del año, del OCP, la producción ascendió a 153 millones de barriles, de los cuales 74,5 millones correspondieron a PETROECUADOR y 79 millones a los contratistas. Las empresas extranjeras que han aumentado considerablemente sus inversiones y su producción son City Investing (filial de Alberta Energy, del Canadá), Repsol-YPF (España), Alberta Energy (Canadá, que adquirió City), Agip (Italia, que adquirió la participación de ARCO) y Occidental Petroleum (Estados Unidos).

1.53 A pesar del aumento logrado en la producción por las empresas extranjeras, estas tienen una serie de objeciones que están demorando nuevas inversiones. Entre ellas tenemos:

- la falta de estabilidad y seguridad jurídica, con el agregado de una ley sectorial en discusión en el Congreso;
- la disputa con la autoridad tributaria relacionada con los reembolsos del Impuesto al Valor Agregado²;
- los niveles de la producción base (existente) determinados por el Estado para la explotación de los yacimientos de PETROECUADOR;

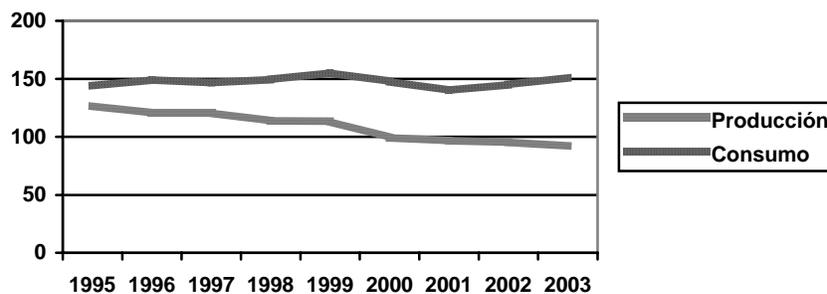
² Un panel de arbitraje internacional falló en Julio 2004 a favor de Occidental, como tal el Gobierno debe devolver el IVA retenido por un monto de US\$75 mill.; sin embargo el Gobierno ha objetado este fallo.

- las pautas para asumir responsabilidades ambientales, dado el pasivo ambiental muy pesado en los yacimientos de PETROECUADOR, y
- el riesgo que los conflictos con las comunidades indígenas obstaculicen las operaciones de producción.

Perú

1.54 Las reservas de petróleo del Perú ascendieron a 352 mill. de barriles a fines del 2003, y las reservas de hidrocarburos líquidos (petróleo más líquidos del gas natural) a 789 millones. La producción de petróleo viene decayendo desde fines de los 80's, para alcanzar en el año 2003 un promedio de 92 000 bbl/día, cantidad insuficiente para atender la demanda interna de 151 000 bbl/día. Por lo tanto, el Perú es un país importador neto de petróleo con una balanza comercial petrolera deficitaria que alcanzó los US\$ 724 millones en el 2003, "vs" US\$ 492 millones del 2002. Debe indicarse que en gran medida el déficit ha aumentado para el 2003, aparte de la menor producción, en razón a los altos precios del mercado internacional para los hidrocarburos y sus derivados

Figura 1.5: Perú—Producción y Consumo de Petróleo—1995–2003
(miles de barriles por día)



1.55 Esta situación se ha comenzado a revertir con la entrada en producción comercial de la primera fase del Proyecto de gas natural de Camisea desde Agosto del 2004. Este yacimiento posee reservas probadas de gas natural de 8,1 billones (8,1 x10¹²) de pies cúbicos y 600 millones de barriles de líquidos. Sumándole las reservas probables, Camisea dispone actualmente de 14,4 billones (14,4 x 10¹²) de pies cúbicos (diciembre del 2002). En una primera fase el proyecto abastecerá el mercado de Lima.

1.56 A nivel país, las reservas probadas de gas natural a diciembre del 2003 alcanzaban los 8,7 billones (8,7 x 10¹²) de pies cúbicos y si le adicionamos las reservas probables la cifra llega a los 16 billones (16 x 10¹²) de pies cúbicos. En el año 2003 la producción de gas natural llegó a los 180 millones de pies cúbicos/día, proveniente de yacimientos del noroeste del país y de la selva central, de los cuales 72 millones de pies cúbicos/día (el 40%) fueron destinados al consumo, y el resto fue reinyectado a los reservorios (35%), otros usos ó venteado (25%).

1.57 Las inversiones en exploración comenzaron a repuntar a mediados de los 90's, debido a los incentivos de la Ley N° 26221. Pero fueron descendiendo en los siguientes años, hasta llegar a solo US\$ 12 millones en el 2003. En lo que concierne a inversiones en explotación, éstas han estado muy marcadas por el proyecto Camisea, tanto en los años 1996-1998 (a cargo del consorcio Shell/Mobil), como del 2001 en adelante, con el consorcio liderado por Pluspetrol.

Cuadro 1.5: Perú—inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos, 1995–2003

<i>(US\$ Millones)</i>	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Exploración	37,6	104,3	187,0	228,4	112,7	12,1	30,5	31,1	12,2
Explotación	110,4	252,5	341,4	237,3	45,2	112,8	165,6	321,8	347,4
Total	148,0	356,8	528,4	465,7	157,9	124,9	196,1	352,9	359,6

Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos, año 2003, Ministerio de Energía y Minas del Perú

La reforma sectorial de los años 90's

1.58 Los principios que permitieron el significativo aumento de las inversiones petroleras en el Perú³ en la década de los 90's fueron los siguientes:

- El Estado redefinió su rol en el “Sector Petrolero”, retirándose progresivamente de las actividades productivas y comerciales. Se creó PERUPETRO, una nueva agencia de contratación petrolera encargada de la promoción de inversiones y de la suscripción de contratos de operaciones petroleras y PETROPERU vendió sus yacimientos del Noroeste (Costa) y de la Selva a empresas privadas.
- Cambio radical en el modelo de contrato de exploración—explotación, separándose las regalías de los impuestos a la renta. Las regalías son establecidas con un mínimo para ir aumentando progresivamente en función al resultado de los proyectos, sobre la base de la “relación ingresos acumulados vs egresos acumulados” (factor R).

1.59 El Perú no ha tenido éxito en su campaña para incrementar sus reservas de petróleo, a pesar de que desde el año 1995 las inversiones en exploración aumentaron significativamente hasta el año 1998. En el año 1997 se tuvieron 41 contratos y se logró en el periodo 1997–998 un promedio de perforación de pozos exploratorios de 10 cada año. En comparación, en el año 1990 sólo habían firmados 4 contratos y en todo el periodo hasta el año 1996 sólo se habían perforado 12 pozos exploratorios. Posteriormente el número de pozos exploratorios a seguido decreciendo.

1.60 Ante el resultado exploratorio por petróleo negativo, el Estado ha propiciado inversiones adicionales en los lotes en exploración y en los yacimientos en

³ Ver ESMAP Informe 216/99SP “Perú – Reforma y Privatización en el Sector Hidrocarburos”, Julio 1999

explotación, sobre todo en este último caso en aquellos de economía marginal, con el fin de incrementar la producción Así, mediante el Decreto Supremo N° 033-2002-EM, se autoriza a PERUPETRO a acordar en los contratos vigentes una reducción del 30% en las regalías, con un límite de 13,8%, siempre que el contrato se encuentre en la fase de exploración y no haya tenido descubrimiento comercial de hidrocarburos. En el caso de los yacimientos en explotación, mediante el Decreto Supremo N° 017-2003-EM, se adicionan las siguientes metodologías para el cálculo de las regalías o de la retribución:

- *Metodología por Escalas de Producción* - que será aplicada de acuerdo a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos en una determinada Área de Contrato, según los niveles y porcentajes siguientes: producción menor a 5 000 barriles/día, un porcentaje del 5% como regalía; producciones de 5 000 hasta 100 000 barriles/día, porcentajes de regalías del 5 a 20% (se negocia); y con producción de más de 100 000 barriles /día, 20% como porcentaje de regalía.
- *Metodología por Resultado Económico* – RRE que será aplicada de acuerdo a la relación: $RRE = \text{Regalía fija} + \text{Regalía Variable}$. La regalía fija es de 5% y la regalía variable deberá ser calculado sobre la base de los ingresos acumulados y los egresos acumulados, teniendo como regalía base 1,15%.

La explotación del gas natural de Camisea, un Mega Proyecto (Lotes 88 y 56)

1.61 Comprende a yacimientos con reservas probadas y probables estimadas en 14,4 billones (14,4 x 10¹²) de pies cúbicos, ubicados en el Lote 88 (con contratos de explotación, transporte y distribución suscritos en el 2000), y en el Lote 56 cuyo contrato está actualmente en negociación y que se incorporará al Gran Proyecto Camisea. Su desarrollo se constituye en una opción estratégica fundamental dentro de la política energética, ya que permitirá aumentar de manera significativa las reservas probadas de gas natural y de líquidos de hidrocarburos, así como la modificación en los patrones de producción y consumo de recursos energéticos. El uso del gas natural en centrales térmicas, en la industria, transporte automotor y consumo doméstico generará un efecto sustitución que permitirá reducir el déficit de la balanza comercial petrolera, lo que se reforzará con la producción y exportación de líquidos (principalmente nafta y GLP).

1.62 El Lote 88—Camisea comprende dos yacimientos, San Martín y Cashiriari, descubiertos por Shell en 1984. En 1986-1987, Shell negoció un contrato de explotación con el gobierno, pero no prosperó debido a una serie de desacuerdos, algunos de ellos de carácter político y otros de carácter financiero, pues el Perú en ese momento estaba en “default” con relación a los organismos financieros internacionales y por lo tanto sin acceso a mayores fuentes de crédito necesarias para la ejecución del Proyecto.

1.63 Ocho años después se retomaron las negociaciones, y en mayo de 1996, el Gobierno Peruano suscribió un contrato con el consorcio Shell/Mobil para el desarrollo de este yacimiento, por un monto de US\$ 2,500 millones. Para que se materialice la inversión el gobierno peruano otorgó al consorcio, mediante el Decreto Legislativo 818,

una serie de incentivos que permitían incrementar la rentabilidad del proyecto (devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas; fraccionamiento en el pago de los aranceles, etc.).

1.64 El consorcio desarrolló reservas de gas natural probadas del orden de 8,1 billones de pies cúbicos (8,1 x 10¹² pies cúbicos) y 600 MMB de líquidos. Sin embargo, en julio 1998 el consorcio afirmó que no seguiría adelante con el proyecto, produciéndose la rescisión del contrato. Dicho alejamiento se ha buscado explicar con varios factores: los riesgos socio-ambientales; la no existencia de un mercado suficiente de gas natural en el Perú, lo que planteaba la necesidad de crear las condiciones que permitan su desarrollo; discrepancias entre el gobierno y el consorcio sobre el precio del gas natural para la producción de energía eléctrica; la integración vertical del proyecto (explotación, transporte y distribución) deseada por el consorcio y no contemplada en el proyecto; por lo que fue rechazada por el gobierno; y el planteamiento del consorcio de exportar gas natural a Brasil, lo que tampoco estaba contemplado en el contrato.

1.65 Por ello, el gobierno decidió volver a licitar el proyecto. Así, en febrero del 2000, el consorcio integrado por Pluspetrol (Argentina, 40%), Hunt Oil (Estados Unidos, 40%) y SK Corporation (Corea del Sur, 20%), se adjudicó la explotación del yacimiento por un período de 40 años a cambio de una inversión inicial de US\$ 400 millones, estimándose una inversión total durante el período contractual de US\$ 1,600 millones. Ejecutivos de Pluspetrol han proyectado que el Estado Peruano percibirá alrededor de US\$ 1,900 millones por concepto de impuestos y de US\$ 3,500 millones por regalías.

1.66 En octubre del 2000, le fue adjudicado al consorcio Transportadora de Gas del Perú (TGP), encabezado por la empresa argentina TECHINT, el transporte y la distribución de gas natural y subproductos. TGP ofreció una inversión de US\$ 1 450 millones por un contrato de 33 años de duración. Además de TECHINT, que tiene una participación de 30%, formaron parte de este consorcio las empresas SONATRACH (Argelia, 10%), Graña y Montero (Perú, 12%), SK Corporation (9,6%), Hunt Oil (19,2%) y Pluspetrol (19,2%). El 09 de diciembre del 2000, se suscriben los contratos respectivos de Explotación, Transporte y Distribución.

1.67 En mayo del 2002, la empresa francesa/belga Tractebel se adjudicó el concurso para administrar la distribución de gas por red de ductos en la ciudad Lima-Callao, constituyendo la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC). La inversión que realizará Tractebel asciende a US\$ 200 millones. El gas natural de Camisea llegará a Lima en agosto del 2004.

1.68 Los yacimientos de Camisea se encuentran en una selva húmeda con alta biodiversidad en la cual habitan pueblos indígenas. El desarrollo del Proyecto en su primera fase ha sido objeto de críticas por parte de algunas ONGs. Sin embargo tanto las empresas involucradas como el Gobierno han hecho esfuerzos para lograr manejar los impactos del proyecto y satisfacer las exigencias de entes financieros como el Banco Interamericano de Desarrollo, la Corporación Andina de Fomento y el EXIMBANK. En particular, el Gobierno ha quedado comprometido a invertir en mejorar su capacidad de

evaluación y monitoreo de los impactos sociales y ambientales de los proyectos del sector.

El proyecto de exportación de LNG.

1.69 El consorcio Perú-LNG, formado por Hunt Oil y SK, está desarrollando un proyecto para exportar Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en inglés) a México y EEUU, usando las reservas de los yacimientos de Camisea a los que se ha sumado el yacimiento de Pagoreni – hoy Lote 56 (descubierto por Shell/Mobil en 1998, y devueltos a PERUPETRO en el 2001).

1.70 Se estima que este proyecto demandará una inversión, en el Perú, de US\$ 2,200 mill., desagregada de la siguiente manera: desarrollo de los yacimientos, US\$ 550 mill.; ampliación del actual gasoducto, US\$ 550 mill.; construcción de la Planta de Licuefacción, US\$ 1,100 mill. De concretarse, sería la primera planta de LNG en la costa del Pacífico de América del Sur.

Los proyectos regionales de gas

1.71 Con asistencia del Programa ESMAP se están llevando adelante los estudios para licitar las Concesiones de transporte y/o distribución de gas para las regiones de Ayacucho, Cuzco. Ica y Junín. De proseguirse el calendario fijado, estas infraestructuras estarán construidas y operando a inicios del año 2007.

Conclusiones preliminares

1.72 El Sector Hidrocarburos en los países estudiados ha ganado en importancia significativamente.

- En Ecuador y Bolivia hay una cantidad importante de reservas probadas de hidrocarburos, sin embargo no se ha logrado aun el marco legal que viabilice las inversiones en la explotación de los yacimientos.
- En Colombia al igual que en el Perú la caída de las reservas de petróleo crudo ha hecho necesario efectuar modificaciones en la legislación, y por ende en los contratos, de manera de atraer nuevas inversiones fundamentalmente en exploración.
- El gas natural está ganando importancia en la sub-región. Esto es válido para Colombia que ha culminado un esfuerzo importante para desarrollar su mercado doméstico, como para Bolivia y Perú en donde además del mercado doméstico surgen opciones para proyectos muy importantes de exportación, adicionales para el caso de Bolivia.

1.73 Conforme veremos en los capítulos posteriores, los asuntos sociales y ambientales ligados a la actividad hidrocarburifera en la región han comenzado a recibir una mayor atención, pero aun queda mucho por hacer. Un aspecto esencial lo constituye

la manera como se realicen los esfuerzos de descentralización y de búsqueda de una mayor transparencia en la generación y distribución de las Rentas en los diferentes países.

2

La Descentralización y los Pueblos Indígenas

Origen de la Descentralización

2.1 Los países de Latinoamérica han pasado por profundos cambios políticos y económicos desde la década de los 80's. Entre ellos, y asociados al retorno de la democracia en el continente, se encuentran: la mayor apertura económica, la consolidación de la estabilidad de precios, así como el nuevo análisis del tamaño y de las funciones de las instituciones públicas. Una de las características más destacadas de los intentos de reforma del Estado han sido las iniciativas para promover la descentralización administrativa y la descentralización fiscal.

2.2 Los factores económicos y políticos han tenido prioridad en la determinación de estos procesos. De un lado, la motivación económica surge por la búsqueda de una mayor eficiencia y eficacia en la distribución de los recursos públicos, el intento por reducir el gasto, ajustar las finanzas del Gobierno Central y alentar el autofinanciamiento mediante mayores competencias de los gobiernos subnacionales. De otro lado, el excesivo centralismo económico de nuestros países ha sido visto por sectores de la población que viven fuera de la capital, como una traba para el desarrollo de mercados regionales y la descentralización de la inversión productiva del Estado. Así, importantes sectores de la población han manifestado su deseo para que se implemente una legislación que permita una efectiva descentralización.

2.3 Los países estudiados presentan problemas ligados al centralismo de diferente magnitud, de hecho la distribución de la población entre las ciudades y las áreas rurales no es la misma en cada uno de ellos:

Cuadro 2.1: Distribución de la Población Urbana y Rural

	<i>Población</i> (Mill. de habitantes)	<i>Ciudad Capital</i> (Mill. de habitantes)	<i>Ciudades</i> (Con mas de un Millón de habitantes)	<i>% de Población Urbana</i>
Bolivia	8,7	Sucre (0,2)	La Paz y El Alto(1,5) Santa Cruz (1,2) Cochabamba (0,8)	63%
Colombia	42,3	Bogotá (7,4)	Medellín (3,0) Cali (2,4) Barranquilla (1,7) Bucaramanga (1,0) Cartagena (1,0)	75%
Ecuador	13,2	Quito (1,4)	Guayaquil (2,0)	63%
Perú	27,5	Lima (8,1)	Arequipa (0,7)	73%

Fuente: Elaboración Propia

Principios de Descentralización Fiscal

2.4 La descentralización fiscal es vista como un instrumento de política económica, así como de readecuación institucional frente a las nuevas demandas provenientes de las Regiones. De acuerdo con la literatura referente a la descentralización fiscal, ésta se define como un proceso de transferencias de competencias y recursos desde la administración nacional o central de un determinado Estado, hacia las administraciones regionales y locales.

2.5 La experiencia internacional enseña que la descentralización fiscal debe basarse en principios claramente establecidos que sirvan como reglas y límites que permitan mantener estabilidad macroeconómica y fiscal. Los principios básicos son los siguientes:

- *Competencias claramente definidas* Se debe tener una distribución clara de las funciones entre los niveles de gobierno nacional, regional y local, con el fin de determinar la responsabilidad administrativa y de provisión de servicios de cada uno de ellos, así como propiciar e incentivar la rendición de cuentas de los gobernantes.
- *Transparencia y predictibilidad.* Se debe contar con mecanismos transparentes y predecibles que provean la base de recursos fiscales a los gobiernos subnacionales.
- *Neutralidad en la transferencia de los recursos.* Se debe establecer un programa ordenado de transferencia de servicios y competencias del Gobierno Central a los gobiernos subnacionales con efectos fiscales

neutros, es decir, evitar la transferencia de recursos sin contraparte de transferencia de responsabilidades de gasto.

- *Responsabilidad fiscal.* El establecimiento de reglas fiscales que incluyan reglas de endeudamiento y de límites de aumento anual de gasto para los gobiernos subnacionales, compatibles con las reglas de transparencia y prudencia fiscal para el gobierno nacional, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad fiscal de la descentralización.

Las regalías y las participaciones como parte del proceso de descentralización fiscal

2.6 La retribución en dinero a las regiones productoras de la totalidad o de una parte de las Rentas recaudadas en la actividad de extracción de hidrocarburos forma parte, en los hechos, de un proceso de descentralización fiscal. Este proceso se viene dando, aunque no en todos los países analizados, incluso antes que se hubieran promulgado los dispositivos legales que dan inicio a los procesos de descentralización regional.

2.7 Bolivia Colombia y Perú, la participación de las regiones y departamentos de la regalía petrolera comienza en los años 1972, 1974 y 1976, respectivamente, mientras que en Ecuador el proceso se da a través de la estatal petrolera CEPE (posteriormente PETROECUADOR). El proceso de descentralización administrativa y fiscal de los países tiene fechas de inicio posteriores. Colombia es el país donde el proceso comienza más temprano (1986), mientras que en Perú es donde se inicia más tarde (en el año 2002). Si bien se estableció una Ley de Descentralización en 1989, el proceso fue abolido en 1992. En Bolivia y Ecuador el proceso comienza en los años 1994 y 1997, respectivamente.

Cuadro 2.2: Leyes de Regalías Petroleras y de Descentralización

<i>Países</i>	<i>Participación en Regalía</i>	
	<i>Petrolera</i>	<i>Descentralización</i>
Bolivia	Ley 10170 de 1972	Ley de Participación Popular (1994) Ley de Descentralización Administrativa (1994)
Colombia	DL 2310 de 1974	Ley de Reforma Municipal (1986) Reforma de la Constitución de 1991
Ecuador	De manera centralizada, desde 1973 a través de CEPE y Petroecuador	Ley Especial de Descentralización del Estado y de Participación Social de 1997
Perú	DL N° 21678, de 1976 Constitución Política de 1979 Constitución Política de 1993	Ley de Bases de la Descentralización 2002

Fuente Leyes de los países. Elaboración Propia

2.8 Lo que interesa es verificar si la transferencia de rentas petroleras ha estado cumpliendo con los principios básicos de la descentralización fiscal. Normalmente, los procesos de descentralización fiscal incluyen el otorgamiento de las competencias y capacidades. En principio, toda transferencia de recursos debe ir de la mano con la capacitación de los gobiernos regionales y locales para un aprovechamiento

eficiente de los mismos. A este propósito conviene avanzar algunas observaciones e interrogantes preliminares:

- El proceso de descentralización se ha desarrollado de manera desigual en la Región,
- la descentralización exige transferencia efectiva de competencias al mismo tiempo que las Regiones demuestran capacidades,
- las participaciones a las Regiones, provenientes de las Regalías, se otorgan desde hace tiempo; por lo tanto, son formas de descentralización fiscal “avant la lettre”,
- no siempre las regiones y municipios han recibido capacitación previa para administrar ese dinero.

2.9 En la práctica, las deficiencias son notables y han traído problemas serios; por ejemplo en Colombia, donde la falta de transparencia ha derivado en casos de corrupción. En otros países, como el Perú, aun existen problemas administrativos.

Avances en los procesos de Descentralización

Bolivia: avances notables

2.10 Los avances en el proceso de descentralización se dieron con la Ley 1551 de Participación Popular de 1994 y con la Ley 1654 de Descentralización Administrativa de 1995. La Ley de Participación Popular tiene como objetivo mejorar la calidad de vida y la democracia participativa a través de una mejor distribución de los recursos y una mejor utilización de los mismos; la incorporación de las comunidades urbanas, campesinas e indígenas a la vida nacional; la facilitación de la participación ciudadana; la garantía para la igualdad de oportunidades y el fortalecimiento de las entidades públicas.

2.11 La Ley de Descentralización Administrativa tiene tres objetivos: mejorar y fortalecer la eficiencia y eficacia de la administración pública; establecer el régimen de descentralización fiscal y el establecimiento de la estructura del Poder Ejecutivo a nivel departamental.

2.12 Los avances son notables en todos los campos: “Antes de la participación popular, sólo 24 gobiernos municipales administraban US\$ 63 millones anuales sin restricciones ni condicionamientos para su uso. En la actualidad administran US\$ 166 millones sólo por recursos de Coparticipación Tributaria. En 9 años, el total de recursos administrados por las autoridades municipales ascendió a US\$ 3,000 millones, es decir, el 29% de la inversión pública total y con lo cual se ejecutaron más de 70,000 proyectos de inversión en los 314 municipios del país”⁴.

2.13 El reto municipal para el próximo quinquenio es acrecentar la calidad de la gestión en las regiones. Para este propósito, el país con todas sus instituciones debe

⁴ Source: Rubén Ardaya (2004); Bolivia: La necesaria evaluación del desempeño municipal, VIII VIII Foro Descentralista, Lima.

trabajar mancomunadamente para mejorar las condiciones externas e internas que permitan profundizar la Participación Popular y la Descentralización Administrativa.

Ecuador: proceso en sus inicios y atravesando problemas⁵ .

2.14 El proceso de descentralización se basa en la Constitución Política que establece:

Artículo 1 - El Ecuador es un Estado soberano, independiente, democrático y de administración descentralizada.

Artículo 226 - Las competencias del Gobierno Central podrán descentralizarse, excepto la defensa y la seguridad nacional, la dirección de la política exterior y las relaciones internacionales, la política económica y tributaria del Estado, la gestión del endeudamiento externo y aquellas que la Constitución y convenios internacionales expresamente excluyan.

2.15 En virtud de la descentralización no podrá haber transferencia de competencias sin transferencia de recursos equivalentes, ni transferencia de recursos sin la de competencias. La descentralización será obligatoria cuando una entidad seccional la solicite y tenga capacidad operativa para asumirla

2.16 Existe en Ecuador una Ley Especial de Descentralización del Estado y de Participación Social, promulgada el 1° de Octubre de 1997, así como el Reglamento a la Ley de Descentralización del Estado y Participación Social de junio de 2001. Lo que da a entender que el proceso tiene un período aún limitado de vigencia.

2.17 El proceso tiene un marco legal suficiente y la situación actual es que existen numerosos estudios, propuestas metodológicas, análisis de incidencias, identificación de competencias, definición de atribuciones por niveles de gobierno para algunos sectores (2000 - 2003). Los avances se han dado en diferentes sectores como educación, salud, transportes, agropecuario, turismo, ambiente y bienestar social. Los convenios firmados con los Concejos Provinciales y Municipales se detallan en el cuadro a continuación.

⁵ Source: Consejo Nacional de Modernización del Estado, Descentralización en el Ecuador, Dra. Lida Moreno Badillo.

Cuadro 2.3: Ecuador—Progreso en Descentralización

<i>Sector</i>	<i>Sectional Governments</i>					
	<i>Provincial Councils</i>			<i>Municipal Councils</i>		
	<i>Requested</i>	<i>Signed</i>	<i>Total</i>	<i>Requested</i>	<i>Signed</i>	<i>Total</i>
HEALTH (Cotacachi, Bucay, Loja, Chordeleq.)	-	-	-	10	1	11
EDUCATION (Cayambe, Jama)	-	-	-	10	-	12
ROADS/TRANSPORTATION (Loja, Ibarra)	-	-	-	5	1	6
AGRICULTURE (Municipalities and Provincial Council of Tungurahua, Los Rios)	2	-	2	10	-	
TOURISM	-	-	-	-	60	60
ENVIRONMENT (Municipalities and Provincial Council of Tungurahua)	3	8	11	18	59	77
SOCIAL WELFARE (Azuay and Napo)	-	2	2	8	30	38
Total Requests			15			207

2.18 Según el gobierno, existe una serie de problemas, tales como:

- Dificultades para el proceso en el nivel central.
- Débil involucramiento a nivel de los titulares de los Ministerios.
- Diferentes niveles de conocimiento y aprehensión del marco legal, administrativo y fiscal del proceso.
- Alta rotación de los responsables con capacidad de decisión.
- Bloqueo de procedimientos en los niveles burocráticos de los Ministerios.
- Resistencia al cambio a todo nivel.

2.19 Además, el hecho de permitir que los Convenios se ejecuten por el Ministerio de la Ley genera desgastes e incertidumbres. También repercute la paralización e incumplimiento de las obligaciones adquiridas por los Ministerios en los convenios y deteriora la credibilidad de los actores en todo el proceso.

2.20 Las acciones inmediatas que se deben tomar son:

- Publicación del Plan Nacional de Descentralización, en el Registro Oficial.
- Declaratoria de la Descentralización como Política de Estado.
- Asignación de personal para las comisiones de descentralización en cada uno de los ministerios para ejecutar y acompañar los procesos iniciados.
- Continuar los procesos en marcha y cumplir los compromisos adquiridos en los Convenios.

Colombia: ha habido significativos avances, pero ahora existen serios problemas⁶

2.21 La reforma descentralista data de 1986, cuando se promulga el Acta Legislativa 01, que reforma la Constitución. Luego se promulgan las Leyes 11 y 12 mediante las cuales se trata de devolverle a los municipios un conjunto importante de competencias en servicios como al agua potable y el saneamiento básico, la educación y la salud, el mantenimiento de infraestructura, el deporte, la seguridad alimentaria, la asistencia técnica agropecuaria, la adecuación de terrenos urbanos, la vivienda popular, la regulación del transporte urbano, entre otra funciones.

2.22 Se fortalecieron los fiscos municipales, tanto en materia de ingresos propios como de transferencias y se introdujeron una serie de mecanismos e instancias de participación política y ciudadana.

2.23 Con la nueva Constitución Colombiana (1991) se ampliaron las facultades de los gobiernos subnacionales, otorgándoseles mayor autonomía política, administrativa y fiscal. Para ello, se amplió la participación de los gobiernos subnacionales en los ingresos tributarios. En la actualidad, la participación no es sobre el IVA solamente sino sobre todos los ingresos corrientes (impuestos a la renta, de aduanas e IVA).

2.24 En este nuevo esquema el Gobierno tiene responsabilidad sobre la estabilización y la distribución de recursos, mientras que los gobiernos subnacionales son responsables de la asignación de dichos recursos y de la provisión de servicios como educación y salud.

2.25 A fines de los 90's, una serie de problemas fiscales llevaron al gobierno a promulgar dos reformas que afectaron seriamente las finanzas territoriales: a) la Ley 617 del 2000, de austeridad del gasto de municipios y departamentos; y b) el Acto Legislativo 01 del 2001 que cambió la base de cálculo del régimen de transferencias, disminuyéndolas.

2.26 El actual gobierno ha seguido la misma línea de conducta de sus antecesores, continuando con el planteamiento de que existen serios problemas fiscales con la descentralización. Sus propuestas están encaminadas a recortar aun más las finanzas territoriales y el gasto de los municipios.

Perú: primeros avances a partir del 2001-2002.

2.27 En el año 2002 se promulgó la Ley de Bases de la Descentralización, así como otros dispositivos legales. También en ese año se realizaron elecciones para elegir a los Gobiernos Regionales. Con ello se retomó el proceso de descentralización que se había paralizado en 1992, durante el régimen del Presidente Fujimori.

⁶ Tomado de: Fabio Velásquez (2004): Colombia: De regreso a un esquema centralista? – VIII Foro Descentralista 29, 29 y 30 de marzo del 2004, Lima

2.28 El proceso de descentralización consta de varias etapas, en las cuales los ministerios sectoriales deben ir transfiriendo competencias a los gobiernos regionales y locales, con excepción de aquellas que corresponden a salud y educación y que serán transferidas en la última etapa del proceso. A fines del 2003, se promulgó la Ley de Descentralización Fiscal, que prevé transferir a los Gobiernos Regionales un porcentaje (30 a 40%) del IGV y del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) recaudado en las respectivas Regiones.

2.29 Debe destacarse que el fortalecimiento de los gobiernos locales está mucho más avanzado que el proceso de descentralización regional. Los gobiernos locales cuentan con importantes recursos que se generan a través del llamado FONCOMUN (Fondo de Compensación Municipal). El dinero de este fondo se recauda conjuntamente con el IGV (actualmente el IGV tiene una tasa de 19%: 17% va al Gobierno Nacional y 2% al FONCOMUN). Se estima que en el año 2004 se recaudarán S/. 1,597 millones (US\$ 457 millones).

2.30 El Consejo Nacional de Descentralización (CND) debe presentar al Consejo de Ministros la propuesta del Plan Anual de Transferencias. Este Plan debe iniciar la transferencia de competencias de los sectores a las regiones y localidades, con excepción de aquellas que corresponden a salud y educación y que serán transferidas en la cuarta y última etapa del proceso. Pero iniciar la transferencia de competencias supone tener resueltos cuatro temas complejos y polémicos: a) qué competencias son transferibles y cuales no; b) qué capacidades son necesarias para acceder a esas competencias; c) cómo se acreditan esas capacidades; y, d) cómo se apoya a las regiones y localidades para desarrollar las capacidades necesarias.

2.31 El Consejo de Ministros ya aprobó una propuesta de Plan Nacional de Capacitación y Asistencia Técnica presentado por el CND, y el Congreso debate dos propuestas de Ley del Sistema Nacional de Acreditación. Queda por ver cómo se resuelve este debate y como plantea el CND el asunto de cuales son las competencias transferibles, a quien y qué capacidades se necesitan para acceder a ellas.

2.32 El Plan también debe definir cómo continúa la transferencia de los programas sociales y los Proyectos Especiales de INADE a los municipios y las regiones. En el año 2003 se inició la transferencia de recursos de una serie de programas sociales (PRONAA, FONCODES, ORDESUR y Pro Vías Rural) a un número de municipios distritales y provinciales acreditados por el CND. De la misma manera, se transfirieron 9 Proyectos Especiales de INADE a los Gobiernos Regionales respectivos, quedando pendientes básicamente aquellos ubicados en áreas de frontera o en zonas cocaleras.

2.33 Finalmente, el Plan debe iniciar también la transferencia a las regiones de los activos, empresas y proyectos de alcance regional en manos del Gobierno Nacional. Estas transferencias debían haberse iniciado el 2003, pero el Ejecutivo demoró la jerarquización de estos activos, ante lo cual el Congreso promulgó una ley dándole plazo hasta fin de enero para resolver sobre la materia. Recién, mediante el D.S. N° 023-2004-PCM del 23 de marzo la PCM (Presidencia del Consejo de Ministros) ha aprobado la

existencia de bienes nacionales, regionales y locales. Pero el listado de activos, empresas y proyectos a ser transferidos será parte del Plan Anual de Transferencias 2004.

Importancia de los pueblos indígenas

2.34 Los países materia de este estudio concentran una proporción muy importante de población indígena, agrupada en pueblos indígenas que reciben denominaciones jurídicas variadas como comunidades campesinas, comunidades nativas, territorios comunitarios de origen, grupos étnicos, etc. Para efectos de este estudio utilizaremos el término Pueblos Indígenas como se consagra en el Convenio 169 de la OIT, del cual estos países son signatarios. De los cuatro países, Colombia tiene el porcentaje mas bajo de población indígena (menos del 2%) y Bolivia el más alto (alrededor del 50%).

2.35 Si bien la importancia de los pueblos indígenas en la historia, la cultura e identidad de estos países es incuestionable, los censos de población han sido poco eficaces en captar el factor de la identidad étnica en el recojo de información y en el análisis demográfico. La falta de uniformidad en la metodología y la ausencia de criterios para definir quien es indígena ha impedido durante décadas, que existan cifras heterogéneas en torno al número de indígenas que habitan en los cuatro países. Solo recientemente y en parte por un programa auspiciado por el Banco Mundial denominado “Todos Contamos”, los institutos responsables del manejo de censos y encuestas han incorporado criterios mas uniformes y metodológicamente con mayor valor para la identificación estadística de su población indígena. Al respecto, el Banco Mundial prepara una nueva publicación con datos actualizados sobre indicadores de pobreza y acceso a servicios como educación y salud para varios países en América Latina, en torno a sus pueblos indígenas.

2.36 Lo más importante con respecto al número de etnias y de habitantes indígenas para nuestro estudio es la distribución espacial de los pueblos indígenas. La mayoría de los indígenas habita en las regiones altas de Perú, Bolivia y Ecuador (en ese orden decreciente en número de indígenas), sin embargo, son las pueblos indígenas y etnias con menor número de miembros y por tanto los más vulnerables a los cambios, los que habitan las tierras bajas de Bolivia, Ecuador y Perú. En el caso de Colombia, el país con el menor porcentaje de indígenas de los cuatro países (menos del 2% de su población total o alrededor de 800 mil personas), la mayoría de sus habitantes indígenas se encuentra en los valles cálidos, en la Amazonía Colombiana y en la costa, a diferencia de los otros tres países donde la población indígena mayoritaria se concentra en las zonas andinas. De estos otros tres países, Bolivia presenta un mejor balance en la distribución espacial de sus pueblos indígenas entre tierras altas y bajas, mientras que en los casos de Perú y Ecuador la diferencia numérica entre habitantes de tierras altas y bajas es abrumadora.

2.37 La información censal más actualizada ha incluido criterios para tratar de captar el factor étnico, siendo los más comúnmente utilizados el uso de una lengua indígena en el hogar y la existencia de ancestros indígenas. Así, según el censo nacional

de Bolivia del 2001, la población indígena boliviana representa cerca de la mitad de su población (49,95%), significando algo más de 4 millones de personas. En el Perú, según la encuesta nacional de hogares del 2001, la población indígena alcanzaría al 45,2%, significando algo más de 12 millones de personas. En Ecuador, el 9,2% de la población es considerada indígena según el Censo Nacional del 2001, significando algo más de un millón de personas. En total, la población indígena de los cuatro países alcanzaría a alrededor de 18 millones de personas, de un total aproximado de 91 millones, esto es, alrededor del 20% de sus habitantes. Según los indicadores sociales de mayor actualidad, ser indígena en cualquiera de estos cuatro países es ser aun y sobre todo, habitante rural, pobre entre los pobres, con mucho menos acceso a los servicios de salud, saneamiento básico, educación y justicia que sus compatriotas no indígenas.

2.38 Según la encuesta nacional de hogares del 2001 en el Perú, el 63,8% de los hogares indígenas se encuentra en situación de pobreza frente a un 42% de hogares no indígenas que se encuentran en la misma situación. Mientras que el 35,3% de los hogares indígenas está en situación de pobreza extrema frente un 16,6% de hogares no indígenas en la misma situación. En el caso de Bolivia, entre los años 2000 y 2002 en que el 72,5% de los habitantes rurales eran indígenas, el 82% de los hogares rurales estaban en situación de pobreza y un 55% de hogares rurales en extrema pobreza. Cruzando ambas categorías de datos uno se puede hacer una imagen clara de que la mayoría de estos rurales pobres son hogares indígenas. En Ecuador, el 75,8% de los indígenas percibe ingresos por debajo del costo de una canasta básica de bienes y servicios contra un 69,5% de la población no indígena que se encuentra en la misma situación (León 2003). Como señalan Arango y Sánchez (2004), el problema con estos indicadores de pobreza es que son poco aplicables a la población indígena, cuya forma de vida depende del uso de recursos naturales más que de ingresos monetarios. Ello sin embargo, no impide afirmar que estos grupos indígenas se encuentran en situación de pobreza, fundamentalmente por la falta de servicios básicos que atiendan sus necesidades y la asimetría existente en su inserción al mercado.

2.39 Quizás la característica mas resaltante de este conjunto de pueblos es su extraordinaria diversidad cultural, y esto es particularmente relevante en el caso de los habitantes de las tierras bajas y en especial de la Amazonía, pues a pesar de ser menores en número que los andinos, concentran la mayor cantidad de grupos étnicos y lenguas. Dado que las reservas petroleras y gasíferas de estos países y que los lotes en operación se localizan en las tierras bajas, es a este conjunto de pueblos al que debemos enfocar nuestra atención.

240 De acuerdo con el Tratado de Cooperación Amazónico (TCA, 1993), existirían cerca de un millón de indígenas en el territorio comprendido por la Cuenca Amazónica. De estos, alrededor de 300 000 se encuentran en la Amazonía Peruana, cerca de 200 000 en la Amazonía Boliviana, cerca de 100 000 en la Amazonía Ecuatoriana y alrededor de 70 000 en la Amazonía Colombiana. Haciendo un total para estos 4 países de alrededor de 700 000 habitantes indígenas amazónicos. Esta población se encuentra distribuida en un conjunto de grupos étnicos de la siguiente forma:

- En el Perú, 300 000 indígenas están distribuidos en 42 grupos étnicos
- En Colombia, 70 000 indígenas están distribuidos en 55 grupos étnicos
- En Ecuador, 100 000 indígenas están distribuidos en 16 grupos étnicos
- En Bolivia, los grupos étnicos de tierras bajas incluyen territorios fuera de la Amazonía, como son los llanos Cruceños y la Chiquitania, donde se encuentran importantes reservas gasíferas y otros pueblos indígenas no amazónicos. Incluyendo a los indígenas de las tierras bajas Bolivianas, estos estarían distribuidos en 42 grupos étnicos.

2.41 Como puede apreciarse, 700,000 personas (más un número no identificado de indígenas de tierras bajas no amazónicas en Bolivia) de estos cuatro países, pertenecen a 177 grupos étnicos, cada uno con una herencia cultural propia y un idioma distinto, aunque agrupados en familias lingüísticas y con rasgos culturales comunes de adaptación al medio.

2.42 La situación social y cultural de estos grupos es también diversa. Pudiendo establecerse dos extremos en un continuo de cambios: desde los pequeños grupos que aun se encuentran en situación de aislamiento en el Perú (y también en Brasil) hasta los grupos étnicos que han perdido su idioma y se confunden con los llamados ribereños, pueblos que habitan a lo largo de los grandes ríos amazónicos y que son producto del mestizaje.

2.43 Un conjunto importante de estos pueblos son sumamente vulnerables debido al reducido número de sus miembros, a la falta de organización que los respalde y a la presencia de factores e impactos externos que atentan contra su supervivencia. Así, durante el siglo XX, más de 90 grupos étnicos desaparecieron en la Cuenca Amazónica (TCA 1993), mientras que sólo en la Amazonía Peruana y durante la segunda mitad del siglo XX se extinguieron 11 grupos étnicos y existen 18 más que pueden correr esa misma suerte (Mora y Zarzar 1997).

2.44 La demanda más trascendente de estos pueblos a lo largo de muchas décadas ha sido asegurar su acceso al territorio y a los recursos naturales de los cuales dependen para su sobrevivencia y reproducción. En parte, esta demanda ha sido y esta siendo satisfecha, particularmente en Colombia y Bolivia con la creación de los resguardos indígenas y los territorios indígenas y territorios comunitarios de origen, respectivamente. En los casos de Perú y Ecuador, la legislación solo reconoce cesión en uso de territorios comunitarios, pero sin una concepción de conjunto étnico.

2.45 Los pueblos indígenas amazónicos han logrado un grado importante de organización política mediante la constitución de federaciones regionales que agrupan conjuntos de grupos étnicos por cuencas, que a su vez se asocian entre sí para constituir representaciones de carácter nacional como CIDOB en Bolivia, la OPIAC en Colombia, CONFENIAE en Ecuador y AIDSESP y CONAP en Perú. La Coordinadora Indígena de la Cuenca Amazónica (COICA) es la única entidad supranacional que representa a los

indígenas de la cuenca y ha sido un actor fundamental en el diálogo tripartito auspiciado por el Programa EAP.

2.46 La mayoría de las reivindicaciones de los pueblos indígenas de la Amazonía encuentran expresión jurídica en el Convenio 169 de la OIT y algunas lo rebasan. Fuera del reclamo por asegurar la propiedad territorial (el primero y fundamental), se encuentran las siguientes reivindicaciones:

- El derecho al consentimiento informado mediante consulta previa al desarrollo de actividades que puedan afectar el uso de sus territorios y su acceso a los recursos naturales (derecho a veto).
- El derecho a participar de los beneficios provenientes de actividades extractivas que se realizan con su consentimiento en sus territorios o zonas de ocupación y uso
- El derecho a una educación bilingüe e intercultural y el acceso a becas para la educación superior
- El derecho a mejores servicios de salud y el acceso a estos servicios
- El reconocimiento del derecho consuetudinario y sus modos de administrar justicia
- El derecho al desarrollo sostenible de sus comunidades y a mejores posibilidades de acceder a los mercados
- El derecho a la participación política y a tener representación en los poderes del Estado

2.47 Como puede apreciarse en los mapas del Anexo 2 sobre operaciones hidrocarburíferas en , existe una clara aunque variante yuxtaposición entre los lotes adjudicados para exploración y explotación y las tierras que ocupan los pueblos indígenas. Esta es una situación en constante cambio y evolución, y los mapas de hoy solo muestran una fotografía de lo que es un proceso variable en el tiempo, pero dada la concentración de pueblos indígenas en estas zonas, la yuxtaposición con los lotes resulta siendo una constante. Dada esta situación, es bastante obvio que los encargados de las políticas del sector y del tesoro publico en estos países deberían hacer los esfuerzos necesarios para lograr una distribución mas justa y equitativa de los beneficios del sector, con el objetivo de que estos pueblos reciban los beneficios que les corresponden por ser los directamente afectados por estas actividades.

2.48 Para poder beneficiarse del proceso de descentralización que está ganado fuerza en los países estudiados, los pueblos indígenas deben, no sólo fortalecer sus organizaciones sino también tomar parte activa en los procesos electorales regionales, en especial en aquellas municipalidades donde constituyen mayoría.

Conclusiones preliminares

2.49 El excesivo centralismo económico de nuestros países ha sido visto por sectores de la población que viven fuera de la capital como un obstáculo para el desarrollo de mercados regionales y la descentralización de la inversión productiva del Estado. Así, importantes sectores de la población han manifestado su deseo para que se implemente una legislación que permita una efectiva descentralización.

2.50 En los países estudiados los problemas ligados al centralismo son de diferente magnitud. De hecho, la situación poblacional no es la misma en de cada uno de ellos pues, por ejemplo, en el Perú, la distancia entre la población de la primera y segunda ciudad es de 10 veces, siendo mucho menor en todos los demás países analizados.

2.51 Por ese motivo, al que se suma la búsqueda de eficiencia administrativa, los países han puestos en marcha procesos de descentralización, considerando que forman parte de un proceso de reforma del Estado. Son cuatro los ejes fundamentales: Competencias claramente definidas, Transparencia y Predictibilidad, Neutralidad en la transferencia de los recursos y Responsabilidad fiscal.

2.52 Las participaciones de la Renta Petrolera que se distribuyen descentralizadamente forman parte, estrictamente hablando, del proceso de descentralización fiscal. Sin embargo, cabe señalar que una particularidad de los países de la Región es que estas participaciones comenzaron en los años 70 y anteceden a los procesos de descentralización puestos en marcha por los países.

2.53 Los avances en los procesos de descentralización en los países analizados son heterogéneos. Bolivia y Colombia tienen procesos más antiguos y, a la vez, más avanzados. De su lado, en Ecuador el proceso comienza en 1997 y en el Perú en el 2002.

2.54 El balance del proceso de descentralización a la fecha varía en cada uno de los países analizados. Se constata que en Bolivia ha habido notables avances, sobretodo desde 1995-1996, cuando se promulgaron las Leyes 1551 de Participación Popular de 1994 y la Ley 1654 de Descentralización Administrativa de 1995. En Colombia, el proceso se inició en 1985 y experimentó avances notables. Sin embargo, en los últimos años han surgido una serie de problemas (algunos de ellos debido a la violencia política y a problemas de corrupción) que han determinado una cierta tendencia a la “recentralización”. En Ecuador, ha habido pocos avances y el proceso aún encuentra problemas para su realización. En el caso de Perú, si bien ha comenzado hace poco tiempo (2002), ya se han elegido gobiernos regionales, ha comenzado el proceso de su “unificación”, así como de transferencia de recursos a los gobiernos regionales. Se prevé, también, un proceso de descentralización fiscal, condicionado a la “unificación” de las Regiones.

2.55 Los Pueblos Indígenas deben integrarse al proceso de descentralización, haciendo sentir su nivel organizativo en las regiones donde constituyen mayoría

3

Recaudación de la Renta Petrolera

Reformas Sectoriales de los 90

3.1 En los países analizados, los contratos con empresas petroleras constituyen el instrumento que canaliza la inversión extranjera en el Sector Hidrocarburos. En la década de los 90's se han llevado a cabo importantes reformas a las leyes de hidrocarburos de la mayoría de los países de América Latina. Este ha sido el caso de Bolivia, Colombia y Perú.

3.2 Las reformas han consistido, esencialmente, en un conjunto de medidas orientadas a incrementar la competitividad de los países, otorgando mayores incentivos al capital de riesgo, con el objetivo de evitar su migración a otras regiones del mundo. Los países de América Latina tienen que competir con países que tienen importante filiación petrolífera como los países del Medio Oriente, de Europa Oriental, China, África Occidental y otros que hasta hace pocos años no permitían el acceso a la inversión extranjera en el sector.

3.3 Las reformas sectoriales que se han llevado a cabo en los países de la sub-región, a la excepción del Ecuador, son bastante similares. Las diferencias que subsisten responden a particularidades nacionales como: volumen de reservas, relación producción/consumo de los hidrocarburos y sus derivados, nivel tecnológico y experiencia en la industria petrolera nacional, entre otras.

3.4 Las reformas a las leyes sobre los hidrocarburos han abarcado los siguientes campos: a) el régimen de contratación petrolera en el sector exploración y explotación (“upstream”); b) las actividades del sector transporte, refinación y comercialización (“downstream”), lo que incluye la apertura y desregulación de los mercados petroleros; c) la modernización de las empresas estatales y la formulación de nuevas estrategias empresariales para adecuarse al nuevo marco del paradigma vigente; d) la privatización parcial o total de las empresas estatales, como en el caso de Bolivia y Perú.

3.5 A manera de introducción es interesante revisar los cuadros siguientes que han sido extraídos del estudio de Wood Mackenzie “Global Oil and Gas risks and rewards – Upstream Economics Benchmarking Study” – Feb. 2002 - que resume para el

período 2000 – 2001 la situación de la exploración y de los regímenes fiscales aplicables en un buen número de países. En ellos se puede observar la mayor o menor interés geológico de las zonas en los cuatro países, tanto por petróleo como por gas natural, sobre la base de los resultados de la exploración de la década de los 90's, así como las condiciones más o menos severas de los regímenes fiscales en ese entonces, basados en el parámetro "Government Take" sobre los flujos netos de proyectos tipos descontados al 10%.

3.6 El estudio de Wood Mackenzie diferencia la situación de proyectos realizados por empresas que tienen operaciones en los países (Caso de "inversionistas existentes") de la situación de los "nuevos inversionistas" que recién se instalan en el país y que por consiguiente no disponen de activos en proceso de depreciación. El estudio también ofrece una clasificación mundial donde se puede encontrar el lugar que ocupan los países estudiados.

Cuadro 3.1: Resultados de la Exploración—Porcentaje de éxito en términos técnicos y comerciales (1991–2000)

	<i>Número de Pozos Exploratorios</i>	<i>Porcentaje de Éxito Comercial</i>	<i>Porcentaje de Éxito Técnico</i>
Bolivia	50	24,00	28,00
Colombia	170	12,94	14,12
Ecuador	46	28,26	45,65
Perú	46	4,35	13,04

Cuadro 3.2: Número de Descubrimientos (1991–2000)

	<i>Descubrimientos de Petróleo</i>	<i>Descubrimientos de Gas Natural</i>	<i>Descubrimientos Totales</i>
Bolivia	4	8	12
Colombia	12	10	22
Ecuador	13	0	13
Perú	1	1	2

Cuadro 3.3: "Government Take"—(Porcentaje del NPV en caso de explotaciones de petróleo o de gas natural - por nuevos inversionistas y por inversionistas existentes)

	<i>Yacimiento de Petróleo</i>		<i>Yacimiento de Gas Natural</i>	
	<i>Nuevo Inversionista</i>	<i>Inversionista Existente</i>	<i>Nuevo Inversionista</i>	<i>Inversionista Existente</i>
Bolivia	53,07	52,87	58,55	58,21
Colombia	56,47	54,88	61,94	58,60
Ecuador	81,87	86,59	N/a	N/a
Perú	>100,00	>100,00	71,54	70,20

Cuadro 3.4: Ubicación en el Clasificación Mundial

sobre la base de las condiciones más favorables para proyectos de nuevos inversionistas e inversionistas existentes

	<i>Inversionistas Existentes</i>	<i>Nuevos Inversionistas</i>
Bolivia	10	11
Colombia	28	21
Ecuador	44	29
Perú	55	47

3.7 Consistente con este estudio, después del año 2001 el Perú ha decidido mejorar las condiciones contractuales para atraer las inversiones que necesita, haciendo variables las tasas de las regalías. Colombia igualmente ha evolucionado en esa dirección. Mientras que en Ecuador continua el esfuerzo del Congreso por reformular las condiciones de la inversión en el sector. En el caso de Bolivia, por el contrario, se busca incrementar el “Government Take” en el proceso actual de Referéndum y nueva ley sectorial.

3.8 En esta sección del estudio vamos a describir los tipos de contratos que se han venido suscribiendo en los países seleccionados sin por lo tanto discutir su validez o la racionalidad de la distribución de la renta entre empresas y estado que cada uno de ellos determina. En esta sección nos referimos también al marco institucional creado en cada país para proceder a la recaudación de las rentas.

Descripción de los tipos de Contratos Petroleros

Bolivia—Contratos de Riesgo Compartido

3.9 Con la aprobación de la Ley de Hidrocarburos No.1689 en el año 1996 se introduce la obligatoriedad de que las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos sean ejecutadas necesariamente por el sector privado mediante contratos de riesgo compartido con YPFB.

3.10 El contrato de riesgo compartido es el mecanismo que fija esta Ley a través del cual el Estado, propietario de los yacimientos de hidrocarburos, debe ejercer su derecho de explorar, explotar y comercializar los mismos. Los contratistas adquieren estos derechos, previo pago de la participación de YPFB (6%), más de las regalías correspondientes según se trate de reservas probadas desarrolladas o de nuevas reservas. La tasa del impuesto a la renta es de 25%. En adición, se estableció un impuesto “surtax” además del impuesto a la renta general para todas las actividades económicas de manera a captar beneficios extraordinarios.

3.11 En los campos capitalizados, es decir aquellos con reservas probadas desarrolladas, a través de la Sociedades de Accionariado Mixto (SAM) se obtuvo una participación del Estado que funciona similar a una regalía de 19 % y, en adición hay una regalía complementaria nacional del 13% válida también para los contratos que descubran nuevas reservas. El Estado detiene el 50% de las acciones en las SAM, las que

están a nombre de los pensionistas del país. Los dividendos que den las SAM están destinados a incrementar los Fondos de Pensiones.

3.12 Para la comercialización se establece la libre importación y exportación de líquidos, y la comercialización interna de hidrocarburos y sus derivados, exigiéndose que la exportación de gas natural está condicionada al previo abastecimiento del mercado interno.

3.13 En la actividad de transporte por ductos se transfirieron los gasoductos y oleoductos a la empresa TRANSREDES mediante capitalización, sin exclusividad sobre el servicio. Los poliductos fueron transferidos a la empresa OIL TANKING mediante privatización.

3.14 Este sistema fiscal junto con el régimen de propiedad y comercialización de hidrocarburos ha sido cuestionado y es muy probable que sufran cambios con la nueva ley sectorial.

Colombia—Contratos de Asociación

3.15 Desde 1974, mediante Decreto Legislativo 2310 de ese mismo año, la modalidad de explotación de los hidrocarburos se efectúa de dos maneras: a) con participación directa de la empresa estatal ECOPETROL; y b) mediante una forma mixta con participación del Estado a través de ECOPETROL, quien suscribe los contratos con particulares, en su mayoría inversionistas extranjeros. Estos son los contratos de asociación.

3.16 La originalidad de estos contratos radica en que si la empresa privada encuentra petróleo, ECOPETROL se asocia con ella en un 50%, asumiendo a posteriori la parte de la inversión exploratoria que le corresponda y, también, el 50% de la inversión para el desarrollo y producción de los yacimientos. A través de los años, sucesivas modificaciones han variado el porcentaje en que ECOPETROL se asocia con el inversionista extranjero. Actualmente, el porcentaje de participación de ECOPETROL se ha reducido al 30%.

3.17 Los contratos de asociación contemplan el pago al Estado de una regalía, equivalente a un porcentaje del valor bruto de la producción fiscalizada. Esta regalía, que originalmente fue de 20%, ha venido descendiendo en los últimos años, hasta un mínimo de 8% para yacimientos con pequeña producción.

3.18 Posteriormente los contratos de asociación han empezado a utilizar la metodología del Factor “R” (ingresos acumulados entre gastos acumulados) para la distribución de la producción. Las modificaciones de junio del 2002 establecen una participación máxima para el inversionista asociado del 70% de la producción (después del pago de la regalía), el mismo que va descendiendo hasta el 35% de la producción a medida que, debido al aumento de la producción, se va incrementando el Factor “R”.

3.19 En Colombia, la tasa del impuesto a la renta es 35%. Con la reciente creación de la ANH, Colombia esta tratando aun mas de mejorar la competitividad de su modelo de contrato para la actividad petrolera

Ecuador—Varios tipos de Acuerdos

3.20 PETROECUADOR retiene las reservas más importantes y por ley la responsabilidad de firmar y monitorear los contratos petroleros. Dados los cambios que ha tenido la ley de hidrocarburos en las dos últimas décadas, el Ecuador tiene vigentes una variedad de modelos de contrato.

- Prestación de servicios: contratos de riesgo, en donde la compañía privada realiza las actividades de exploración y explotación con sus propios recursos, y si se descubriesen yacimientos comercialmente explotables PETROECUADOR efectuará el reembolso de los costos e inversiones incurridas y le reconocerá una tarifa por barril producido. El único contrato vigente bajo esta modalidad es el que mantiene la firma AGIP.
- Participación: contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos mediante los cuales la contratista realiza por su cuenta y riesgo las inversiones, así como los costos y gastos requeridos. Si la contratista considera comercial el inicio de la producción, tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la que será inferior al nivel de regalías establecidas en la Ley de Hidrocarburos. Este modelo de contrato es el que más éxito ha tenido. Actualmente están vigentes 14 contratos bajo esta modalidad, y se encuentran en proceso de licitación 5 bloques.
- Campos marginales: contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas cuya producción al momento de su licitación no represente más del 1% de la producción nacional. La contratista realiza por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos, obteniendo de PETROECUADOR el pago del costo de producción prefijado por la producción de la curva base, y una participación en la producción incremental que se obtenga sobre dicha curva base. Actualmente están vigentes 5 contratos bajo esta modalidad y se encuentran en proceso de licitación 5 yacimientos más.
- Alianzas Operativas: contratos aplicados para la rehabilitación y el desarrollo de yacimientos de PETROPRODUCCION en las cuales empresas privadas, bajo la dirección de PETROPRODUCCION, proveen un conjunto amplio de servicios y otorgan financiamiento. El pago de los costos por los servicios mas una tasa por financiamiento y gestión se efectúa a base del incremento de la producción obtenida en el respectivo yacimiento, para cuyo efecto se constituye un fideicomiso que es

administrado por el Banco Central. Los yacimientos Víctor Hugo Ruales, Atacapi y Parahuacu se encuentran bajo esta modalidad.

- Alianzas estratégicas: contratos basados en convenios previos suscritos con empresas estatales, tienen la finalidad de ejecutar proyectos conjuntos en cualquier fase de la industria hidrocarburífera. El único contrato vigente a la fecha es con ENAP de Chile para la rehabilitación y desarrollo de cuatro yacimientos de PETROPRODUCCION. ENAP recibe un pago en efectivo por sus servicios equivalente a un porcentaje de la producción de los yacimientos, dependiendo del precio del petróleo.
- Servicios específicos: son requeridos por PETROECUADOR habiéndose suscrito con el fin de llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los contratos de los yacimientos Shiripuno, Tivacuno y Ancón.

3.21 Para todos estos contratos la tasa del impuesto a la renta en el Ecuador es la misma de 25%.

Perú—Varias modalidades de Contratos

3.22 Tiene también varias modalidades contractuales con inversionistas privados (nacionales o extranjeros):

- Contratos de servicio: contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados por compañías privadas con PERUPETRO como representante del Estado; mediante estos, la compañía petrolera opera el lote y por cada barril fiscalizado PERUPETRO le paga una tarifa en efectivo por el servicio prestado. Esta tarifa se calcula sobre la base de un Factor “R” (Ingresos acumulados/Egresos acumulados). Con esta tarifa la compañía petrolera cubre sus inversiones, el costo de los servicios prestados y genera sus utilidades, luego de pagar el Impuesto a la Renta. En esta modalidad de contratación la totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad de PERUPETRO, quien se encarga de su comercialización y luego distribuye la renta de acuerdo a la legislación vigente. En los contratos de servicios no se pagan regalías pero si generan Renta Petrolera en la medida en que de los ingresos que obtiene PERUPETRO se paga sus costos operativos (1,5%), contribuye con OSINERG (0,75%) y con el MEM (0,75%), abona los derechos de las regiones por la participación en la Renta y lo restante lo transfiere al Estado.
- Contratos de licencia: son aquellos mediante los cuales el contratista tiene la facultad de explorar y explotar o explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración y explotación o explotación de hidrocarburos. En estos contratos PERUPETRO le transfiere a los

contratistas la propiedad sobre los hidrocarburos que extraiga. Una vez iniciada la producción el contratista pagará una regalía a PERUPETRO. Esta regalía se calculará sobre la base de los volúmenes fiscalizados, un factor “R”, los precios internacionales del petróleo y los porcentajes ofertados y convenidos en el contrato. Como ya se mencionó, recientemente, el gobierno ha otorgado mayores incentivos a los inversionistas, estableciendo regalías cuyo nivel inferior llega al 5%, aumentando progresivamente hasta 20% a medida que aumenta la producción de petróleo.

3.23 Cabe señalar que a partir del año 1993, cuando entra en vigencia la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, quedó confirmado el derecho de estabilidad tributaria para los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

3.24 Otras modalidades de contratación: que están permitidas en la ley son los Acuerdos de Evaluación Técnica, mediante los cuales las empresas llevan a cabo actividades exploratorias de bajo costo, que incluso pueden incluir sísmica preliminar, y que de encontrar el área o lote atractivo se convierten en un contrato de licencia o de servicios.

3.25 La tasa del impuesto a la renta en el Perú es de 30% más un impuesto de 4,1% a la distribución de utilidades.

El Ente Negociador de los Contratos Petroleros

3.26 En la mayoría de los países de América Latina las reformas petroleras de los años 70's llevaron al reforzamiento de las empresas estatales, encargándoseles la mayoría de las actividades de “upstream” y “downstream” lo que, en algunos casos determinó que estas empresas tuvieran el monopolio en el sector.

3.27 Una de las actividades que se le encargó a las empresas estatales de varios países de la Región, incluyendo a los países andinos materia de este informe, fue la de ser el ente encargado por el Estado de negociar los contratos petroleros con las empresas extranjeras. Dentro de ello, las empresas estatales estaban encargadas de proceder a la negociación de las regalías con las empresas extranjeras y a su recaudación.

3.28 Las reformas petroleras de los años 90's modificaron esta situación, otorgando mayores incentivos a la participación privada en la exploración y explotación de petróleo. En países, como Argentina, Perú y Bolivia se privatizaron íntegramente las actividades del “upstream”. En estos casos, se tuvieron que crear nuevas entidades negociadoras y administradoras de los contratos con empresas extranjeras, y también las regalías.

- *En Bolivia*, la Ley de 1996 mantuvo en YPFB el encargo de negociar los contratos con empresas petroleras, pero la empresa estaba prohibida, por ley, de intervenir en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta misma tónica también se siguió en países fuera de los

analizados en este informe, como en Brasil donde se creó la Agencia Nacional de Petróleo, en 1997.

- *En Colombia*, se ha creado la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), como una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Energía y Minas, con personería jurídica, patrimonio propio, y autonomía administrativa y financiera. Una de sus principales funciones es: diseñar y promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación;
- *En Ecuador*, en noviembre del 2002, el gobierno nacional estableció el Comité Especial de Licitaciones (CEL). El CEL tiene a su cargo las condiciones generales que rigen la licitación y la adjudicación de los contratos a que hace referencia el artículo 19 de la Ley de Hidrocarburos. El CEL está formado por el Ministro de Energía y Minas, quien lo preside, el Ministro de Defensa Nacional; el Ministro de Economía y Finanzas; y el Contralor General del Estado. El Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR actúa como Secretario de éste comité y para el ejercicio de sus funciones cuenta con el apoyo administrativo de PETROECUADOR. Una vez otorgada la licitación, el contrato se suscribe entre PETROECUADOR y la empresa extranjera (Decreto 3394 de noviembre del 2002, Art. 44). La administración del contrato queda a cargo de PETROECUADOR (Art. 46, ídem).
- *En el Perú* se creó el ente estatal PERUPETRO, mediante la Ley 26225, del año 1993, que es la entidad del Estado encargada de promocionar, negociar, suscribir y supervisar los contratos de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos. La razón de la creación de PERUPETRO fue que en ese entonces se pensaba que el integro de PETROPERU – la empresa estatal – podría privatizarse, excepto la función inherente al Estado que es la de la contratación petrolera. Como un nuevo desarrollo, con la Ley N° 28244, de junio 2004, el Estado Peruano ha autorizado a PETROPERU S.A. negociar contratos con PERUPETRO, en exploración y/o explotación, de operaciones o servicios petroleros, conforme a ley.

Conclusiones preliminares

3.29 Las reformas petroleras relacionadas a los entes negociadores de los contratos petroleros han tomado las siguientes formas:

- En Bolivia y Perú, donde se han privatizado las empresas estatales, se crea un ente negociador autónomo de los contratos petroleros con las empresas privadas. Sin embargo en Bolivia, el proyecto de una nueva ley considera que YPFB debe dejar de ser sólo el ente negociador de contratos y el encargado de agregar la producción de gas de varias empresas para

exportar a Brasil, sino que además debe retomar actividades productivas y comerciales a lo largo de la cadena petrolera de la producción en adelante

- En Colombia, desde el 2003, la ANH negocia los contratos petroleros con las empresas privadas y con ECOPETROL. El sentido de la reforma es que ECOPETROL se convierta en una empresa más, que compite con las empresas privadas.
- En Ecuador, el CEL conduce las licitaciones de las rondas de contratación petrolera. PETROECUADOR participa en la negociación de los contratos con empresas extranjeras y adicionalmente por su cuenta suscribe sus propios contratos y paga sus regalías. Posteriormente interviene también como supervisor del cumplimiento de las obligaciones de los contratistas.

3.30 A fin de crear condiciones de competencia y de transparencia es conveniente, allí donde las empresas estatales todavía mantienen una actividad en los rubros de exploración y explotación, que el ente encargado de la negociación, firma y supervisión de los contratos petroleros y por tanto del cobro de las regalías sea una entidad autónoma.

3.31 El problema de la empresa estatal encargada de operaciones productivas y comerciales, que recauda impuestos y además es responsable de la administración de los recursos hidrocarburíferos del país, y que por los contratos es receptora de una parte significativa de la Renta es un problema de acumulación de funciones y el de un ente que llega a “manejar” recursos del Estado muy importantes. Este es el caso de las empresas que deben aun hacerse cargo del subsidio al GLP y al diesel, o el monopolio de la importación de productos refinados; es decir con compromisos de sumas de dinero muy significativas, que obedecen a decisiones políticas y que muchas veces no pasan por el control del presupuesto nacional.

Los Entes Recaudadores de Regalías y Distribuidores de Rentas a las Regiones

3.32 De lo analizado en cada país se puede observar que en Bolivia y Colombia existe una sola entidad que se encarga de coleccionar y distribuir las regalías (aunque en Colombia, por el momento, además de ECOPETROL, también la Comisión Nacional de Regalías es un ente distribuidor). En Ecuador, son dos entidades las que coleccionan y distribuyen las regalías (el BCE y PETROECUADOR). En el Perú, el ente colector es PERUPETRO, pero el ente distribuidor es el Ministerio de Economía y Finanzas; cabe señalar, sin embargo, que el MEF le encarga a PERUPETRO el giro de los cheques a distribuirse a los organismos regionales y locales que reciben Canon Petrolero y Canon Gasífero.

3.33 Lo que interesa en éste caso, es si debe o no existir un solo ente autónomo que tenga como función la colecta de la regalía (que, como ya hemos analizado, tiene bases constitucionales y legales que la determinan) y la distribución de la Renta (participaciones regionales, Canon, etc.).

- En Bolivia, el ente recaudador es el mismo que el ente distribuidor
- En Colombia el ente recaudador es, en parte, el ente distribuidor. ECOPETROL es un ente recaudador y distribuye directamente a los departamentos, municipios y puertos productores (en total 68% de la regalía). El 32% restante se lo entrega al Fondo Nacional de Regalías, quien lo distribuye de acuerdo a ley. Por tanto, en Colombia hay un solo recaudador (ECOPETROL) y dos distribuidores (ECOPETROL y el Fondo Nacional de Regalías).
- En Ecuador, hay 2 entes recaudadores:
 - a) PETROECUADOR que obtiene los ingresos provenientes de la comercialización externa o interna de crudos y derivados y luego deducir sus costos (conforme a montos aprobados en su presupuesto) los entrega al TGN.
 - b) El MEF y el BCE que intervienen en el manejo de los impuestos que forman parte de la renta.
- En el Perú, el ente recaudador es el mismo que el ente distribuidor. PERUPETRO que sigue las directivas del Ministerio de Economía y Finanzas.

3.34 A priori, no se identifica aspectos que justifiquen que es preferible que un solo ente “colecte” las regalías y distribuya las participaciones (Canon), como en Bolivia, Colombia y Perú. Si bien es cierto que el hecho para que la misma entidad cumpla con la doble función de “recaudar” y “distribuir” ya está estipulado en las leyes de cada país, se considera que ello es más eficiente que tener dos instituciones: una que cumpla la función de “colección” y otra que se encargue de la función de distribución de las participaciones. En efecto, los costos administrativos con una sola entidad resultan siendo inferiores a aquellos en que se incurriría si fueran dos las entidades y de hecho se gana en transparencia y mejor manejo de la información.

Cuadro 3.5: Entes Colectores y Distribuidores de las Regalías y Participaciones Petroleras

Países	Ente	Ente colector	Ente
Bolivia	YPFB	YPFB	YPFB a departamentos productores YPFB a Beni y Pando YPFB al TGN por PNC YPFB al TGN por PN YPFB a YPFB La Paz, Oruro y Potosí no reciben
Colombia	ANH	ECOPETROL	a) Ecopetrol a entidades beneficiarias directas productores, municipios y b) Ecopetrol a Fondo Nacional de b.1) Fondo Nacional de Regalías a la Comisión Nacional de Regalías, para que las distribuya a los departamentos y municipios que no tienen participación
Ecuador	CEL (del cual forma PETROECUADO)	- BCE recauda los ingresos de Exportaciones Directas y de las - Petroecuador recauda los ingresos comercialización interna de	- BCE y Petroecuador lo entregan al TGN. Además, hay entidades que reciben una participación directa, Junta de Defensa Nacional, FAE y - El TGN asigna los montos percibidos al PGN, al otros participantes, de acuerdo a
Perú	PeruPetro	PeruPetr	Es el Ministerio de Economía y Finanzas. Este le encarga a el giro de los cheques, con la siguiente Loreto (10%) de lo recaudado en zona productora y 2,5% de la recaudado en Ucayali (10%) de lo recaudado en zona productora u 2,5% de lo recaudado en Piura (10%) de lo recaudado a zona productora y 2.5% de lo recaudado en Tumbes (10%) de lo recaudado en zona productora y 2,5% de lo recaudado Puerto Inca (Huánuco): 10% de la producción de la

Diseño del Sistema de Impuestos

¿Regalías versus Impuestos?

3.35 En el diseño de un sistema de impuestos, es esencial especificar claramente los objetivos que el sistema está destinado a satisfacer y/o los objetivos contra los que será posteriormente evaluado. Los objetivos debatidos aquí son aquellos que con más frecuencia se nombran en el contexto de los sistemas de impuestos de hidrocarburos.

- El sistema de impuestos debe alentar un amplio rango de actividades de exploración y explotación de petróleo y gas natural, demostrando siempre que éstas son beneficiosas desde el punto de vista de la sociedad. Si se busca una asignación de recursos socialmente deseable, el sistema de impuestos, en su máxima extensión posible, debería asegurar que todos los proyectos con retornos positivos antes de impuestos, muestren también retornos positivos después de impuestos.
- El exceso de beneficios sobre el costo del proyecto antes de impuestos, incluyendo un retorno sobre el capital mínimo, requerido para atraer inversiones, es denominado "renta económica". Se acepta generalmente que la mayor parte de las rentas del proyecto debería ir al dueño del recurso, normalmente el Estado. La forma correcta para expresar la

participación del Estado es como un porcentaje del flujo de caja neto del "ciclo total" del proyecto, descontado el mínimo retorno requerido para el capital. En la práctica internacional, la participación del Estado - en todo el ciclo del proyecto - generalmente está dentro del rango del 45% al 50% en el extremo inferior, y del 80% al 85% en el extremo superior.

- La mayoría de países intentan variar la participación gubernamental como una función progresiva de la renta o de la rentabilidad del proyecto. Cuando el proyecto es exitoso, se incrementan las ganancias gubernamentales sin que se generen impactos negativos sobre los incentivos para explorar y producir. La rentabilidad de un proyecto petrolero depende de los precios de los hidrocarburos. Si los precios son altos la participación del Estado debe incrementarse; pero a su vez, si los precios bajan, esta debe disminuir en aras de que el proyecto o contrato continúe y el Estado pueda seguir obteniendo ingresos.
- Los altos costos de los proyectos reducen la Renta o ganancia disponible para compartir entre el Gobierno y el inversionista; en consecuencia los sistemas de impuestos deben dar incentivos al inversionista para limitar costos. Las altas tasas de impuestos marginales, que resultan en bajos costos después de los impuestos, definiciones imprecisas de los costos recuperables, provisiones para acelerar la recuperación de costos o recuperación de un múltiplo de costos, mientras sirven a otros propósitos, hacen que se pierdan incentivos para controlar los costos.
- Los gobiernos generalmente prefieren flujos seguros y predecibles de ganancias fiscales, lo cual es difícil de lograr en un sector como el del petróleo, que depende de precios y volúmenes de producción cambiantes. La mayoría de los gobiernos colocan un premio sobre ganancias impositivas rápidas para resolver los urgentes problemas presupuestarias o responder a promesas políticas. Por causa de la planificación fiscal, es probable que se favorezcan sistemas de impuestos que producen una estabilidad mínima en las ganancias fiscales.
- Los recursos petroleros generalmente se encuentran concentrados en algunas zonas o regiones de un estado o federación. El sistema de impuestos debe incluir una división apropiada, aceptable y estable de ingresos por impuestos entre los diferentes niveles del gobierno (central, regional y municipal).
- Finalmente, hay que considerar que el petróleo es un negocio global. Para establecer un régimen de impuestos de petróleo y gas, el país anfitrión tiene que tomar en cuenta el probable impacto sobre la capacidad del sector nacional para competir por inversión de capital con otras áreas de petróleo y gas en el mundo. Mientras muchos factores entran dentro de la

competitividad internacional del Sector Petrolero de un país, el régimen de impuestos es uno de las más importantes para el inversionista.

Instrumentos del sistema de impuestos

3.36 Una amplia gama de instrumentos de impuestos se aplica actualmente a la producción de petróleo y gas en el mundo. En principio, conviene diferenciar los “impuestos basados en las ganancias”, es decir acotados sobre la diferencia entre los ingresos y los costos; y los “impuestos sobre ingresos” que son expresados como un porcentaje del valor de la producción. Las regalías generalmente son estructuradas como impuestos sobre ingresos, mientras que el impuesto a la renta es basado en las ganancias.

3.37 El principal argumento en favor de las regalías es la relativa simplicidad de su administración. Un segundo argumento a su favor es que dan ganancia rápida; ellos se aplican desde el inicio de la producción y no se tiene que esperar hasta que la empresa deprecie sus inversiones y el proyecto comience a generar ganancias. La desventaja principal de estos impuestos es que son insensibles al resultado económico del proyecto. Debido a que son aplicadas sobre los ingresos, es posible que las producciones pequeñas en proyectos, aún con rentabilidad positiva antes de impuestos, no puedan tener retornos positivos después de impuestos, es decir, las regalías o los impuestos sobre la producción pueden llegar a ser mayores del 100% de las ganancias después de impuestos. Cuanto más altos los impuestos sobre los ingresos o sobre la producción y cuanto más modesto o marginal el resultado del proyecto antes de impuestos, es mas probable que la producción socialmente deseada se suspenda o abandone y que inversiones en nueva producción socialmente deseada se retrase o cancele.

3.38 Muchos países productores de petróleo han ajustado sus sistemas de impuestos para provocar que impuestos simples sobre las ganancias se comporten progresivamente y/o para revertir el comportamiento regresivo de sus impuestos sobre ingresos o sobre la producción.

3.39 Además de impuestos y regalías, los sistemas impositivos de la industria incluyen otras provisiones como por ejemplo las limitaciones para la recuperación de costos, los bonos a la firma del contrato o al inicio de la producción, las multas e incentivos ambientales, como por ejemplo penalidades por la quema o venteo de gas natural y las contribuciones a los programas de capacitación sectorial. En la práctica, ningún sistema de impuestos de petróleo y gas natural confía en un único instrumento. El número de instrumentos incluidos en un "paquete" de impuestos petroleros puede ir de unos pocos (dos o tres) a una docena o más. La práctica de tener que construir un paquete de instrumentos de impuestos es comprensible, dado los objetivos diferentes de la fiscalidad del petróleo y gas natural y las diferentes ventajas comparativas de los diferentes instrumentos de impuestos para lograr dichos objetivos.

La Administración de Impuestos

3.40 En el diseño ó evaluación de cualquier sistema de impuestos reviste una considerable importancia la habilidad de la administración para un manejo efectivo y eficiente. Para lograr este objetivo, la estructura impositiva debe mantenerse tan transparente y simple como sea posible, sin perjudicar seriamente las otras metas del diseño del sistema de impuestos a aplicar. Se debe minimizar el incentivo para conducir las operaciones en función del impuesto, es decir, trasladar el reporte de costos o ingresos desde una categoría a otra para reducir las obligaciones de impuestos.

3.41 La administración debe basarse sobre datos que sean disponibles y fácilmente monitoreados. Debe ser estable y percibida como razonable, acomodándose a un amplio rango de circunstancias del proyecto, sin que por ello se creen incentivos para evadir impuestos y/o permitiendo cambios en los impuestos o excepciones.

3.42 Los procedimientos administrativos también deben mantenerse transparentes y simples, con responsabilidades claramente definidas. El personal debe ser entrenado y adecuadamente remunerado. El número de implicados, los salarios y otros recursos deben ser adecuados al manejo de la carga de trabajo prevista. Debe introducirse un sistema de auditoria y penalidades que se aplique para asegurar el total cumplimiento y pago puntual de los impuestos.

Dispositivos constitucionales y legales que dan origen a las Regalías.

3.43 En Colombia, la regalía está establecida en la Constitución y ratificada por leyes específicas. En Bolivia, Ecuador y Perú, la regalía es establecida por ley. En el Anexo 3 se presenta los dispositivos constitucionales y legales que dan origen a las regalías.

Cuadro 3.6: Base Constitucional y/o Legal de las Regalías

Países	Constitución	Leyes	Modalidad
Bolivia	No	Sí. Ley 1689 de 1996.	Es un % del VBP.
Colombia	Sí. Art. 360.	Sí. Ley 756 del 2002.	Es un % del VBP.
Ecuador	No	Sí. Ley de 1978 reformada.	Es un % del VBP.
Perú	No	Sí. Ley 26221 de 1993.	Es un % del VBP.

Fuente: Constituciones y Leyes de los países.

3.44 Etimológicamente regalía significa “la parte del rey”; que al momento de la constitución de los países, la parte del rey se convierte en la parte del Estado. La base de la argumentación de la Constitución de Colombia es que la explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía (Art. 360). En los demás países, el pago de la regalía se establece por ley y no existe una sustentación del nivel de la colombiana.

3.45 Con respecto a la participación de las regiones (Canon), en Colombia, Ecuador y Perú, la Constitución establece que a las circunscripciones les corresponde una participación adecuada del total de los ingresos y rentas obtenidos por el Estado en la

explotación de los recursos naturales que se encuentran en el territorio de la circunscripción. En Colombia, es el artículo 361 de la Constitución. En Ecuador es el artículo 251. En Perú es el artículo 77.

3.46 En el caso de Bolivia, el artículo 171 de la Constitución establece que “se reconocen, se respetan y protegen en el marco de la ley, los derechos sociales, económicos y culturales de los pueblos indígenas que habitan en el territorio nacional, especialmente los relativos a sus tierras comunitarias de origen, garantizando el uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, a su identidad, valores, lenguas, costumbres e instituciones”. Pero no se menciona expresamente que hay derecho a una participación.

La Renta Petrolera en los Países Andinos

3.47 Para los efectos de este análisis, se considera Renta Petrolera a la suma de todos los ingresos percibidos por el Estado por concepto de la actividad petrolera extractiva que se realiza en el país. Estos ingresos percibidos por el Estado provienen de diversas fuentes, siendo las más importantes: las regalías cobradas a las empresas extractoras; el impuesto a la renta que pagan estas mismas empresas; las contribuciones sociales; los pagos por capacitación; el pago de patentes; y, también, una serie de pagos que son particulares a cada país. La renta petrolera excluye los impuestos y ganancias obtenidas en las actividades de refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados.

3.48 Si analizamos la Renta Petrolera a nivel global ⁷, sin entrar a un análisis desagregado, encontramos que los países analizados se pueden dividir en función al monto que perciben en dos categorías: la primera, integrada por Ecuador y Colombia, con Renta Petrolera superior a los US\$ 1,000 millones anuales. La segunda, formada por Bolivia y Perú, cuyos ingresos por Renta Petrolera son bastante menores, fluctuando alrededor de los US\$ 200 millones anuales.

Cuadro 3.7: Montos promedios anuales recaudados por países 1998–2002

(en US\$ millones)

<i>Renta Petrolera</i>	<i>Bolivia</i>		<i>Colombia</i>		<i>Ecuador</i>		<i>Perú</i>	
	<i>Monto</i>	<i>%</i>	<i>Monto</i>	<i>%</i>	<i>Monto</i>	<i>%</i>	<i>Monto</i>	<i>%</i>
Regalías	151,1	85	688,4	62	1.149,8	85	189,2	86
Impuestos a la Renta	11,5	6	403,7	36			29,2	13
Apoyo Social			17,5	2			0,2	
Patentes y Penalizaciones	15,6	9	1,6	0				
Capacitación							1,4	1
Otros Ingresos (Fondos)					199,9	15		
Total	178,2	100	1.111,2	100	1.318,8	100	220,0	100

⁷ Toda la información estadística de la Recaudación de la Renta Petrolera se encuentra resumida en el Anexo 4 – Hoja de Cálculo.

3.49 Para facilitar la comparación entre países, se ha optado por la siguiente clasificación de las cuentas de la recaudación de la Renta Petrolera:

- Regalías pagadas por las empresas petroleras;
- Apoyo Social ;
- Patentes y Penalizaciones;
- Capacitación;
- El rubro Otros Ingresos, sólo para el caso de Ecuador, que corresponde al Fondo de Estabilización Petrolera.

3.50 De acuerdo a esa clasificación, en el período 1998-2002, para el cual se dispone de datos para los cuatro países analizados al estudiar la estructura de la Renta Petrolera, vemos que en todos los casos, la recaudación por concepto de regalías es bastante mayor que aquella que se recauda por otros conceptos.

3.51 En Bolivia y Perú, del 85 al 86% de la recaudación proviene de las regalías que pagan las empresas petroleras. En Colombia, el monto pagado por regalías es menor, 62% del total. Por su parte, en Ecuador el concepto de regalías es muy difícil de ser contabilizado directamente. Las cuentas de los ingresos petroleros “upstream” no permiten hacer una comparación directa. En el caso del Ecuador se ha agregado bajo el rubro regalías los ingresos petroleros de Petroproduccion (filial de Petroecuador) después de costos con los ingresos provenientes de las áreas bajo contrato estimando una participación promedio de Petroecuador en los beneficios del orden del 25% del valor de las producciones de los contratistas.

3.52 El país que recibe una mayor contribución por impuesto a la renta es Colombia, con el 36% del total. Este impuesto corresponde tanto a las empresas privadas como a ECOPETROL. Le siguen Bolivia y Perú, con el 5 y el 13%, respectivamente. En el caso de Bolivia, los impuestos pagados ascendieron a US\$ 11,5 millones en promedio para el período y corresponden únicamente a las actividades del “upstream” de las empresas petroleras (i.e los impuestos considerados son: Impuestos a las Utilidades, Impuesto a las Remesas y “surtax”). En el caso de Perú, el impuesto a la renta corresponde únicamente a las empresas del “upstream”.

3.53 El Ecuador recibe una contribución marginal por concepto del impuesto a la renta que pagan las empresas petroleras. Esto se debe a varias razones: 1) solo se disponen de cifras por el pago del impuesto a la renta en el año 2003, por US\$ 23 millones por parte de las empresas privadas; 2) no se consigna pago del impuesto a la renta por parte de PETROECUADOR. Esto se debe al hecho que la totalidad de sus ingresos son remitidos directamente al Gobierno Central.

3.54 El pago de patentes – es decir derechos de superficie - es más alto en Bolivia, con el 4% del total. En este caso, tenemos que aclarar que el íntegro de éste rubro está conformado por el pago de Patentes y Penalizaciones. Le sigue Colombia con el 1,6%.

3.55 En Colombia es importante el rubro Apoyo Social, que comprende los Programas de Apoyo Social que se establecen en los Estudios de Impacto Ambiental. Además, en ese rubro figuran los Programas de Inversión Social Voluntaria que en cooperación con las entidades territoriales y otras instituciones aportan las compañías petroleras en cumplimiento de sus programas de responsabilidad social.

3.56 En el caso peruano, hay montos pequeños que corresponden a los programas de capacitación (CAREC).

3.57 Finalmente, el rubro Otros Ingresos corresponde exclusivamente a PETROECUADOR y comprende una serie de pre-asignaciones fijadas por ley.

3.58 Una conclusión de éste análisis es la falta de precisión en la información sobre la recaudación de la Renta Petrolera en los países analizados. El país que presenta su información de la manera más clara y transparente es Colombia, seguido de Bolivia y Perú.

La Renta Petrolera por barril

3.59 Es importante comparar la Renta Petrolera Unitaria (por barril de petróleo) que obtienen los países analizados. Con ese objetivo, se ha elaborado un cuadro en el cual se muestra el total de la Renta Petrolera (por todo concepto) y la producción de petróleo y de gas natural (ambas expresadas en barriles de petróleo equivalente). Dividiendo la Renta Petrolera (en millones de dólares) por el volumen producido encontramos la Renta Petrolera Unitaria.

3.60 En el período 1998-2003, encontramos que la mayor Renta Petrolera Unitaria corresponde al Ecuador, con un promedio de US\$ 10,13/barril. Si la expresamos como un porcentaje del precio internacional, la Renta Petrolera más alta se obtuvo en el 2000 (año de alza de los precios internacionales), con casi el 50% del precio pagado por las exportaciones⁸. Los altos valores se explican por los bajos costos de producción en ese país y porque, en ese período, la mayor parte de la producción le correspondió a la empresa estatal PETROECUADOR, empresa que por restricciones presupuestarias no invirtió lo correspondiente - al menos - a la amortización de sus activos, lo que determina que no haya la correspondiente depreciación de los mismos, elevando así la Renta Petrolera. Hay que resaltar, que la producción de gas natural que normalmente tiene un valor unitario inferior al petróleo, en el caso del Ecuador es casi inexistente.

3.61 Le sigue Perú, con una Renta Petrolera de US\$ 5,9/barril en el mismo período, llegando al máximo también en el año 2000, en que se registró el mayor precio del petróleo en el mercado internacional. En ese mismo año, la Renta Petrolera llegó al 33% del precio internacional del petróleo. La mayor parte de la Renta Petrolera proviene de la producción de petróleo, pues aun, la producción de gas natural es muy pequeña

⁸ Es importante diferenciar este concepto del Government Take que es el % de las ganancias que recibe el país, con respecto a las ganancias totales; entendidas las ganancias como los ingresos brutos menos los costos de producción (CAPEX y OPEX)

(esto ha empezado a cambiar con la entrada en producción del gas natural de Camisea, en agosto del 2004⁹). Por otro lado, la producción de petróleo del Perú es una de las menores comparada con la de los otros países analizados y proviene de yacimientos maduros que están en una constante declinación y recibiendo pocas inversiones.

3.62 Luego viene Bolivia, con una Renta Petrolera de US\$ 4,2/barril en el período analizado. En 1998, la Renta Petrolera de Bolivia alcanzó su nivel más alto del período, con el 28% del precio internacional. La producción de gas natural de Bolivia ha venido aumentando y ahora alcanza el equivalente a 62 millones de barriles/año, cantidad que casi quintuplica la producción de petróleo. La disminución de la renta unitaria promedio de Bolivia en los últimos años puede deberse a las menores tasas de regalías en los nuevos yacimiento de gas natural de Tarija (ahora equivale al 18%, en lugar del 50% que pagan las empresas petroleras capitalizadas que explotan viejos campos). Además el gas natural genera una renta unitaria menor que el petróleo y en el caso de las empresas capitalizadas no se incluye en el cálculo de la renta el valor recibido por la capitalización¹⁰. Ello no obstante, debe señalarse que los montos totales que Bolivia recauda por concepto de regalías han venido aumentando, pasando de US \$ 119 millones en 1999 a US \$ 270 millones en el año 2003, lo que se debe al aumento de la producción de gas natural.

⁹ Desde Junio 2004 Camisea comenzó a pagar regalías por el gas fiscalizado que entró al tubo para llenarlo

¹⁰ El monto recibido al momento de la capitalización de las empresas Andinas y chaco fue del orden de US\$200 millones

Cuadro 3.8: Renta Petrolera por barril en los países analizados

País	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Promedio
Precio Internacional del Petróleo crudo (en US\$/barril)	10,2	15,9	25,6	19,7	22,2	25,4	19,8
Bolivia							
Producción Petróleo (en MMB)	13,9	11,9	11,5	13,0	13,2	13,9	12,9
Producción Gas Natural (en MMB)	33,8	31,5	35,8	45,0	56,0	61,9	44,0
Total Producción (en MMB)	47,7	43,3	47,2	58,0	69,3	75,8	56,9
Renta Petrolera (en US\$ millones)	181	156	248	308	227	290,3	235,2
Renta Petrolera (en US\$/barril)	3,8	3,6	5,3	5,3	3,3	3,8	4,2
Renta Promedio como % del Precio Internacional	37%	23%	21%	27%	15%	15%	23%
Colombia							
Producción Petróleo (en MMB)	275,2	297,8	251,1	220,5	211,0	197,1	242,1
Producción Gas Natural (en MMB)	39,7	32,7	37,3	38,8	39,2	39,0	37,8
Total Producción (en MMB)	314,9	330,6	288,5	259,3	250,1	236,1	279,9
Renta Petrolera (en US\$ millones)	706	893	1358	1363	1202		1104,5
Renta Petrolera (en US\$/barril)	2,2	2,7	4,7	5,3	4,8		3,9
Renta Promedio como % del Precio Internacional	22%	17%	18%	27%	22%		21,1%
Ecuador							
Producción Petróleo (en MMB)	137,2	136,8	145,6	147,5	143,1	153,7	143,9
Renta Petrolera (en US\$ millones)	925,2	1010,5	1613,1	1490,7	15658,0	2050,2	1457,9
Renta Petrolera (en US\$/barril)	6,7	7,4	11,1	10,1	11,6	13,33	10,13
Renta Promedio como % del Precio Internacional	66%	47%	42%	50%	51%	51%	51%
Perú							
Producción Petróleo (en MMB)	41,6	37,6	36,3	35,4	35,4	33,2	36,6
Producción Gas Natural (en MMB)	2,6	2,6	2,2	2,3	2,8	3,2	2,6
Total Producción (en MMB)	44,2	40,2	38,5	37,7	38,2	36,4	39,2
Renta Petrolera (en US\$ millones)	112	198	325	213	253	259	226,5
Renta Petrolera (en US\$/barril)	2,5	4,9	8,4	5,6	6,6	7,1	5,9
Renta Promedio como % del Precio Internacional	25%	31%	33%	29%	30%	28%	29%

3.63 El país que ha recibido una renta unitaria menor es Colombia, con US\$ 3,9/barril como Renta Petrolera promedio para el período analizado.¹¹ Su participación más alta se dio en el año 2001, cuando la Renta Petrolera representó el 27% del precio internacional del petróleo. En Colombia la producción de gas natural es importante, alcanzando un promedio de 36,7 MMB para el período. Es importante destacar que la producción de petróleo de Colombia ha descendido fuertemente, desde su máximo histórico de 298 MMB en 1999 hasta 197 MMB en el año 2003, una caída del 33%.

Conclusiones Preliminares

3.64 Las conclusiones que se obtienen del análisis de la Recaudación de la Renta Petrolera son las siguientes:

- En los países analizados, los contratos con empresas extranjeras constituyen el instrumento que canaliza la inversión extranjera en el sector hidrocarburos. En la década de los 90's se han llevado a cabo importantes reformas a las leyes de hidrocarburos de la mayoría de los países de América Latina. Este ha sido el caso de Bolivia, Colombia, Ecuador y

¹¹ En el caso de Colombia, la información sobre Renta Petrolera corresponde al período 1998-2002.

Perú. La reforma ha consistido, esencialmente, en medidas orientadas a incrementar la competitividad de los países, otorgando mayores incentivos al capital de riesgo, con el objetivo de evitar su migración a otras regiones del mundo. Además, los países de América Latina tienen que competir con países que tienen importante filiación petrolífera como los países de la Europa Oriental, China, etc. y que, hasta hace pocos años no permitían el acceso a la inversión extranjera.

- Existen diversos tipos de contratos (de asociación, de riesgo compartido, de licencia, de participación en la producción, de prestación de servicios, entre otros). La característica común de los contratos (a excepción de los de prestación de servicios) es que las empresas petroleras pagan regalías al Estado, las que tienen diversas formas según los países, lo que es analizado en el estudio. También es una característica común que en todos los países las empresas petroleras pagan impuesto a la renta.
- Existen dos empresas estatales petroleras que participan en la exploración y explotación de petróleo, ECOPETROL y PETROECUADOR. En Bolivia y Perú, en la segunda mitad de la década de los 90's se privatizaron los yacimientos petroleros que explotaban YPFB y PETROPERU. En Colombia y Ecuador, las empresas estatales también pagan regalías.
- En Bolivia, las empresas contratistas pagan impuesto a la renta. En Colombia, ECOPETROL paga impuesto a la renta, así como las contratistas. En Ecuador, todos los ingresos de la estatal, descontados sus costos, forman parte de los ingresos del Tesoro General de la Nación; las empresas contratistas pagan impuesto a la renta. En Perú, las empresas privadas que operan en el "upstream" y el "downstream", pagan impuesto a la renta. La estatal PETROPERU paga impuesto a la renta por las actividades que realiza en el "downstream".
- En Bolivia, Colombia y Perú se ha creado un ente negociador autónomo de los contratos petroleros con las empresas privadas. En los tres países, este ente negociador autónomo también suscribe y administra los contratos petroleros. En Ecuador, el ente negociador de los contratos petroleros es el Comité Especial de Licitaciones (CEL), con participación de PETROECUADOR. PETROECUADOR (ya no el CEL) es el ente encargado de supervisar y administrar las obligaciones del contratista.
- En Bolivia y Colombia existe una sola entidad que se encarga de recaudar y distribuir las regalías (aunque en Colombia, además de ECOPETROL, también la Comisión Nacional de Regalías es un ente distribuidor). En Ecuador, son dos entidades las que recaudan y distribuyen las regalías (el BCE y PETROECUADOR). En el Perú, el ente recaudador es PERUPETRO, pero el ente distribuidor es el Ministerio de Economía y

Finanzas; cabe señalar, sin embargo, que el MEF le encarga a PERUPETRO el giro de los cheques a distribuirse a los organismos regionales y locales que reciben Canon Petrolero.

- En Colombia, la regalía está establecida en la Constitución y ratificada por leyes específicas. En Bolivia, Ecuador y Perú, la regalía es establecida por ley. En Colombia, Ecuador y Perú, la Constitución establece adicionalmente que las circunscripciones donde se exploten los recursos naturales tendrán derecho a participar de las rentas que perciba el Estado. En Bolivia, las diferentes participaciones en la Renta Petrolera están establecidas en la Ley de Hidrocarburos.
- En todos los países analizados, el cobro de regalías supera el 60% del total recaudado por concepto de Renta Petrolera durante el período 1998-2002. En Bolivia, Ecuador y Perú, el monto así recaudado bordea el 90% del total. En Colombia, el monto recaudado por concepto de regalías es algo menor, pues equivale al 62%.
- La recaudación más importante por concepto de impuesto a la renta en el periodo 1998-2002 se da en Colombia, con el 36% del total, siendo la estatal ECOPETROL la principal fuente de ingresos. Le sigue Perú con el 13%. En el caso de Bolivia, la recaudación es bastante baja, pues equivale solo al 5% del total de la Renta Petrolera para el periodo 1998-2002. En el caso del Ecuador, solo se tiene información para el año 2002 (US\$ 23 millones).
- Otros ingresos referidos como parte de la renta petrolera - La recaudación proveniente de Patentes y Penalizaciones es más reducida. En Bolivia, alcanza el 9% del total en el período 1998-2002. En Colombia, la recaudación por este concepto es inferior al 1%. En Colombia es importante el rubro Apoyo Social, que comprende los Programas de Apoyo Social que se establecen en los Estudios de Impacto Ambiental. Además, en ese rubro figuran los Programas de Inversión Social Voluntaria que en cooperación con las entidades territoriales y otras instituciones aportan las compañías petroleras en cumplimiento de sus programas de responsabilidad social. En el caso peruano, hay montos pequeños que corresponden a los programas de capacitación (CAREC). En Ecuador, el rubro Otros Ingresos constituye el 12% de la Renta Petrolera que se recauda en ese país, que es un monto importante pre-asignado por la ley.
- Sin que las cifras sean estrictamente comparables, el Ecuador obtuvo la más alta Renta Petrolera para el período 1998-2002. Le siguen Perú, Bolivia y Colombia, respectivamente. Hay que señalar, sin embargo, que la escasa reinversión por parte de PETROECUADOR en los últimos años eleva la Renta Petrolera puesto que la depreciación de activos (que

disminuye la Renta Petrolera) es muy pequeña. En el caso de Bolivia y Perú, la Renta Petrolera sería más elevada, de considerarse los ingresos provenientes de la capitalización y privatización, respectivamente. En el caso de Bolivia y Colombia, dentro de la Renta Petrolera se incluyen volúmenes significativos de producción de gas natural, que normalmente tienen un valor unitario inferior al de petróleo, lo que hace que la Renta total (expresada en relación al precio internacional del petróleo), disminuya.

4

Distribución de la Renta Petrolera

Criterios generales

4.1 Recaudados los ingresos petroleros, la atención queda centrada sobre su administración, en particular como se distribuyen y usan. Es en esta área donde se presentan los mas serios cuestionamientos. Como ejemplo se puede citar:

- Falta de transparencia, al no existir prácticas contables ni auditorias calificadas independientes sobretodo a nivel de los gobiernos regionales.
- Mal uso de los recursos, que se deriva en razón a que los nuevos recursos exceden, al menos al inicio de los proyectos, la capacidad de absorción de la economía nacional y/o regional. Muchas veces no existe la capacidad en el gobierno para asegurar su inversión de manera eficiente.
- Desestabilización cíclica, como consecuencia de la incapacidad que se tiene para predecir nuevos descubrimientos de reservas, incrementos de producción y sobretodo variaciones en los precios, la Renta Petrolera origina situaciones desestabilizadoras para la economía nacional y/o regional.
- Pérdida de competitividad por efectos de la “Enfermedad Holandesa”, que se origina por un inesperado y rápido crecimiento de las exportaciones de hidrocarburos. Es común observar en los países productores en vías de desarrollo una presión alcista sobre los costos de los productos nacionales no-comerciales.

4.2 Sin embargo una serie de mecanismos han sido concebidos y están siendo aplicados para responder a los problemas derivados de la “bonanza petrolera”. Dentro de estos y quizás como medida esencial, se tiene la aplicación de parte de las ganancias en las estructuras presupuestarias mientras que los excedentes se acumulan en los llamados “fondos petroleros”, sean estos fondos de ahorro o inversión o simplemente de estabilización.

4.3 Para el éxito de la administración de la Renta Petrolera hay que partir de una política de manejo presupuestal disciplinada, dentro del contexto de un presupuesto

integrado, con objetivos precisos y sometido al control democrático. Para ello hay que contar con:

- Un plan de manejo bien articulado y de conocimiento público, detallando la gerencia y los propósitos de los fondos y los usos prioritarios,
- Capacidad institucional de los organismos gubernamentales que tienen relación con la administración (ministerios, banco centrales, congresos parlamentarios),
- Transparencia y contabilidad de los flujos de los ingresos petroleros, con difusión pública, así como con la identificación de los responsables de la administración,
- Sólido esquema de trabajo macroeconómico en la administración, para propósitos de planificación como parte de un presupuesto integrado,
- Inclusión. En el caso que las políticas y prácticas de administración de los ingresos petroleros traten de ser sostenibles, deberán contar con la aprobación de las partes involucradas (Gobierno, sector privado, instituciones financieras, ONGs, colectividad local, etc.).

4.4 Entre los criterios destacan la búsqueda de la transparencia y del desarrollo sostenible y un manejo razonable de las externalidades.

4.5. El análisis del proceso de Recaudación y Distribución de la Renta Petrolera, debe hacer frente al problema de la falta de transparencia y en algunos casos la presencia de corrupción en el sector. Como información preliminar se presenta la opinión de los consultores que hicieron los estudios de casos nacionales y también en el Anexo 5 de manera referencial los índices publicados por organismos no-gubernamentales con respecto a la transparencia en los países estudiados.

4.6 Existen diversas iniciativas que promueven la transparencia en la información relativa a los pagos que efectúan las empresas privadas a los Gobiernos Nacionales, así como en el uso de dichos recursos. Una de las más importantes es: “La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas” - (EITI), que fue impulsada por el Primer Ministro del Reino Unido, Anthony Blair, en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo en Septiembre del 2002. La iniciativa anima a los gobiernos, empresas extractivas privadas y estatales, organizaciones internacionales, ONGs y otros agentes con intereses en el sector a trabajar juntos de manera voluntaria con el objetivo de fomentar la transparencia. Entre los países estudiados sólo el Perú a la fecha está dispuesto a realizar los esfuerzos necesarios a su implementación (ver Anexo 6).

4.7 Con respecto a la Sostenibilidad (Conrad y Clark, 1997), es reconocido que el objetivo de alcanzar un “desarrollo sostenible” es tanto un asunto de equidad como de eficiencia económica. Debe indicarse que la eficiencia económica no es una condición suficiente para alcanzar un “desarrollo sostenible”.

4.8 Otro aspecto que debe comenzar a recibir prioritaria atención dentro del ámbito del “desarrollo sostenible” es saber “que hacer cuando ocurra el cierre del yacimiento o yacimientos hidrocarburíferos”, puesto que el abandono de una explotación deja un pasivo social y ambiental costoso. La vida de un yacimiento explotado intensivamente no excede los 25 – 30 años.

4.9 Debe tenerse presente es que el entusiasmo por la puesta en marcha de un proyecto extractivo, usualmente se da a un nivel nacional macroeconómico y no local. Ello en razón a que la población vecina al área donde se encuentra el yacimiento en explotación, por lo general, no percibe una mejora en su nivel de vida, y sufre las consecuencias particularmente cuando concluye el ciclo de vida del yacimiento.

4.10 Las Externalidades que se generan en la relación empresas/población (más aun cuando la población es indígena) surgen cuando un agente económico (empresa petrolera) realiza una actividad que influye en el bienestar de otro (comunidad indígena). Particularmente, es el caso de la explotación petrolera que se lleva a cabo en áreas de comunidades indígenas, donde el ambiente inherente a ellas se verá alterado generándose, dependiendo del efecto, externalidades positivas o negativas.

Cuadro 4.1: Problemas Detectados En Los Informes De Los Consultores

En Colombia, el informe del consultor nos dice que ha habido serios problemas de corrupción: “...se evidencia que la Renta Petrolera se convierte en ocasiones más en una maldición que una bendición. En Colombia, se ha detectado despilfarro y desvío de los recursos recibidos por la participación de regalías, que se han quedado en los bolsillos de los mandatarios de turno y en detrimento de las entidades territoriales”.

En Bolivia, el informe del consultor nos informa de problemas administrativos serios: “...No es posible establecer la eficiencia y eficacia sobre el uso de los recursos generados por el “upstream” del sector de hidrocarburos, excepto que habrían sido administrados de la misma forma que recursos de cualquier otra fuente. En este sentido las críticas a la administración municipal en general son igualmente válidas en este caso: (1) baja ejecución presupuestaria (UDAPE estima en 50%), (2) débil desarrollo institucional debido a deficiencias técnicas y administrativas, falta de compatibilidad entre los planes y programas anuales con los presupuestos, injerencia política en los consejos municipales, elevada rotación de personal, falta de transparencia en los procesos administrativos, (3) inadecuado diseño de instrumentos en cuanto a normas y procedimientos, inflexibilidad y complejidad de procedimientos administrativos”.

En Ecuador, el consultor indica que: “el sistema de distribución de la renta comparado con los sistemas de otros países del área Andina demuestra ser el más retrasado ya que por ejemplo, no existe ningún recurso asignado a fondos sociales, así como también la asignación a instituciones fuera del control presupuestario en otros países es menor en promedio al 2%, mientras que en el Ecuador es mayoritaria. Esta realidad muestra una falta de transparencia y genera una administración ineficiente de la Renta Petrolera”.

En Perú, el consultor no menciona corrupción más bien que: “Existen severas restricciones de información sobre la utilización de los recursos del Canon por los gobiernos municipales. Recién a partir del año 2003 dichas instituciones se incorporan al Presupuesto Público Nacional, lo que supone la elaboración y presentación de información estandarizada de manera sistemática y obligatoria a la Dirección Nacional de Presupuesto Público; tal como lo realizan los gobiernos regionales. No existe a nivel del Sub-Sector Hidrocarburos una unidad administrativa que haga seguimiento sobre la utilización de dichos recursos y sobre la asignación de fondos hacia las comunidades nativas y para la conservación del ambiente”

4.11 Un mal manejo de las relaciones con las comunidades, sin procesos adecuados de consulta y sin su participación efectiva en el proyecto y en sus beneficios hace que la presencia de la industria genere un clima social conflictivo y polarizado. Es común tener como resultado una sociedad o comunidad que exige una retribución por la explotación de los recursos existentes en su entorno territorial; y que a su vez reclama compensaciones por los impactos ambientales que se pueden generar como consecuencia de la actividad extractiva.

4.12 En la Cuenca Amazónica habita una diversidad de pueblos indígenas que son sensibles a los impactos de las actividades hidrocarburíferas, por lo tanto se requiere un mayor esfuerzo para mitigar adecuadamente los impactos de estas actividades, así como para ofrecer a los pueblos indígenas una participación en los beneficios que brinda la explotación de hidrocarburos que permita la puesta en marcha de planes de desarrollo adecuados.

4.13 La responsabilidad social frente a las poblaciones de la zona se presenta como una de las herramientas principales para revertir esta percepción. Esta práctica es beneficiosa tanto para la comunidad local como para la empresa al generarse una serie de externalidades positivas a las empresas que mejoran su interacción cotidiana con la población, las instituciones y autoridades locales.

4.14 Dado lo anterior se plantea la existencia de una retribución (Canon, impuesto u otro mecanismo) específica para beneficio directo de las regiones, provincias, ciudades, poblados, etc., en las que se exploten hidrocarburos.

Consideraciones ligadas a la distribución entre el Gobierno Central y las regiones.

4.15 Una característica de la industria petrolera es la alta concentración de reservas hidrocarburíferas en un área, provincia o región. A ello se suma la relativa corta duración del período de explotación si se le compara con la duración requerida para un proceso de desarrollo sostenible. Además, existe el problema de la volatilidad y fluctuación de los precios en el mercado internacional, lo cual hace complejo el manejo de una política de descentralización coherente y al interior de ella establecer pautas válidas para la distribución de la Renta Petrolera.

4.16 Desde el punto de vista económico las siguientes consideraciones deberían ser tomadas en cuenta para distribuir las Rentas Petroleras:

- **Compensaciones**—Los gobiernos regionales deben acceder a la Renta Petrolera para compensar los costos que las actividades petroleras tienen: como construcción de carreteras, deterioro ambiental, encarecimiento de bienes y servicios, problemas de salud de trabajadores y/o enfermedades traídas por ellos, etc.
- **Inestabilidad de los ingresos**—los Gobiernos Nacionales con presupuestos mayores, acceso a mercados crediticios, conductores de las políticas monetarias y con capacidad técnica, pueden manejar la alta volatilidad de los ingresos petroleros.
- **Adecuado sistema impositivo petrolero**—los gobiernos regionales reciben generalmente exigen pagos inmediatos, desde el inicio de la producción que solo pueden hacerse en base de regalías las cuales tienden a hacer regresivo el sistema impositivo del sector.
- **Ringfencing**—en general las empresas tienen derecho a reportar las pérdidas de un proyecto hacia las ganancias de proyectos exitosos. Esto no puede hacerse eficientemente si los impuestos son cobrados a nivel regional.
- **Duplicación administrativa**—si tanto el Gobierno Nacional como los regionales deben desarrollar administraciones para recibir impuestos y controlar la colecta y su aplicación.
- **Diferencias fiscales**—que pueden ser de carácter vertical en la medida que con respecto a sus necesidades las regiones petroleras reciban rentas superiores a las del Gobierno Central, o pueden ser de carácter horizontal en la medida que el exceso de rentas en las regiones petroleras cree servicios públicos, deducciones de impuestos y posiblemente subsidios que no se pueden otorgar en otras regiones.
- **Malgasto de recursos**—los programas y proyectos de los gobiernos regionales productores de petróleo pueden llegar a tener un valor social menor muy rápidamente

4.17 Fuera de la primera consideración relativa a las compensaciones, desde el punto de vista estrictamente económico, la evaluación del resto de conceptos avanzados nos llevaría a recomendar que las Renta Petrolera deba ser manejada íntegramente desde el Gobierno Central, sin que se de una pre-asignación de rentas a los gobiernos regionales. Sin embargo, la realidad política, encuadrada en la Constitución y las leyes de los países lleva a la necesidad de establecer un sistema de distribución de las Renta entre el Gobierno Nacional y las regiones petroleras. Entre las consideraciones políticas más importantes se tiene:

- Independientemente de la soberanía del Estado sobre los recursos naturales, los marcos legales existentes en la región andina establecen el derecho de las regiones a beneficiarse directamente de una parte de la Renta Petrolera. A ello se suma el Convenio de la Organización Internacional del Trabajo No 169 ratificado por los países cubiertos en el estudio proporciona un fundamento para extender este beneficio a los pueblos indígenas.
- El no distribuir la Renta Petrolera puede crear tensiones muy serias en países federativos o en regiones en donde prevalecen diferencias étnicas mayores o en donde sobreviven pueblos indígenas y otras poblaciones de colonos que no han recibido en muchos años beneficios significativos ligados a la presencia del Estado Nacional.
- La permanente desconfianza de los Gobiernos Regionales con respecto al monto de beneficios que les corresponde que no son transferidos completos y oportunamente desde el Gobierno Nacional.

4.18 Vista las ineficiencias que provoca la distribución a las regiones petroleras es imprescindible completar las políticas distributivas con acciones a nivel de la capacitación de las instituciones regionales beneficiarias de la Renta de manera a que dispongan de planes de inversión con proyectos sustentables compatibles con el desarrollo de las infraestructuras nacionales además de mecanismos adecuados de control y auditoria de los gastos.

Transferencias fiscales, provenientes de las regalías, a gobiernos regionales y locales en los países analizados

4.19 Para evaluar las transferencias ligadas a la distribución de la Renta conviene tener en consideración la manera como la asignación de fondos tiene lugar, sea como una “transferencia en bloque” (“block grant”), es decir como una donación entregada en su totalidad sin diferenciar el uso específico ni el proyecto o programa de utilización, o sea como una transferencia específica (“specific grant”) en el caso en que la ley defina también el destino de las regalías. Se diferencian también las transferencias automáticas (“automatic grants”) -recibidos sin mayor tramite- de las transferencias discrecionales (“discretionary grants”) que deben ser sujeto de aprobaciones a priori de las autoridades encargadas de la administración de las rentas.

4.20 En general podemos afirmar que:

- las “transferencias en bloque” son preferidos por las comunidades y no por el Gobierno Central (que prefiere las “transparencias específicas”).
- Para los gobiernos centrales las “transferencias automáticas” son una buena medida, ya que las “transferencias discrecionales” se pueden prestar a la interferencia política y a la arbitrariedad. Para las Regiones y Provincias, es preferible una “transferencia automática” pues otorga un

ingreso fijo y evita que se tenga que negociar cada año, una transferencia presupuestal de monto incierto.

4.21 De los países analizados, Bolivia, Colombia y Perú asignan a los departamentos o regiones un porcentaje fijo de las regalías provenientes de la explotación de los recursos hidrocarburíferos. En Ecuador la distribución es de menor cuantía y tiene lugar a través de proyectos y programas específicos que dan lugar a pre-asignaciones y a través del Instituto para el Ecodesarrollo de la Región Amazónica (ECORAE).

Bolivia

4.22 Las regalías departamentales son transferidas directamente por YPFB a los departamentos productores (11%) y a los departamentos que las reciben una compensación (1%). Los porcentajes indicados no están basados en un estudio técnico sobre las necesidades de los departamentos, sino que son producto de las condiciones históricas de las leyes sectoriales y/o la negociación de los contratos. Ejemplo: el 11% de regalía ya establecido en la Ley 10.170 de 1972, fue mantenido en la Ley 1.194 de 1990 y en la Ley 1689 de 1996.

4.23 En el caso de Bolivia, la transferencia de las regalías se puede considerar como una “transferencia específica” y una “transferencia automática”. En Bolivia hay mecanismos legales que permiten compensar las rentas regionales. Entre ellos están los mecanismos presupuestarios para modular las transferencias de recursos adicionales a las provincias aumentando el monto que reciben aquellas que no se benefician directamente de las regalías petroleras.

Colombia

4.24 La Ley 756 del 2002 establece que las regalías son transferidas por ECOPEPETROL a los departamentos productores (47,5%), los municipios (12,5%), puertos (8%) y al Fondo Nacional de Regalías (32%). En este caso, tenemos que la asignación de las participaciones constituye una “transferencia específica”. Así mismo, como el porcentaje de la participación está establecido por ley, se le puede considerar como una “transferencia automática”.

Ecuador

4.25 En este país existen regalías pagadas por las empresas extranjeras (más o menos 25% en promedio) y existen ingresos de PETROECUADOR por concepto de su actividad petrolera. Las primeras son recaudadas por el Banco Central del Ecuador y los segundos por PETROECUADOR. Estas entidades los entregan directamente al TGN y a algunas entidades, definidas por Ley (Junta de Defensa Nacional, FAE, Fondo de Estabilización Petrolera). Los fondos entregados al TGN son luego repartidos por éste a una gran cantidad de destinatarios finales.

4.26 Debido a que la ley ecuatoriana no establece fines específicos a las participaciones que se asignan a los diferentes entes, la asignación de las participaciones

en este país constituyen una “transferencia en bloque”. Cabe resaltar que el TGN asigna las participaciones a diferentes partidas presupuestarias como parte de su mecanismo de asignación presupuestal. En este caso, los ingresos petroleros del TGN asumen una forma de distribución general.

4.27 Asimismo, debido a que la participación que se otorga a los diferentes entes es un porcentaje fijo del valor recaudado, (aunque variable en el sentido que tienen que deducirse previamente los costos de PETROECUADOR y los costos de transporte por oleoducto), la asignación de las participaciones en este país también constituyen una “transferencia automática”.

Perú

4.28 Las regalías son variables y se negocian para cada contrato. En lo que concierne a las participaciones (Canon) que reciben las Regiones productoras, éstas constituyen un porcentaje fijo del valor bruto de producción de petróleo en la Región el cual es definido mediante ley. Para la producción hidrocarburífera de los yacimientos del Noroeste, Nororiente y Oriente Central, el 10% (Canon) le corresponde a las regiones productoras y el 2,5% (Sobrecanon) para las Regiones vecinas, pero aquellas que el Congreso de la República apruebe por ley.

4.29 Dentro de las Regiones productoras, el Canon y Sobrecanon se subdivide en participaciones de los Gobiernos Regionales, de los municipios y de las universidades. Estudios recientes permiten establecer que el criterio vigente de uso de estos ingresos es del 20% para gastos corrientes y 80% para gastos de inversión (sin especificar en qué rubro debiera haber inversión)¹².

4.30 Por tanto, podemos afirmar que el Canon es una “transferencia específica” debido a que el dinero es entregado a la región con la condición de que sea gastado en un 80% en inversión y 20% en gasto corriente; y también que se trata de una “transferencia automática” porque los porcentajes que definen las cantidades a ser transferidas consisten en un porcentaje determinado (10,0 y 2,5 %) del valor bruto de la producción, tal como lo establece la ley (hay una para cada uno de los cuatro regiones productoras). El Canon que reciben las regiones y municipios no está basado en un estudio técnico sobre las necesidades, sino que es producto de las condiciones contractuales.

Conclusiones preliminares

- 4.31 Esta sección nos permite tirar las siguientes conclusiones preliminares:
- Los procesos de descentralización presentan varios tipos de transferencias fiscales.

¹² Ver Dammert, Manuel (2002): El Canon como fuente de financiamiento para el desarrollo regional y local, Cuadernos PNUD, Serie Desarrollo Humano, Lima, abril 2002

- El Gobierno Central y los Gobiernos Regionales (receptores) tienen diferentes enfoques sobre el tipo de transferencia que debe realizarse.
- Previo análisis (ver cuadro) podemos decir que la asignación de las regalías y participaciones (Canon en el Perú) a las diferentes regiones tiene la siguiente característica:
 - en todos los casos se trata de “transferencias automáticas”
 - es preferible la “transferencia específica” a la “transferencia en bloque”.
 - Los 4 países bajo análisis tienen “transferencias automáticas”. Tres países tienen “transferencias específicas” y solo uno tiene “transferencias en bloque” (Ecuador).

Cuadro 4.2: Tipos de transferencias

	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
Transferencias en bloque	No	No	Sí	No
Transferencias específicas	Sí	Sí	No	Sí
Transferencias discrecionales	No	No	No	No
Transferencias automáticas	Sí	Sí	Sí	Sí
Transferencias fijas	No	No	No	No
Transferencias abiertas	No	No	No	No

Fuente: Prud'homme R. y Anwar S. (2002)

Elaboración Propia en base al análisis de los trabajos presentados.

- Falta determinar cuan informados están los receptores sobre los beneficios y cual es el grado de transparencia que existe; mas aun, que podría hacerse a nivel de la información tanto sobre los ingresos como sobre la utilización, de manera de mejorar la transparencia e incluir mecanismos más efectivos de auditorías.

Análisis de la distribución en el período 1998–2002

4.32 El cuadro adjunto presenta la distribución de la Renta Petrolera promedio durante el período 1998-2002 en los países analizados. Ecuador es el país que recibió mayor Renta Petrolera con US\$ 1 318 millones, seguido de Colombia con US\$ 1 100 millones. Más atrás, y casi en situación de paridad, se sitúan Bolivia y Perú. Puede afirmarse, en términos generales, que esta captación de la Renta Petrolera se condice con el volumen de explotación de hidrocarburos en los países mencionados.

4.33 El destino de la Renta Petrolera promedio varía según los países. En Ecuador, el Gobierno Central recibe el 80%, seguido de Bolivia con 72%. En tercer lugar viene Perú con el 59%, seguido de Colombia, con 36%. Esto nos dice que el Gobierno Central en Colombia es el que recibe una menor proporción de la Renta Petrolera. En consecuencia para el periodo 1998 al 2002:

- El país con el destino más descentralizado de la Renta Petrolera es Colombia, con el 64% (que incluye de un lado, los Departamentos y Municipios y, de otro, el Fondo Nacional de Regalías, así como los fondos para Apoyo Social).
- En segundo lugar, viene Bolivia con el 48% del total para los departamentos y municipios productores de hidrocarburos.
- Le sigue Perú con 40% (incluye departamentos, municipalidades, universidades regionales, así como Capacitación y Apoyo Social).

En el caso de Ecuador, la Participación Descentralizada es bastante pequeña, pues solo llega al 2,3% del total. Sin embargo, parte de los Fondos que van al gobierno central luego son asignados a instancias descentralizadas, pero no hemos obtenido un análisis detallado de estos montos. Importancia relativa del Gobierno Central y los gobiernos regional y local en la distribución de la Renta Petrolera

Cuadro 4.3: Distribución de la Renta Petrolera—Promedio 1998–2002
(en US\$ millones y porcentaje)

DESTINO	Bolivia	%	Colombia	%	Ecuador	%	Perú	%
Gobierno Central	102,2	52%	397	36%	1 064	80,8%	130,2	59%
Participación Descentralizada	95,0	48%	455	41%	30	2,3%	88,3	40%
Fondos y Corporaciones			233	21%				
Apoyo Social			18	2%			0,2	0,1%
Capacitación							0,9	0,4%
Otros Ingresos (Participes)					68	5,2%		
Feirep					156	11,8%		
Total	197,2	100%	1102,4	100%	1318,0	100%	219,6	100%

(*) Si bien disponemos de mayor información para algunos países, hemos optado por el periodo 1998-2002 que es el único disponible por igual para todos los países.

Fuente: Estudios de casos de los países e información oficial.

4.34 A continuación se presentan cuadros de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, en los que se ha desagregado la Renta Petrolera con el fin de tratar de determinar la evolución en los últimos años de las asignaciones de la Renta Petrolera al Gobierno Central y a los gobiernos regionales y locales, así como a instancias descentralizadas.

Bolivia

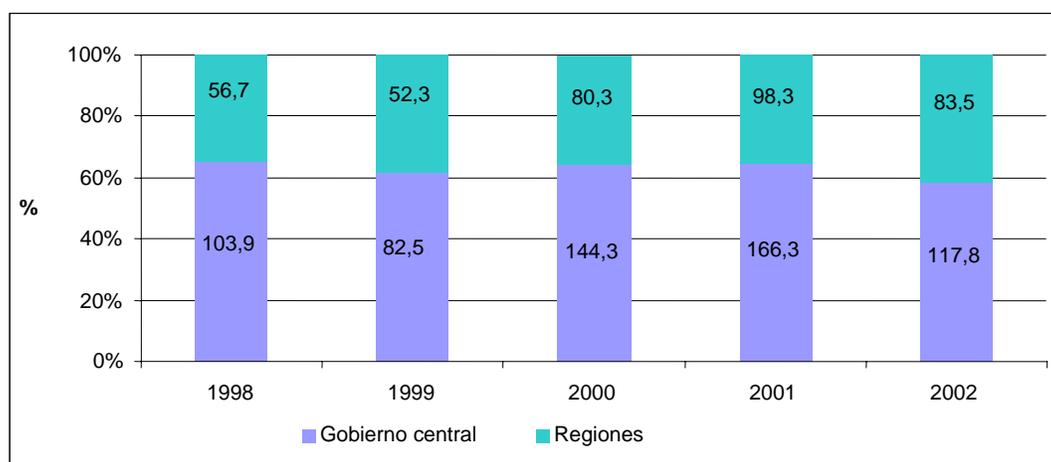
4.35 Para el período 1998-2002, se aprecia claramente que, si bien la distribución de la Renta Petrolera le corresponde al Gobierno en forma mayoritaria, su participación ha venido descendiendo en los últimos años. Así, esta descendió del 77 al 65% de 1998 al 2002.

4.36 De mantenerse la Ley 1689 de 1996, esta tendencia se habría acentuado, pues dicha Ley establece que el Gobierno Central solo recibiría el 32% de las regalías en

los campos existentes, mientras que en los campos nuevos (gas de Tarija), el Gobierno Central ya no recibiría regalías. En cambio, los gobiernos regionales y locales sí continuarán recibiendo las regalías del 18% en todos los casos, es decir, en los campos existentes antes de la Ley 1689 y en los campos nuevos (particularmente aquellos que explotan el gas de Tarija).

4.37 Pero esto va a cambiar con la nueva Ley de Hidrocarburos que se discute en el Congreso, pues ésta plantea un aumento progresivo de los ingresos del Gobierno Central hasta volver a alcanzar el 50% que rigió hasta 1996.

Figura 4.1: Bolivia—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera
(mill de US\$)



Colombia

4.38 En el caso de Colombia, ya hemos indicado en el acápite anterior que en este país al Gobierno Central le corresponde un porcentaje menor de la Renta Petrolera. De 1997 al 2000, esto se aprecia claramente, pues su participación en la Renta Petrolera baja del 42 al 30%. Sin embargo, en el 2001 y el 2002 la participación del Gobierno Central mejoró, debido a las mayores utilidades de ECOPETROL y al aumento del impuesto a la renta pagado al Fisco por las empresas contratistas¹³.

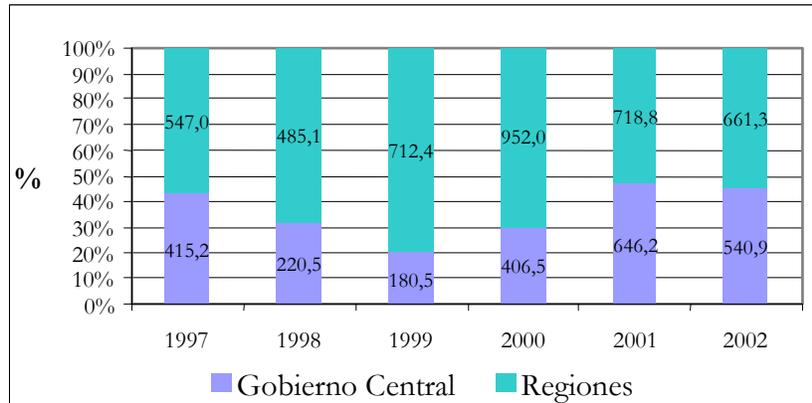
4.39 Esto nos lleva a la siguiente conclusión: la participación del Gobierno Central podría aumentar en los próximos años debido a: 1) el aumento del impuesto a la

¹³ Del 2000 al 2001, las Utilidades de ECOPETROL pasan US\$406 a US\$615 millones, mientras que en el 2002 ascienden a US\$474,5 millones. De su lado, el impuesto a la renta de las contratistas en el 2000 no consigna cifra alguna en el informe del consultor (lo que debe ser verificado). En el 2001 y el 2002, etc impuesto asciende a US\$23,8 y US\$63,7 millones, respectivamente.

renta. 2) si en los próximos contratos de asociación se pactan regalías inferiores al 20% (que se distribuyen descentralizadamente).

Figura 4.2: Colombia—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera

(Millones de US\$)

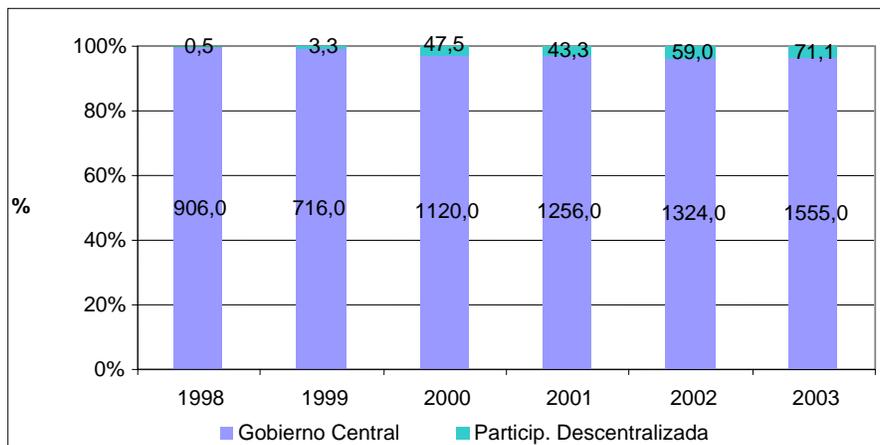


Ecuador

4.40 En Ecuador, la participación del Gobierno Central es la más alta de los cuatro países analizados, pues supera al 97% en todos los años. Del 2000 al 2003 se puede apreciar que la participación del Gobierno Central disminuye, muy levemente, pasando al 96,5%. En otras palabras, Ecuador es el país en el cual, si bien existe un sistema de pre-asignaciones bastante extendido, la distribución de la Renta no se hace hacia gobiernos regionales o a municipalidades. Las pre-asignaciones a instituciones u organismos encargados de proyectos específicos.

Figura 4.3: Ecuador—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera

(Millones US\$)

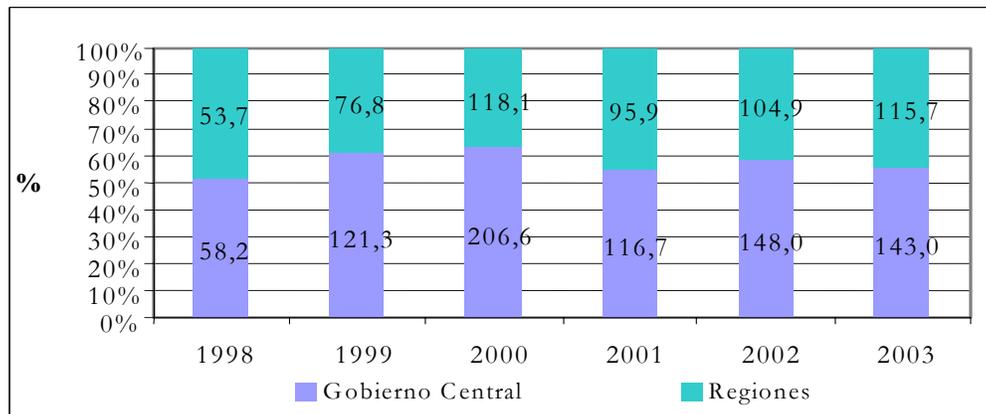


Perú

4.41 En Perú, la participación del Gobierno Central en la distribución de la Renta Petrolera es superior a la de los Gobiernos Regionales, locales e instancias descentralizadas. Pero en los últimos años muestra una ligera tendencia a la baja. Debemos recordar que en el Perú no ha habido aumentos en la explotación de petróleo y gas natural en los últimos años.

4.42 Esto ha cambiado desde agosto del 2004, mes en que comenzó la producción del gas natural de Camisea. Esto se debe a que la participación de los gobiernos regionales y locales en la distribución de la Renta Petrolera aumentará pues, a diferencia del 12,5% del valor bruto de la producción que reciben actualmente las regiones productoras, la Región Cuzco (donde su ubica Camisea) recibirá como Canon el 50% de la regalía que pagará el consorcio contratista (37,24%).

Figura 4.4: Perú—Participación del Gobierno Central y gobiernos regionales en la Renta Petrolera
(Millones de US\$)



Conclusiones preliminares

4.43 En los países analizados se observa una tendencia hacia la descentralización de la administración de las Rentas Petroleras, pero ésta no es homogénea:

- En Bolivia, la participación del Gobierno Central disminuye del 77 al 65% de 1998 al 2002. Debiera seguir disminuyendo porque el Gobierno Central ya no recibe la regalía del 32% en los nuevos contratos. Sin embargo, en el Congreso se discute (octubre del 2004), una nueva Ley de Hidrocarburos que cambiaría esta situación.
- En Colombia, la participación del Gobierno Central disminuye del 43 al 30%, de 1997 al 2000. En el 2001 aumenta para luego volver a caer. En

los próximos años, los ingresos podrían volver a aumentar, debido al efecto combinado de una mayor recaudación por impuesto a la renta y una disminución de las regalías (cuyo destino es descentralizado).

- En Ecuador, la participación del Gobierno Central es la más importante de todos los países analizados. Sin embargo, su participación podría disminuir debido a que la producción de la empresa estatal está estancada.
- En Perú, la participación del Gobierno Central se ha mantenido estancada, pero debe disminuir en los próximos años en la medida que aumente la producción de gas, pues va a aumentar considerablemente la recaudación descentralizada que le corresponde al Cuzco por concepto de Canon.

Análisis de la distribución de la Renta Petrolera por países

Bolivia

4.44 El Cuadro 4.4 resume el comportamiento de la distribución de la Renta Petrolera originada exclusivamente en el “upstream”, entre los beneficiarios directos estipulados en la Ley, que durante el período 1998 - 2002 son: el Tesoro General de la Nación (TGN), YPFB, las Prefecturas Departamentales, Municipios, Universidades,¹⁴. Tomando como referencia el año 2002, el total de Renta Petrolera generada en el “upstream” fue de US\$ 201 millones, la que se distribuyó en forma directa de la siguiente manera: 58,5% al TGN y 5,3% para YPFB. La parte de la regalía asignada directamente a las regiones, 36,2% en el 2002, tuvo los siguientes destinos:

- Prefecturas departamentales 33,8%,
- 314 Municipios locales a lo largo del territorio nacional 1,9%
- Universidades públicas locales 0,5%

Cuadro 4.4: Estructura (%) de la distribución de la Renta Petrolera

Destino	1998		1999		2000		2001		2002	
	US\$	%								
YPFB	14 607,035	9,1%	12 034,932	8,9%	10 462,003	47%	13 430,728	5,1%	10 700,752	5,3%
TGN	103 934,526	64,7%	82 484,536	61,2%	144 324,740	64,3%	166 279,294	62,9%	117 789,118	58,5%
Prefecturas	34 751,771	21,6%	33 952,107	25,2%	62 225,482	27,7%	71 900,295	27,2%	68 046,877	33,8%
Municipios	5 843,735	3,6%	5 045,376	3,7%	6 056,278	2,7%	10 318,856	3,9%	3 773,074	1,9%
Universidades	1 460,934	0,9%	1 261,344	0,9%	1 514,069	0,7%	2 579,714	1,0%	943 268	0,5%
Total	160 598,001	100,0%	134 778,294	100,0%	224 582,573	100 0%	264 508,887	100,0%	201 253,090	100,0%

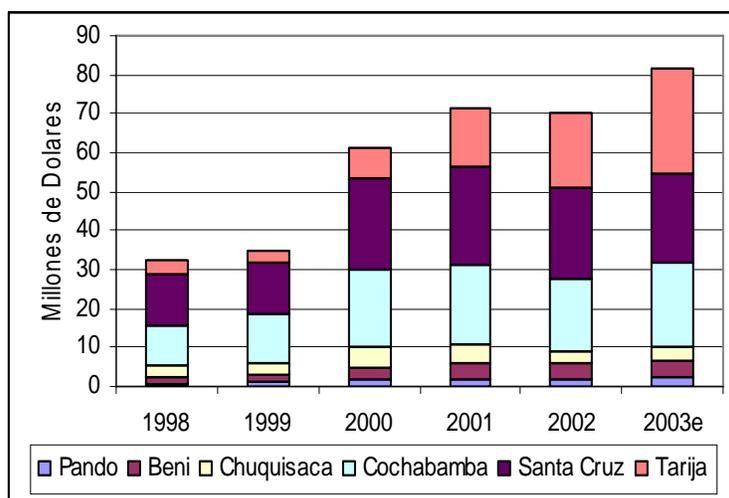
Fuente: Ministerio de Hacienda.

¹⁴ El Consultor que preparó el estudio del caso Bolivia nos dice: “El Cuadro no es resultado de una publicación oficial, tratándose más bien de una elaboración propia en aplicación de lo normado. Para la distribución de la coparticipación dirigida a los municipios se utilizó el criterio de población”.

4.45 De acuerdo con la legislación vigente, parte de los recursos destinados al TGN en forma directa son nuevamente transferidos indirectamente a los Departamentos (nueve Prefecturas y 314 Municipios) vía los presupuestos en educación y salud, y a través de los fondos de desarrollo hacia programas sociales y proyectos de infraestructura. De los US\$ 72,7 millones recaudados en forma directa por los nueve Departamentos (Prefecturas, Municipios y Universidades), la distribución fue La Paz 1,4%, Cochabamba 25,7%, Santa Cruz 32,9%, Tarija 26,6%, Oruro 0,23%, Potosí 0,42%, Chuquisaca 4,6%, Beni 5,5% y Pando 2,7%. Se estima que las rentas a favor de Tarija incrementarán sustancialmente en el futuro debido a que la mayor parte de las nuevas reservas de gas que entrarían en producción se encuentran en dicho Departamento.

4.46 El gráfico N° 4.5 resalta el desequilibrio entre Departamentos por la distribución de las regalías, que es la principal fuente de beneficios directos a los Departamentos como resultado de la producción de hidrocarburos. La normativa establece que del 12% de regalías, 11% corresponde al Departamento productor y 1% a Beni y Pando. Las recaudaciones por este concepto fueron mayores desde el año 2000 y el crecimiento posterior se encuentra teniendo un impacto cada vez más creciente a favor de Tarija. Se estima que en los próximos años, solo considerando el contrato de exportaciones a Brasil, Tarija podría llegar a duplicar sus ingresos por regalías.

Figura 4.5: Bolivia—Distribución de regalías por Departamentos



Fuente: Información Consultor Bolivia

4.47 Para mitigar estos desequilibrios entre Departamentos en cuanto a regalías, se ha creado el Fondo de Compensación Departamental. Este determina que aquellos Departamentos con regalías “per capita” menor al promedio nacional recibirían una transferencia compensatoria por parte del TGN. Esta compensación se obtiene del Impuesto Especial de los Hidrocarburos (IEHD).

4.48 La regalía “per capita en 2002” fue estimada en US\$ 13,5. Esta es la cifra que se multiplica por la población para determinar el monto de la compensación, hasta un

techo de 10% de los ingresos corrientes del IEHD (aproximadamente US\$ 22 millones en 2002). Los Departamentos beneficiarios en el año 2002 fueron La Paz (73%), Potosí (21%), Chuquisaca (4%) y Oruro (2%).

4.49 A pesar de la existencia de dicho techo, en el futuro se esperan conflictos debido a los crecientes requerimientos del TGN para financiar programas y proyectos nacionales, entre Departamentos productores y no productores, entre niveles de gobierno al interior de cada Departamento, entre Municipios al interior de cada departamento, y por beneficios directos por parte de las comunidades indígenas y originarias. Estos son temas en los que se requieren avances en la normativa sobre distribución de la Renta Petrolera. Para enfrentar estos conflictos se espera fortalecer el sistema de transferencias gubernamentales. Actualmente, el marco normativo contempla:

- la política de coparticipación de ingresos nacionales (Ley de Participación Popular, Ley de Descentralización Administrativa y Ley de Municipios) con el objeto de corregir desequilibrios verticales entre los niveles de Gobierno y
- la Política Nacional Compensatoria a través del Directorio Único de Fondos (DUF) en la coordinación de los Fondos de Inversión y Desarrollo (Fondo Nacional de Inversión Productiva y Social (FPS), Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) y Fondo HIPC II basado en el programa de alivio de la deuda externa.

Distribución de la regalía en los Departamentos Productores

4.50 La Regalía de los departamentos productores es distribuida así:

- 11% directamente a las Prefecturas de los departamentos productores (Santa Cruz, Tarija, Cochabamba, Chuquisaca).
- 1% -Regalía Compensatoria - va a las Prefecturas de los departamentos de Beni y Pando en la proporción 2/3 y 1/3, respectivamente.

4.51 Una vez recibido el dinero proveniente de las regalías, éste pasa a formar parte del Sistema de Transferencias Intergubernamentales, que incluye:

- Política de ingresos departamentales, expresado en el marco legal de las fuentes de regalías mineras, hidrocarburíferas y forestales.
- Política de ingresos municipales, expresada en la Ley de Municipios, en la que el 100% de los ingresos propios generados por los municipios son utilizados por estos en sus programas y proyectos de desarrollo
- Política de coparticipación de ingresos nacionales, expresada en la Ley de Participación Popular (1994), en la Ley de Descentralización Administrativa (1995) y en la Ley de Municipios (1999), con el objeto de corregir desequilibrios verticales entre los niveles de Gobierno.

- Política de compensación, expresada en la Política Nacional Compensatoria y en los Fondos de Inversión y Desarrollo
- Transferencias de recursos del Tesoro General de la Nación (TGN), que son transferidos a los Departamentos y Municipios,

4.52 De esta manera, las fuentes de los recursos departamentales son:

- Las regalías departamentales,
- los recursos del fondo compensatorio departamental,
 - el 25% del Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEHD) siempre que no exceda el 10% del IEHD (50% en función del número de habitantes y 50% en forma igualitaria para los nueve departamentos),
 - las asignaciones en el presupuesto general de la nación para el gasto en servicios personales de salud, educación y asistencia social,
 - las transferencias del TGN,
 - créditos internos y externos,
 - enajenación de bienes a su cargo y
 - otros ingresos locales.

Los recursos obtenidos por las tres primeras fuentes deben destinarse en un 85% a inversión pública y 15% al gasto administrativo. Los obtenidos por las dos últimas fuentes deben destinarse en 100% a la inversión pública.

4.53 En conclusión, en el caso de Bolivia no es posible establecer una correspondencia directa entre las fuentes y usos de los recursos generados en el “upstream” del Sector Hidrocarburos, puesto que estos recursos se mezclan con otras fuentes de recursos Departamentales y Municipales. Tampoco existe en la norma requerimientos específicos sobre distribución de la Renta Petrolera al interior de un Departamento o entre grupos étnicos u otro posible criterio de distribución. Para establecer la eficiencia y eficacia en el uso de los recursos generados por el “upstream” del sector de hidrocarburos, hay necesidad de suponer que estos recursos han sido administrados de la misma forma que *recursos de otras fuentes*.

Colombia

4.54 El Cuadro 4.5 resume el comportamiento de la distribución de la Renta Petrolera originada exclusivamente en el “upstream”, en términos de sus beneficiarios directos por Ley, durante el período 1997 - 2002. Estos son el Gobierno Central, los Departamentos y las Municipalidades de las Zonas Productoras y no Productoras, el Fondo Nacional de Regalías y Apoyo Social. En el 2002, el 45% correspondió al Gobierno Central, mientras que el 55% restante se distribuyó de manera descentralizada.

Cuadro 4.5: Colombia: distribución de la Renta y regalías
(US\$ millones)

INSTITUCIONES	1997		1998		1999		2000		2001		2002	
	US\$ Mill	%	US\$ Mill	%	US\$ Mill	%	US\$ Mill	%	US\$ Mill	%	US\$ Mill	%
Gobierno Central	415,22	43,2	220,48	31,3	180,5	20,2	406,5	29,9	646,2	47,4	540,87	45,0
Departamentos	209,6	21,8	174,5	24,7	255,9	28,7	409,1	30,1	336,25	24,7	301,07	25,0
Dep. Productores	209,6	21,8	174,5	24,7	233,2	26,1	383,1	28,2	336,25	24,7	295,15	24,6
Dep. No Productores	0	0,0	0	0,0	32,7	3,7	26	1,9	0	0,0	5,91	0,5
Municipalidades	129	13,4	109	15,4	157,8	17,7	184	13,5	178,81	13,1	167,28	13,9
Mun. Productores	84,5	8,8	65,7	9,3	95,6	10,7	149,7	11,0	178,16	13,1	165,63	13,8
Mun. No Productores	44,5	4,6	43,3	6,1	62,2	7,0	34,3	2,5	0,65	0,0	1,64	0,1
Corporaciones	1,6	0,2	1,1	0,2	1,4	0,2	1,9	0,1	1,4	0,1	1,51	0,1
Fondos de Inversión	11,1	1,2	9,2	1,3	11,8	1,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Fondo Nacional de Regalías (FNR)	172	17,9	163,4	23,2	266,1	29,8	337,6	24,9	193,37	14,2	177,91	14,8
Apoyo Social	23,72	2,5	27,85	3,9	19,64	2,2	19,38	1,4	7,1	0,5	13,63	1,1
Total	962,2	100	705,5	100	893,1	100	1358,5	100	1363,1	100	1202,2	100

Fuente: Ministerio de Economía

4.55 Las regalías en Colombia, en las diferentes modalidades contractuales, son recibidas, en la gran mayoría de los casos por ECOPETROL, en especie y esta empresa estatal comercializa el producto. De igual manera, con las liquidaciones que efectúa el Ministerio de Minas y Energía, la empresa realiza los respectivos pagos a las diferentes entidades territoriales y gira al Fondo Nacional de Regalías el excedente de las regalías directas no asignadas a dichas entidades territoriales.

4.56 En el caso colombiano, la regalía es distribuida en función a un criterio de escalonamiento sobre la base de la cantidad promedio de barriles diarios que se produzca en cada municipio o distrito. El espíritu de dicho criterio de distribución es evitar que en el caso de grandes yacimientos gran cantidad de dinero se concentre en unas pocas entidades territoriales. Así, dado lo anterior, por ejemplo para el caso de lugares en los que la producción promedio de petróleo sea del rango 0 a 100 000 barriles diarios, la regalía es distribuida así:

- Departamentos productores: 47,5%
- Municipios o distritos productores: 12,5%
- Municipios o distritos portuarios: 8%
- Fondo Nacional de Regalías (FNR): 32%

4.57 Colombia es el país con reglas más precisas para la distribución y uso de las regalías. El tema de la eficiencia de la utilización lo veremos en el próximo capítulo.

Ecuador

4.58 En Ecuador, la Renta Petrolera que recaudan PETROECUADOR y el Banco Central del Ecuador ha sido desagregada en cuatro grandes rubros: Gobierno Central, Partícipes, Fondos (principalmente el FEIREP) e Instancias de Participación Descentralizada, las mismas que se describen a continuación.

1) *Gobierno Central* - El principal destinatario es el Presupuesto del Gobierno Central, entidad que, a su vez, lo distribuye a otras entidades de acuerdo a criterios establecidos en Leyes y Decretos emitidos por el Poder Ejecutivo. La contribución del sector petrolero al presupuesto general del Estado es significativa, alcanzando en promedio el 28%. La distribución de la Renta se ha ido complicando con el pasar de los años, debido al conjunto de preasignaciones que se han establecido por cada segmento de ingreso, sean regalías, producción ex consorcio, contratos de prestación de servicios, tarifas de oleoducto, etc.

2) *Partícipes* - Estas entidades están conformadas por una amplia gama de instituciones, cuyo ordenamiento y participación es bastante difícil de establecer debido a la complejidad de la legislación ecuatoriana. Los Cuadro 5.10 y 5.11 muestran las instituciones beneficiarias y el origen de los fondos petroleros distribuidos. La clasificación de los ingresos petroleros se descompone en 30 aparentes fuentes de ingreso. De su análisis se determina que las mismas podrían ser reducidas a 8 fuentes reales correspondientes al tipo de contratos, actividad de PETROPRODUCCIÓN, exportación de derivados, venta interna y transporte. La razón de esta extensa clasificación se debe a las múltiples preasignaciones que han sido establecidas legalmente a través de los años, conservando inclusive conceptos de ingresos que no responden a la realidad actual.

Cuadro 4.6: Ecuador—Conceptos de Ingresos Petroleros—Gobierno Central

1	A LA RENTA DE EMP. DE PRESTACION DE SERVICIOS	18	EXPORTACIONES DE CAMPOS MARGINALES
2	A LA RENTA DE EMP. DE SERV. ESPECIFICOS	19	COMERCIALIZACION DE CIAS. PRESTACION DE SERVICIOS
3	ADICIONAL POR BARRIL DE CRUDO EXPORTADO	20	EXPORTACIONES DE DERIVADOS DEL PETROLEO
4	EXPORTACIONES DE CRUDO DE REGALIAS:	21	VENTA INTERNA DE DERIVADOS DEL PETROLEO
5	- DE PETROECUADOR	22	LIBERACIÓN DE RECURSOS DE LA DEUDA
6	- DE PARTICIPACION ESTADO	23	TARIFA DE TRANSPORTE DE PETROLEO POR EL SOTE
7	- DE CAMPOS MARGINALES		FONDO DE INVERSION PETROLERA:
8	EXPORTACIONES PETROECUADOR EX-CONSORCIO	24	- DE EXPORTACIONES Y TRANSPORTE OLEODUCTO
9	EXPORTACIONES PETROECUADOR NORORIENTE	25	-DE VENTA INTERNA DERIVADOS
	EXPORTACIONES PARTICIPACION DEL ESTADO:	26	ESTABILIZACION Y DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL
10	- CON CITY	27	EXCEDENTES PETROLEROS
11	- CON YPF	28	OTROS NO ESPECIFICADOS
12	-CON CANADA GRANDE	29	LEY 24 (CORPEI)
13	- CON KEER MCGEE	30	FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA
14	-CON OCCIDENTAL		
15	-CON VINTAGE OIL		
16	-CON PEREZ COMPAN		
17	-CON LUMBAQUI OIL		

Cuadro 4.7: Ecuador—Esquema de Distribución de la Renta Petrolera—Participes

	PARTICIPES	EXPORT. DIRECTA	REGALIAS	EXPORT. DERIVADOS	TARIFA SOTE	5 SUCRES BL.EXP.	VENTA INT. DERIVADOS	IMPTS. ADIC. SOTE+PR OD.	DECRETO 337
1.	GOBIERNO CENTRAL	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX		XXX
	1.1. Recaudación Directa	X	X	X	X	X	X		X
	1.2. Ministerio de Salud Pública	X							
	1.3. Ministerio de Trabajo	X							
	1.4. Ley 02	X	X	X					
	1.5. Ley 18	X	X						
	1.6. 100 % del 15 % Regalías		X						
	1.7. 10% Pto.Inv.Petroleras	X		X	X		X		
	1.8. Estab. Economica Acdo. 107			X					
	1.9 Ley de Vialidad Agropecuaria	X		X					
2.	ENTIDADES DESCENTRALIZADAS	XXX	XXX	XXX				XXX	
	2.1. ISSFA (LEY 169)		X						
	2.2. FAE		X						
	2.3. Junta de Defensa	XX	XX						
	a. J.D.N. 8 % Exportación	X							
	b. J.D.N. Otros	X	X						
	2.4. Eco.Des.R.Amazonico(Ley 20)							X	
	2.5.Participación Univ.Estatales	X							
	2.6.Universidades Privadas	X							
3.	EMPRESAS DEL ESTADO	XXX	XXX	XXX	XXX		XXX		
1.	PETROECUADOR	XXX	XXX	XXX	XXX		XXX		
	Total de Costos PETROECUADOR:	XX	XX	XX	XX		XX		
	a. Restitución Costos	X	X	X	X		X		
	b. Costos Prestacion Servic.	X							
	c. Costos Partic.-Servic.Espec.	X							
	d. 10 % Pto. Inv. Petroleras								
	2. FERUM (FONDO DE SOLARIDAD)		X						
4.	ORGANISMOS SECCIONALES	XXX	XXX	XXX				XXX	
1.	FODESEC	X							
2.	Conjunto Consejos Provinciales			X					
3.	Desarrollo Esmeraldas	X	X						
4.	Particip. Napo Esmeraldas y Sucumbios		X					X	
	Ley 40								
5.	SECTOR FINANCIERO								
1.	Banco del Estado	X							
2.	BEV	X							
3.	Banco Central	X							
5.	IECE	X							
	FONDO ESTABILIZACION PETROLERA	X	X	X					

Fuente: Presupuesto del Estado, 2002

Lo más criticable es el manejo poco transparente que reciben estos recursos, fuera del marco del presupuesto del Estado. A partir del año 2003, sin embargo, se elimina la significativa preasignación proveniente de las regalías petroleras que recibían las Fuerzas Armadas y se están haciendo esfuerzos para reducir las otras pre-asignaciones.

3) *Fondos*—Entre los esfuerzos por contar con un fondo para contingencias económicas se creó el Fondo de Estabilización Petrolera que acumulaba recursos cuando el precio del crudo superaba los US\$ 20/bbl. Actualmente los recursos de este fondo han sido motivo de una nueva preasignación. Finalmente, ante la expectativa del incremento de producción petrolera con la entrada en operación del OCP se ha establecido el Fondo de

Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP) cuyo destino será la recompra de deuda pública externa a valor de mercado y estabilizar los ingresos petroleros destinados a educación y salud.

4) *Instancias de Participación Descentralizada* - Son las siguientes:

- Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico del Ecuador, (Ley 20),
- Rentas Sustitutivas para Napo, Esmeraldas y Sucumbios (Ley 40)
- Fondo de Desarrollo de las Provincias de la Región Amazónica (Ley 122 y sus reformas)
- Provincia Napo, Esmeraldas y Sucumbios
- Provincia Esmeraldas

4.59 Detalles relacionado con estas agencias están incluidos en esta sección

4.60 El siguiente cuadro muestra la distribución de los ingresos petroleros desde 1998 al 2002. Con respecto a la estructura, podemos apreciar que el Gobierno Central obtuvo una participación del 83% en el 2002. Le sigue el rubro Fondos (FEIREP), con el 9,7% del total, el mismo que ha tenido un comportamiento muy variable a lo largo del período analizado. Lo mismo sucede con el rubro Otros (Participes). En el 2002, los Participes recibieron US\$ 61 millones. El rubro Participación Descentralizada ha venido creciendo en los últimos años, recibiendo US\$ 59 millones en el 2002.

**Cuadro 4.8: Ecuador—distribución de los ingresos petroleros
(US\$ millones)**

Distribución	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Gobierno central	906,0	97,9%	716,0	71,1%	1120,0	69,3%	1256,0	86,8%	1324,0	82,8%
Participación descentralizada (Leyes)	0,5	0,0%	3,2	0,3%	47,5	2,9%	43,3	3,0%	59,0	3,7%
Apoyo social										
Fondos - FEIREP	2,0	0,2%	251,0	24,9%	317,0	19,6%	54,0	3,7%	155,0	9,7%
Capacitación										
Otros (Participes)	16,6	1,8%	37,2	3,7%	131,9	8,2%	93,9	6,5%	60,8	3,8%
Total Distribución	925	100%	1007	100%	1616	100%	1447	100%	1599	100%

Fuente: Información Oficial.

Análisis de la distribución de las Rentas de Participación Descentralizada

4.61 El cuadro 4.9 presenta con mayor detalle la distribución de las Rentas de Participación Descentralizada. El total distribuido a provincias y comunidades ha venido creciendo año a año, pasando de una participación casi nula en 1998 a US\$ 59 millones en el 2002. La mayor participación le corresponde al ECORAE, con el 81 % del total en el 2002. Le sigue la Ley 40 y también la Ley 122 con el 6.1 y el 10.3%, respectivamente.

Cuadro 4.9: Distribución de rentas específicas para provincias y comunidades
(US millones)

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002
ECORAE Ley 010 y 020	0	1.7	38.5	35.8	48.1
Rentas sustitutivas Napo, Esmeraldas y Sucumbios (Ley 40)	0	0.5	5.6	3.9	3.6
Ley 122	0	0.2	2.3	2.5	6.1
Prov Napo Esmeraldas y Sucumbios	0.4	0.841	1.135	1.126	1.222
Provincia Esmeraldas	0.01	0.003	0.008	0.009	0.009
Fondo Ecorae	0	0	0	0	0
Total	0.41	3.244	47.543	43.335	59.031

a) El ECORAE

4.62 El Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE) fue creado en 1992 mediante Ley 010 (después vino la Ley 020). Es un organismo que planifica y facilita el desarrollo humano sustentable de la Región Amazónica Ecuatoriana. El crecimiento anual de la participación del ECORAE está establecida en su Ley de creación, donde se consigna lo siguiente: “El ECORAE tiene un ingreso fijo que tiene como base un determinado valor numérico, equivalente a US\$ 0,10 por cada barril de petróleo vendido (no se toma en cuenta el precio de venta). A partir de 1998, el ECORAE recibirá un incremento de 5 centavos de dólar por año por cada barril de petróleo vendido, hasta llegar a un máximo de 50 centavos de dólar” (Ley 20 de creación del ECORAE). La Ley del ECORAE establece también que estos fondos se distribuirán en 30% para los Concejos Provinciales de la Región Amazónica y 60% para los Municipios Provinciales de la Región Amazónica. El 10% restante se destinará un Fondo Regional, administrado por el mismo Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico.

b) Rentas Sustitutivas Napo, Esmeraldas y Sucumbios (Ley 40)

4.63 En 1989, la Ley 40 creó Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Posteriormente, mediante otras leyes y reformas se determinó que las provincias de Orellana y Pastaza también sean partícipes de las rentas que trata la Ley 040. Los Fondos de las Rentas Sustitutivas provienen del pago de US\$ 0,05 por Barril transportado por el Oleoducto Transecuatoriano SOTE. Las compañías deberán depositar estos valores en el Banco Central, quien es el encargado de transferir los recursos a las respectivas provincias

4.64 Según la Ley, “en todas las provincias señaladas se explota, transporta y refina el petróleo y su comercialización ha nutrido de ingresos al presupuesto nacional para la ejecución de obras que han beneficiado al país, por lo que es obligación del Estado compensar a estas provincias con rentas que por derecho les corresponde para impulsar y atender el desarrollo integral y sostenido de sus habitantes”. En el mismo sentido el Art. 240 de la Constitución Política dispone que el Estado pondrá especial atención en el desarrollo sustentable y preservación ecológica a fin de mantener la biodiversidad en las provincias amazónicas y que adoptará políticas que compensen su menor desarrollo y consolidar la soberanía nacional

c) Ley de Fondos de Desarrollo de las Provincias Orientales (Ley 122)

4.65 Este fondo se crea sobre la base de un tributo que equivale entre el 2,5% y el 4,5% sobre el total de la facturación¹⁵ que cobren a PETROECUADOR o a sus filiales las empresas de servicios nacionales y extranjeras respectivamente, dentro de la jurisdicción de cada provincia amazónica. Los valores que se recauden por la aplicación de esta ley se depositarán mensualmente en la Cuenta Especial que se denominará Fondo de Desarrollo de las Provincias de Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, que para el efecto se abrirá en el Banco Central del Ecuador. Las rentas que estos organismos seccionales obtengan por la aplicación de la presente ley se destinarán exclusivamente a obras de infraestructura urbana y rural.

4.66 El Banco Central sin necesidad de orden previa o expresa alguna en los primeros diez días de cada mes, de los valores obtenidos entregará a cada provincia la parte proporcional, la misma que se distribuirá así:

- En las provincias de: Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, 50% para el Consejo Provincial, 20% para el Municipio de Capital Provincial y, el 30% restante para los demás Municipios de la Provincia, por iguales partes.
- En la provincia de Pastaza: 50% para el Consejo Provincial 35% para el Municipio de Pastaza y 15% para el Municipio de Mera.

Perú

4.67 El Cuadro 5.14 resume el comportamiento de la distribución de la Renta Petrolera originada exclusivamente en el “upstream”, en términos de sus beneficiarios directos por Ley, durante el período 1998-2002. Estos son el Gobierno Central, las Regiones y Municipalidades que reciben el Canon Petrolero, así como se destinan pequeñas cantidades a Apoyo Social y a Capacitación (CAREC). En el 2003, el 55% correspondió al Gobierno Central, mientras que el 45% restante se distribuyó de manera descentralizada.

4.68 La Renta Petrolera que percibe el Gobierno Central está conformada por las rentas provenientes de las regalías y del impuesto a la renta pagado por las empresas productoras de petróleo. También incluye la retribución recibida por PERUPETRO, el ente estatal negociador de los contratos petroleros. Cabe señalar que en el Perú las regalías que pagan las empresas petroleras son variables, pues dependen de la negociación individual de los contratos. En segundo lugar, viene el Canon con 44%, que se distribuye a las regiones, municipios y universidades donde se produce la extracción de petróleo. Los fondos del Canon provienen de las regalías que pagan las empresas petroleras productoras de petróleo. El porcentaje y las modalidades de repartición del Canon para estas instituciones, es detallado en el acápite siguiente.

¹⁵ Por facturación se entiende las transacciones de productos y bienes incluidos los impuestos

4.69 Los fondos de capacitación (CAREC) representaron el 0,4% del total. Estos fondos son pagados por las empresas petroleras, de acuerdo a lo negociado con el ente estatal PERUPETRO, en cada uno de los contratos.

4.70 Hasta el año 2000 se tiene información sobre el rubro Apoyo Social que, en el caso peruano se refiere a gastos realizados por los contratistas, fondos de compensación e indemnización y fondos destinados al Instituto Peruano de Amazonía. Estos fondos son muy pequeños. No se cuenta con información del 2001 en adelante.

Cuadro 4.10: Perú: Distribución de la Renta Petrolera captada en el “upstream”
(en US\$ millones y porcentaje)

Concepto	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	2003*	%
Gobierno Central	58,2	52,0	121,3	61,2	206,6	63,6	116,7	54,9	148,1	58,5	143,0	55,3
Canon	51,6	46,1	74,9	37,8	116,5	35,9	94,8	44,6	103,8	41,0	114,7	44,3
Apoyo Social	0,3	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1	n.d		n.d		n.d	
CAREC	1,8	1,6	1,5	0,8	1,3	0,4	1,1	0,5	1,1	0,4	1,1	0,4
Total	111,8	100,0	198,1	100,0	324,7	100,0	212,6	100,0	253,0	100,0	258,7	100,0

Fuente: Informe del Consultor del Banco Mundial

Distribución del Canon (participación)

4.71 En el caso peruano, las Regiones productoras reciben, por concepto de Canon, un porcentaje del Valor Bruto de la producción de petróleo en su Región. Estas Regiones (antes departamentos) son: Loreto, Ucayali, Piura y Tumbes. También se le suma la Provincia de Puerto Inca, Huánuco (debido a la pequeña producción petrolera de Aguas Calientes) y la Región del Cuzco que ha comenzado a recibir regalías con el inicio de la producción del gas de Camisea. Es importante recalcar que la regalía que recauda el gobierno es superior al Canon que se distribuye en las regiones productoras. El monto “sobrante” es devuelto por PERUPETRO al Tesoro Público.

4.72 El Canon Petrolero se destina, de acuerdo a Ley, a los Gobiernos Regionales, los Gobiernos Locales y las Universidades de la Región. En el cuadro presentado en el Anexo se puede apreciar los porcentajes de distribución por Regiones, los cuales, además no constituyen una metodología homogénea.

4.73 A semejanza del caso de Bolivia, el Canon transferido a las regiones productoras se “mezcla” con otras Transferencias del Tesoro Público a la Región. Sin embargo, las Regiones y Municipios llevan una contabilidad que consigna de manera específica cuales son los gastos corrientes y los proyectos de inversión en que se utiliza el Canon (no sucede lo mismo con las universidades), lo que podría permitir una medición de su impacto.

Cuadro 4.11: Dispositivos legales y distribución del Canon y Sobre-Canon Petrolero

Dispositivos legales y distribución del Canon y Sobre-Canon Petrolero		
Beneficiarios	%	Base De Cálculo (producción)
LORETO (D. Ley N° 21678) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gobierno Regional ▪ Universidad Nacional de la Amazonía ▪ Instituto Peruano de La Amazonía ▪ Concejos Municipales 	52,0% 5,0% 3,0% 40,0%	Canon de la producción de Loreto Sobre Canon de la producción de Loreto
UCAYALI (ley N° 23350) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gobierno Regional ▪ Universidad Nac. De Ucayali ▪ Instituto Peruano de La Amazonía ▪ Concejos Municipales 	52,0% 5,0% 3,0% 40,0%	Canon de la producción de Ucayali Sobre Canon de la producción de Ucayali
PIURA (Ley N° 27763) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gobierno Regional ▪ Municipalidades Distritales y Provinciales donde se ubica la producción. ▪ Otras Municipalidades Distritales y Provinciales del departamento. ▪ Universidad Nacional. ▪ Institutos Pedagógicos y Tecnológicos. 	20,0% 20,0% 50,0% 5,0% 5,0%	Participación de la producción de Piura y del Zócalo
TUMBES (Ley N° 27763) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gobierno Regional ▪ Municipalidades Distritales y Provinciales donde se ubica la producción. ▪ Otras Municipalidades Distritales y Provinciales del departamento. ▪ Universidad Nacional. ▪ Institutos Pedagógicos y Tecnológicos. 	20,0% 20,0% 50,0% 5,0% 5,0%	Participación de la producción de Piura y del Zócalo
PTO. INCA HUANUCO (Provincia) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consejos Municipales 	100,0%	Participación de la Producción de Aguas Calientes
CUSCO (Ley N° 27506 y Ley 28077) <ul style="list-style-type: none"> • Gobiernos locales, municipales o distritales, donde se encuentra el recurso natural • Gobiernos locales de la provincia donde se encuentra el recurso natural • Gobiernos locales, excluyendo a los de las provincias donde se encuentra el recurso natural • Gobiernos regionales donde se encuentra ubicado el recurso natural 	10,0% 25,0% 40,0% 25,0%	50% de la regalía y 50% del Impuesto a la Renta

Conclusiones Preliminares

4.74 Desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental, la cual puede verse afectada por la presencia de externalidades negativas en la relación empresas-población mediante las cuales las comunidades indígenas, es justificado el pago de compensaciones a éstas por parte de las empresas. La mitigación de los impactos ambientales que se

pueden generar producto de las actividades hidrocarburíferas deben formar parte del costo de producción.

4.75 Adicionalmente y para encaminarse en la ruta del desarrollo sostenible, una parte de la Renta debe ser aplicada en las mismas regiones. Esto se observa de manera más clara en Colombia y Ecuador donde las asignaciones se concentran en las comunidades. En el caso colombiano, las comunidades indígenas se benefician directamente de las regalías correspondientes a municipalidades y municipios; e indirectamente, a través del Fondo Nacional de Regalías para Saneamiento Ambiental. Por su parte, en el caso Ecuatoriano, existe la distribución de Rentas específicas para provincias y comunidades, mediante la cual, desde el 2002, los rubros “Apoyo a Comunidades” y “OCP – Apoyo Comunitario” han cobrado importancia.

4.76 Si bien es cierto, la asignación de la Renta Petrolera a cada ente receptor en cada país, se ajusta a las definiciones teóricas de “transferencias automáticas” (los cuatro países) y “transferencias específicas” (todos los países, excepto Ecuador), no ha sido posible verificar que los criterios económicos y técnicos que las definan sean los más adecuados. En efecto, cada país tiene diferentes enfoques sobre el modelo de distribución de la Renta Petrolera.

4.77 Adicionalmente, la ausencia de estudios económicos que analicen los efectos sobre los receptores de los criterios de distribución de la Renta Petrolera en cada país, impide a los tomadores de decisiones poseer herramientas que permitan evaluar adecuadamente el impacto económico y social de la Distribución de la Renta Petrolera.

4.78 Debe señalarse que en Colombia sí hemos encontrado estudios de impacto realizados por entidades gubernamentales y centros de investigación, pero no sabemos si sus conclusiones y recomendaciones han sido tomadas en cuenta por las autoridades. En Perú existe un estudio independiente (PNUD) sobre el uso de la Renta Petrolera en las regiones del norte del país, pero, al igual que en Colombia, no sabemos si sus conclusiones son tomadas en cuenta por las autoridades.

4.79 Un factor de importancia en el análisis de la distribución de la Renta Petrolera consiste en establecer cómo es que ésta se distribuye entre el Gobierno Central y las instancias descentralizadas. En el caso de los países analizados, en tres de ellos (Bolivia, Ecuador y Perú), el Gobierno Central recibió más del 59%, mientras que en Colombia, el Gobierno Central recibió el 36%.

4.80 Al analizar la distribución de la Renta Petrolera en años recientes (período 1998-2002), si bien se observa una tendencia a la disminución en la participación de los Gobiernos Centrales (salvo en el caso de Colombia), pero ésta no tiene las mismas características en todos los países.

- En Bolivia, para el período 1998-2002, la participación del Gobierno Central descendió del 75 al 65%. Esto se debe a que la Ley 1689 de 1996 eliminó el 32% de regalías que recibía directamente el Gobierno Central,

manteniendo el 18% destinado a los departamentos. Esto podría cambiar con la nueva Ley de Hidrocarburos que está en discusión en ese país.

- En Colombia, la participación del Gobierno Central disminuye del 43 al 30%, de 1997 al 2000. En el 2001 aumenta para luego volver a caer en el 2002. La Renta Petrolera en Colombia proviene de dos fuentes fundamentales: el impuesto a la renta (que va al Gobierno Central) y las regalías (que se distribuyen descentralizadamente). En los últimos dos años los precios altos han aumentado el impuesto a la renta que pagan las empresas. De otro lado, con la nueva legislación van a disminuir las regalías que pagan las empresas petroleras. Proyectando estos dos elementos, la participación del Gobierno Central tendería a aumentar y no a disminuir.
- En Ecuador, la participación del Gobierno Central es la más alta de los cuatro países analizados, pues supera al 97% en todos los años. Del 2000 al 2002 se puede apreciar que la participación del Gobierno Central disminuye, muy levemente, pasando al 96,5%. La tendencia es a la disminución pues es cada vez menor la participación de PETROECUADOR en la producción de petróleo en el Ecuador, habiendo aumentado la producción de las empresas privadas.
- En Perú, la participación del Gobierno Central se ha mantenido estancada, pero debe disminuir en los próximos años, pues su participación en la Renta Petrolera proveniente de las regalías del Gas de Camisea es inferior a la que obtenía en los contratos petroleros, mientras que aumenta la participación de los Gobiernos Regionales y Locales.

4.81 A excepción del Ecuador, las principales instancias descentralizadas receptoras de la Renta Petrolera son los gobiernos regionales (ó departamentales), los gobiernos locales (municipios) y las universidades. También reciben Renta Petrolera, aunque en cantidades inferiores a los ya nombrados, los fondos, apoyo social y capacitación. En este contexto es importante poder evaluar el conjunto de transferencia que se encaminan a las regiones (parte de la renta mas transferencias presupuestarias regulares)

La Renta Petrolera descentralizada en Bolivia

4.82 Las Regalías Petroleras de 11% y 1% se distribuyen directamente a 9 Departamentos (Prefecturas, Municipalidades y Universidades). Adicionalmente, una parte de las regalías que recauda el gobierno central es nuevamente transferida indirectamente a los Departamentos (nueve Prefecturas y 314 Municipios) vía los presupuestos en educación y salud, y a través de los fondos de desarrollo hacia programas sociales y proyectos de infraestructura.

4.83 Las regalías recibidas por los departamentos forman parte del Sistema de Transferencias Intergubernamentales, que incluye rentas que se reciben por otros

conceptos. Las regalías hidrocarburíferas deben destinarse en un 85% a inversión pública y 15% al gasto administrativo.

4.84 Existe un desequilibrio en la distribución de la Renta Petrolera, pues los departamentos productores (Santa Cruz, Cochabamba, Tarija y Chuquisaca) reciben una mucho mayor proporción que Beni y Pando. En efecto, del total de 12% de regalías que les es asignada directamente, los primeros reciben el 11% y los segundos el 1%. Este desequilibrio irá en aumento a medida que se incremente la producción de gas natural en Tarija.

4.85 Para mitigar estos desequilibrios entre Departamentos, se creó el Fondo de Compensación Departamental, que determina que aquellos Departamentos con regalías per capita menor al promedio nacional recibirían una transferencia compensatoria por parte del TGN. Los Departamentos beneficiarios en 2002 fueron La Paz, Potosí, Chuquisaca y Oruro.

4.86 A pesar de la existencia de dicho fondo, en el futuro se esperan conflictos derivados de esta desigual distribución. Para enfrentarlos, el Gobierno tiene planeado fortalecer el sistema de transferencias gubernamentales, modificando los marcos normativos.

La Renta Petrolera descentralizada en Colombia

4.87 El íntegro de las regalías recaudadas (hasta hace poco, la regalía era del 20% sobre el valor total de la producción de petróleo) se distribuye de manera descentralizada. La Renta Petrolera que se distribuye directamente de manera descentralizada en Colombia en el 2002 ascendió a US\$ 661 millones, lo que equivale al 55% del total, correspondiendo la mayor parte (68%) a los departamentos y municipios productores, a los municipios o distritos portuarios y al Fondo Nacional de Regalías (32%).

4.88 El Fondo Nacional de Regalías tiene el objetivo de equilibrar los recursos provenientes de la Renta Petrolera en Colombia. Los recursos del FNR son redistribuidos hacia los siguientes destinos en todo el territorio colombiano:

- 15% para Proyectos de Energización y Gas
- 15,5% para Proyectos Específicos (presentados por las entidades territoriales)
- 58,5% para Recursos Propios para Proyectos
- 1% para gastos de funcionamiento
- 10% para la Corporación del Río Grande de la Magdalena, “CORMAGDALENA”.

La Renta Petrolera descentralizada en Ecuador

4.89 En Ecuador, el gobierno central recauda más del 90% de la Renta Petrolera. El gobierno central procede a la distribución de esta Renta Petrolera vía el Presupuesto de la República y a un complicado mecanismo de pre-asignaciones (participes). En años recientes, el gobierno creó el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP), que recibe una parte importante de la renta petrolera.

4.90 La Renta Petrolera asignada a Participación Descentralizada es pequeña, aunque ha crecido en los últimos años. El principal destino es el ECORAE (80% del total de la participación descentralizada), instituto que los distribuye a concejos y municipios provinciales de la región amazónica y el resto a un fondo regional. También existen rentas sustitutivas para las provincias productoras (Ley 040) y fondos de desarrollo para las provincias orientales (Ley 122).

4.91 Finalmente, existen contribuciones de PETROECUADOR y las empresas petroleras privadas a variadas actividades de apoyo comunitario y donaciones en las zonas de influencia de sus operaciones, las que no se contabilizan como parte de la renta petrolera. También las empresas privadas constructoras del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP) destinan fondos a proyecto con las comunidades que se encuentran en su zona.

La Renta Petrolera descentralizada en Perú

4.92 En Perú, el monto de la Renta Petrolera que se distribuye de manera descentralizada equivale al 44,3% de la Renta Petrolera peruana en ese año. El Gobierno Central recaudó el 55,3% y el 0,4% se destinó a fondos de capacitación (CAREC).

4.93 Son cinco Regiones (antes departamentos) los que reciben Canon proveniente de la Renta Petrolera, de un total de 24 Regiones. Loreto y Piura son las regiones que reciben los mayores porcentajes de Canon, seguidas de Tumbes y Ucayali. La Región Huanuco percibe un porcentaje muy pequeño del total. El Canon Petrolero que reciben las Regiones se destina, en porcentajes establecidos por Ley, a los Gobiernos Regionales, a las municipalidades, a las universidades y a institutos educativos. En el Proyecto de Camisea, el Gobierno Regional de Cusco ha empezado a recibir un Canon equivalente al 50% de las regalías y 50% del impuesto a la renta, y se beneficiará también con un precio de gas en boca de pozo inferior a US\$1 por MMBTU. El resto de las Regiones no recibe Canon Petrolero y no existen en el país mecanismos de redistribución o reasignación.

4.94 A semejanza del caso de Bolivia, el Canon Petrolero transferido a las Regiones productoras se “mezcla” con otras Transferencias que el Tesoro Público efectúa a la Región. Sin embargo, las Regiones y los Municipios llevan una contabilidad que consigna de manera específica cuales son los gastos corrientes y los proyectos de inversión en que se utiliza el Canon Petrolero (no sucede lo mismo con las universidades), lo que podría permitir una medición de su impacto.

5

Utilización de la Renta Petrolera

Antecedentes

5.1 Las decisiones respecto al uso de la Renta Petrolera entran dentro del dominio del gasto y las finanzas públicas y, en general, de las políticas macroeconómicas decididas en cada país. Sin embargo podemos argumentar que es deseable la articulación previa de usos prioritarios proyectados para la Renta entre el gobierno central y el gobierno regional.

5.2 El gasto efectivo dependerá de varios factores, empezando en todo caso por una administración transparente de los recursos. El uso de la Renta Petrolera no puede escapar a las prioridades que gobiernan el plan de desarrollo del país en general y de la región en particular y para efectos de control y de determinar su prioridad los gastos deben formar parte del presupuesto nacional. En todos los países se considera que se debe priorizar las inversiones en lugar del gasto corriente; priorizar inversiones de hecho implica planes de desarrollo de mediano a largo plazo.

5.3 Además de tener en cuenta las prioridades en términos de desarrollo de nuevas infraestructuras es muy importante que se pongan en aplicación sistemas de control de ejecución presupuestal efectivos y se disponga, en caso de haber excedentes, de mecanismo de ahorro eficiente. No hay razón para que un país o una región gaste en su presupuesto anual el integro de los ingresos petroleros de un determinado año. En realidad los ingresos provenientes de los proyectos de hidrocarburos no son coherentes con la capacidad de absorción de las economías sean estas nacionales o regionales.

Uso de la Renta Petrolera por país

Bolivia

5.4 . No existe una norma específica que oriente el gasto fiscal local; solo hay requerimientos legales para que las Prefecturas y Municipios dirijan 85% de las transferencias fiscales hacia inversiones y el 15% al gasto corriente. La participación local se hace efectiva a través de mecanismos de fiscalización de las Prefecturas, Municipios, Consejos Departamentales, Concejos Municipales y Consejos de Vigilancia.

5.5 No es posible establecer una correspondencia directa entre las fuentes y los usos del gasto fiscal local, pues los recursos generados en el “upstream” del Sector Hidrocarburos aparecen mezclados con otras fuentes de recursos Departamentales y Municipales en la contabilidad de estas instituciones. No existe norma con requerimiento específico alguno sobre la distribución de la Renta Petrolera al interior de un Departamento o entre grupos étnicos u otro posible criterio de distribución. Tampoco existe norma que señala mecanismos de control y auditoria de los gastos efectuados.

5.6 A pesar de ello, una forma de establecer alguna correspondencia entre los recursos originados en el “upstream” del Sector Hidrocarburos, es observar las magnitudes y usos de los recursos en el gasto social. El Cuadro 6.1 presenta un resumen de la estructura del gasto social en Bolivia por tipo de gasto, el Cuadro 6.2 presenta un resumen de la estructura del gasto social Pro Pobreza también por tipo de gasto, ambos cuadros para el período 2001 – 2002; y el Cuadro 6.3 que presenta un resumen de los recursos municipales ejecutados por Departamentos para el año 2002.

Cuadro 5.1: Bolivia—Gasto Social, 2001-2002

<i>Sector/Tipo de Gasto</i>	<i>2001</i>	<i>2002¹</i>	<i>2001</i>	<i>2002¹</i>
	<i>(Millones de US\$)</i>	<i>(Millones de US\$)</i>	<i>(% del PIB)</i>	<i>(% del PIB)</i>
Gasto Corriente	1 102,4	1 110,5	13,79	13,96
Salud	249,4	240,7	3,12	3,03
Educación	472,6	478,7	5,91	6,02
Gestión Social	1,2	1,1	0,02	0,01
Pensiones	356,4	365,7	4,46	4,60
Aportes AFP's	22,8	24,3	0,29	0,31
Gasto de Capital	428,3	459,7	5,36	5,78
Salud	49,4	57,9	0,62	0,73
Educación	107,3	117,6	1,34	1,48
Saneamiento Básico	74,5	50,5	0,93	0,63
Urbanismo	64,4	65,4	0,81	0,82
Desarrollo Rural	132,7	168,3	1,66	2,12
Gasto Social Total	1 530,7	1 570,3	19,15	19,74
Salud	298,8	298,6	3,74	3,75
Educación	579,9	596,3	7,26	7,49
Saneamiento Básico	74,5	50,5	0,93	0,63
Urbanismo	64,4	65,4	0,81	0,82
Desarrollo Rural	132,7	168,3	1,66	2,12
Gestión Social	1,2	1,1	0,02	0,01
Pensiones	356,4	365,7	4,46	4,60
Aportes AFP's	22,8	24,3	0,29	0,31

Cuadro 5.2: Bolivia, Gasto Social Pro-Pobreza, 2001-2002

<i>Sector/Tipo de Gasto</i>	<i>2001 (Millones de US\$)</i>	<i>2002¹ (Millones de US\$)</i>	<i>2001 (% del PIB)</i>	<i>2002¹ (% del PIB)</i>
Gasto Corriente	550,0	539,0	6,88	6,77
Salud	215,0	208,4	2,69	2,62
Educación	333,7	329,4	4,18	4,14
Gestión Social	1,2	1,1	0,02	0,01
Gasto de Capital	428,3	459,7	5,36	5,78
Salud	49,4	57,9	0,62	0,73
Educación	107,3	117,6	1,34	1,48
Saneamiento Básico	74,5	50,5	0,93	0,63
Urbanismo	64,4	65,4	0,81	0,82
Desarrollo Rural	132,7	168,3	1,66	2,12
Gasto Social Total	978,3	998,7	12,24	12,55
Salud	264,4	266,3	3,31	3,35
Educación	441,0	447,1	5,52	5,62
Saneamiento Básico	74,5	50,5	0,93	0,63
Urbanismo	64,4	65,4	0,81	0,82
Desarrollo Rural	132,7	168,3	1,66	2,12
Gestión Social	1,2	1,1	0,02	0,01

Fuente: UDAPE. ¹ Datos preliminares

Cuadro 5.3: Recursos municipales ejecutados por Departamentos, 2002

(Millones de US\$)

<i>Departamentos</i>	<i>Número de municipios</i>	<i>Coparticipación^{1/}</i>	<i>HIPC II</i>	<i>Total</i>
Chuquisaca	28	10,9	5,3	16,2
La Paz	75	47,7	14,3	62,0
Cochabamba	44	29,1	8,7	37,8
Oruro	34	8,1	3,3	11,4
Potosí	38	14,8	5,9	20,7
Tarija	11	7,8	2,9	10,7
Santa Cruz	50	39,5	8,3	47,8
Beni	20	7,2	4,4	11,7
Pando	15	1,0	2,3	3,3
Total Bolivia	315	166,2	55,5	221,7
Capitales	9	65,6	7,7	73,3
Resto municipios	306	100,6	47,8	148,4

Fuente: UDAPE

¹ Datos preliminares

5.7 De esta información se puede concluir que el Sector Hidrocarburos contribuyó a tales resultados en la magnitud de los recursos aportados de acuerdo a las normas. Si se midiera el impacto social de la Renta Petrolera por la cantidad de recursos que habrían llegado en forma directa a los municipios, el resultado sería pobre. Habría

sido mayor si se consideran los programas y proyectos indirectamente financiados a través de la Renta Petrolera captada por el TGN. Es así, que en el año 2002:

- La parte de la Renta Petrolera destinada al TNG y a los Departamentos (Prefecturas, Municipios y Universidades) fue de US\$ 190,7 millones, lo que en forma gruesa representa el 12,1% del gasto social (corriente más capital) y 19,1% del gasto social Pro Pobreza
- Por otro lado, la parte de la Renta Petrolera destinada a los 314 municipios fue sólo de US\$ 2,9 millones, lo que en forma gruesa representa 1,7% de los recursos recibidos por los municipios por coparticipación tributaria en 2002 y 1,3% del presupuesto ejecutado por los 314 municipios locales en 2002.

5.8 En resumen, en Bolivia no es posible establecer la eficiencia y eficacia sobre el uso de los recursos generados por el “upstream” del Sector Hidrocarburos, excepto que habrían sido administrados de la misma forma que los recursos provenientes de cualquier otra fuente. En este sentido, las críticas a la administración municipal en general son igualmente válidas:

- baja ejecución presupuestaria (La Unidad de Planeamiento Económico – UDAPE- estima en 50%),
- débil desarrollo institucional debido a deficiencias técnicas y administrativas, falta de compatibilidad entre los planes y programas anuales con los presupuestos, injerencia política en los consejos municipales, elevada rotación de personal, falta de transparencia en los procesos administrativos, y
- inadecuado diseño de instrumentos en cuanto a normas y procedimientos, inflexibilidad y complejidad de procedimientos administrativos.

5.9 Al respecto, una iniciativa reciente sobre los temas de eficiencia y eficacia, por parte del Directorio Único de Fondos, fue la elaboración de Programas de Ajuste Institucional (PAI) para los Gobiernos Municipales. Estos programas se encuentran en elaboración también para las Prefecturas departamentales.

5.10 El PAI proporcionará información institucional y financiera de todos los Gobiernos Municipales sobre los resultados obtenidos, facilitando así a los organismos nacionales contar con indicadores que establecen la situación institucional de cada municipio y las posibilidades de mejoramiento de la gestión municipal. El tener un PAI y haber firmado Convenios PAI, le permiten al Gobierno Municipal tener acceso a recursos de transferencia del Fondo Productivo y Social (FPS) y créditos del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) para financiar proyectos de asistencia técnica, identificados por el propio municipio, que sirvan para mejorar sus capacidades institucionales y financieras, además de poder financiar inversiones de competencia municipal.

5.11 En este contexto el PAI es un instrumento que permite al Gobierno Municipal:

- analizar su situación institucional financiera y determinar estrategias y acciones de mejoramiento,
- conocer su realidad y con base en ésta definir las actividades necesarias que apoyen a mejorar su organización administrativa, gestión financiera, administración tributaria y prestación de servicios,
- prevenir problemas administrativos y mantener finanzas estables y niveles sostenibles de endeudamiento,
- desde el punto de vista de la sociedad, el PAI pretende ser un mecanismo de transparencia, difundiendo información de todos los gobiernos municipales y de los compromisos que ellos tienen con la población y con entidades financieras, para que se puedan tomar decisiones de cambio en las políticas y sirva para que los países e instituciones amigos de Bolivia, puedan tener datos oportunos para brindar un apoyo “focalizado”.

5.12 Los indicadores del PAI alcanzan 4 áreas de la gestión municipal: administración financiera, organización institucional, gestión tributaria y gestión de servicios básicos municipales:

- Administración financiera, donde se analizan los indicadores de endeudamiento actual, capacidad de endeudamiento, riesgo municipal, cumplimiento de gasto, relación entre recursos propios y coparticipación tributaria, características de la inversión municipal y programación del flujo de caja.
- En el ámbito de la organización institucional se analizan los indicadores de grado de organización, cantidad de recursos humanos, relación entre funcionarios y habitantes del municipio, capacidad de administración de compra de bienes y contratación de servicios.
- En gestión tributaria se analizan el indicador de carga tributaria “per capita”.
- En gestión de servicios públicos municipales referidos a agua potable, alcantarillado, aseo urbano, mercados, mataderos, cementerios y terminales terrestres se analizan indicadores de cobertura del servicio, calidad del servicio, establecimiento de tarifas y tasas, capacidad de cobro y las perspectivas.

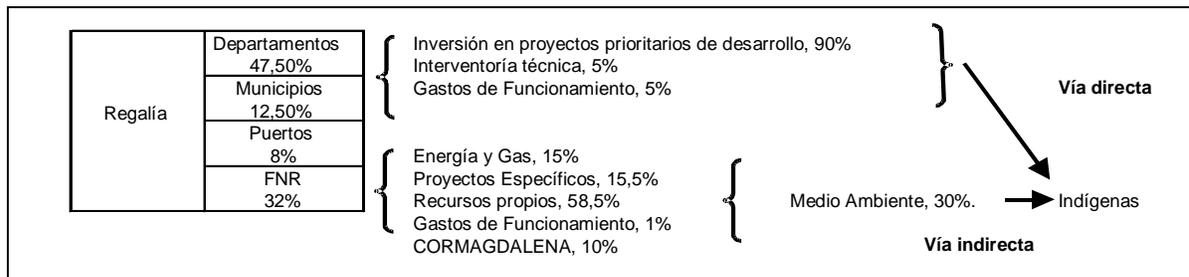
5.13 En el reciente debate en Bolivia sobre el desarrollo de la industria del gas natural se ha demostrado el desconocimiento que tiene la población sobre los montos distribuidos de la Renta Petrolera y de su posible incremento con proyectos de exportación de gas natural. De hecho, el referéndum y la nueva ley sectorial consideran el tema de la administración y utilización de los recursos petroleros como un tema central.

En realidad, no sólo en Bolivia sino en términos generales a nivel continental, no es posible hablar de un proyecto petrolero sin que la población no haya sido lo suficientemente informada sobre los alcances del proyecto y sobretodo de los beneficios que va a recibir. Para lograr este objetivo se tienen que mejorar los mecanismos de información, introducir conceptos de transparencia, y optimizar la comunicación a la población.

Colombia

5.14 La normatividad de las regalías determina la forma en que deben ser invertidas por las diferentes entidades territoriales beneficiadas, teniendo en cuenta que la mayoría de recursos deberán ser utilizados para inversión en proyectos prioritarios contemplados en el Plan General de Desarrollo del Departamento o en los Planes de Desarrollo de los Municipios. En el gráfico que se muestra a continuación puede apreciarse la distribución adoptada.

Figura 5.1: Colombia—distribución de regalías



Fuente: Informe Consultoría Colombia (2003). Elaboración Propia.

5.15 A continuación, analizamos la distribución entre los diferentes entes participantes, de acuerdo al caso general en el que la producción de un municipio o distrito se encuentra en el rango de 20 000 a 50 000 barriles/día, que estimamos es un promedio válido para el caso colombiano.

5.16 Departamentos productores. Según el artículo 14 de la Ley 141 de 1994, los recursos de regalías y compensaciones monetarias distribuidos a los departamentos productores, tendrán el siguiente destino:

- El 90% a inversión en proyectos prioritarios, de los cuales, no menos del 50% deben estar contemplados en los planes de desarrollo de los municipios del mismo departamento que no reciban regalías directas. Más del 15% no podrá destinarse a un mismo municipio. En cualquier caso, tendrán prioridad aquellos proyectos que beneficien a dos o más municipios;
- El cinco por ciento (5%), para la interventoría técnica de los proyectos que se ejecuten con estos recursos, y
- El cinco por ciento (5%), para gastos de funcionamiento u operación.

**Cuadro 5.4: Colombia—Destinación de los Recursos de Regalías—
Ley 756 Artículo 13**

	<i>Departamento</i>	<i>Municipios</i>
90% Inversión en proyectos prioritarios del plan de desarrollo	45% Salud, educación, agua potable y alcantarillado para no receptores de regalías. (Máximo un 15% en un solo municipio)	75% Saneamiento ambiental, salud, educación, agua potable, alcantarillado, y demás servicios públicos básicos
	+15% hasta alcanzar las coberturas mínimas	Otros proyectos del plan de desarrollo municipal
	Inversiones en infraestructura social según plan de desarrollo: vías, parques, polideportivos, casa cultura	
5%	Interventoría Técnica	
5%	Gastos Funcionamiento u operación	

5.17 *Municipios productores.* Según artículo 15 de la Ley 141 de 1994, los recursos de regalías y compensaciones monetarias distribuidos a los departamentos productores, tendrán la siguiente destinación:

- El 90% para su inversión en proyectos de desarrollo municipal contenidos en el plan de desarrollo, con prioridad para aquellos dirigidos al saneamiento ambiental y para los destinados a la construcción y ampliación de la estructura de servicios de salud, educación, electricidad, agua potable, alcantarillado y demás servicios públicos básicos.
- El 5% para la interventoría técnica de los proyectos que se ejecuten con estos recursos, y
- El 5% para gastos de funcionamiento u operación; y de este porcentaje el 50%, y solo cuando estos recursos no provengan de proyectos de hidrocarburos, para sufragar costos de manejo y administración que tengan las entidades de orden nacional a cuyo cargo esté la función de recaudo y distribución de regalías y compensaciones.

5.18 Mientras las entidades municipales no alcancen coberturas mínimas en los sectores señalados, asignarán por lo menos el setenta y cinco por ciento (75%) del total de sus participaciones para estos propósitos. En el presupuesto anual se separarán claramente los recursos provenientes de las regalías que se destinen para los anteriores fines.

5.19 *Puertos en las Regiones Productoras.* Los puertos marítimos y fluviales por los cuales se transportan los hidrocarburos reciben el 8% del total de regalías recaudadas. La Ley 756 del 2002 dice lo siguiente:

Regalías Marítimas. Las regalías y compensaciones causadas por el transporte de recursos naturales o renovables o de sus derivados, por los municipios puertos marítimos en los departamentos de Córdova y Sucre¹ serán distribuidos dentro de la siguiente área de influencia, así:

- Para los municipios del Departamento de Sucre 50%
- Para los municipios del Departamento de Córdoba 50%

La totalidad de estos recursos deberán ser invertidos por las entidades territoriales beneficiadas en los términos del artículo 15 de la Ley 141 de 1994.

Regalías fluviales. Para efectos de la distribución de la participación que por regalías y compensaciones le corresponden a cada uno de los municipios fluviales por el embarque de los recursos naturales no renovables y sus derivados, la Comisión, dentro del año siguiente a la promulgación de la presente Ley, determinará su distribución teniendo en cuenta los criterios siguientes:

- Volúmenes transportados.
- Impacto ambiental.
- Necesidades básicas insatisfechas.
- Zona de influencia.

5.20 *Fondo Nacional de Regalías (FNR), 32%.* Los recursos del FNR son redistribuidos hacia los siguientes destinos:

- El 15% para Proyectos de Energización y Gas,
- El 15,5% para Proyectos Específicos (presentados por las entidades territoriales). (ver en página 111 como se redistribuye dicho 15,5%),
- El 58,5% para Recursos Propios para Proyectos,
- El 1% para gastos de funcionamiento, y
- El 10% para la Corporación del Río Grande de la Magdalena, “CORMAGDALENA”.

5.21 Los recursos recibidos por el FNR deben ser redistribuidos a proyectos del sector energía y gas (15%); proyectos específicos (15,5%); y/o usados como recursos propios para proyectos prioritarios (58,5%). Es decir, los recursos deben ser destinados a la promoción de la minería, preservación del ambiente y financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las diferentes entidades territoriales.

5.22 De acuerdo con la ley de regalías y con el fin de asegurar una distribución equitativa de los recursos, los criterios que la Comisión Nacional de Regalías tendrá en cuenta para la asignación de los mismos, además de aquellos que fijan una destinación específica, son:

- Equilibrio regional con base en el índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI);
- desarrollo armónico del país y de las distintas regiones;
- impacto ambiental, social y económico de los proyectos;
- efectos causados a la entidad territorial como consecuencia de las actividades de exploración, transporte, manejo y embarque de los recursos naturales;
- financiación de los planes de desarrollo regionales; y
- densidad poblacional.

5.23 Renta Petrolera recibida directamente por las comunidades indígenas. En Colombia, de acuerdo con la ley vigente, las comunidades indígenas pueden acceder a los recursos de la Renta Petrolera de manera directa e indirecta.

De manera directa. El Artículo 11°. Ley 756 de 2002 señala que : Cuando en un resguardo indígena o en un punto ubicado a no más de cinco (5) kilómetros de la zona del resguardo indígena, se exploten recursos naturales no renovables, el cinco por ciento (5%) del valor de las regalías correspondientes al departamento por esa explotación, y el veinte por ciento (20%) de los correspondientes al municipio, se asignarán a inversión en las zonas donde estén asentados las comunidades indígenas y se utilizarán en los términos establecidos en el artículo 15 de la Ley 141 de 1994. En este Artículo es importante mencionar que es indispensable que los indígenas se constituyan en entidades territoriales para poder acceder a los recursos de la participación en regalías directas y en los del Fondo Nacional de Regalías.

De manera indirecta. A través del destino que haga el Fondo Nacional de Regalías para Saneamiento Ambiental. En efecto la ley determina que las dos terceras partes (2/3) de los recursos asignados a la preservación del ambiente tendrán la siguiente destinación: “No menos del veinte por ciento (20%) se canalizarán hacia la financiación del saneamiento ambiental en la Amazonía, Chocó, Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la Ciénaga Grande de Santa Marta, la Laguna de Sauso en el Valle del Cauca, el embalse del Guájaro en el Atlántico, el Parque Nacional Tayrona, la Laguna de Tota y la Ciénaga de Sapayá, y el saneamiento ambiental y el desarrollo sostenible de tierras de resguardos indígenas ubicadas en zonas de especial significación ambiental.”

5.24 Adicionalmente, la Ley 334 de 1996 que modificó parcialmente la Ley 141 de 1994, con respecto al tema de los indígenas, da la posibilidad a los resguardos indígenas de presentar proyectos ante la Comisión Nacional de Regalías.

Metodologías para realizar un análisis de impacto de la distribución de las regalías

525 Hemos tratado de establecer cuál ha sido el uso de los recursos provenientes de las regalías. Al hacer la búsqueda de la información, hemos encontrado información proveniente del Departamento Nacional de Planeación de Colombia, referida al Fondo Nacional de Regalías que, como hemos visto, recibe el 32% del monto total de las regalías. No hemos encontrado información suficientemente detallada del uso de los fondos de regalías que van directamente a los departamentos productores, a los municipios productores y a los puertos.

5.26 Se han revisado tres estudios sobre impacto de la distribución:

1. El primero es un documento de trabajo de la Dirección de Desarrollo Territorial del Departamento Nacional de Planeación de Colombia¹⁶. En dicho trabajo se realiza un análisis comparativo de la distribución de los recursos del FNR entre 1998 y 2000, lo que permite caracterizar los progresos en equidad en cuanto a su asignación. Para realizar la comparación los autores utilizaron tres criterios de evaluación: (a) el índice de desarrollo municipal; (b) el índice de desarrollo departamental; y (c) el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI).

Para analizar la equidad en la distribución de los recursos del FNR durante el período en estudio, los autores utilizan la Curva de Lorenz, la cual muestra el porcentaje acumulado de algún grupo de unidades (por ejemplo, empresas o familias) y el porcentaje acumulado del monto total de alguna variable (por ejemplo, empleo o ingreso) con que cuentan dichas unidades.

Los resultados de este trabajo señalan: (i) la distribución de los recursos del FNR en 1998 no fue equitativa entre los diferentes grupos de municipios del país según sus niveles de pobreza medidos con el índice de NBI¹⁷; (ii) en 1999 la situación fue diferente ya que se evidenció un progreso en la distribución de los recursos, beneficiándose mayormente a los municipios más pobres¹⁸; y, (iii) en el 2000, la distribución municipal de los recursos fue progresiva¹⁹.

¹⁶ Ver Colombia, Departamento Nacional de Planeación (2000).

¹⁷ En efecto, los autores encontraron que el 10% de los municipios con menores niveles de pobreza recibió cerca del 30% de los recursos, mientras que el 10% de los municipios con mayores niveles de pobreza recibió aproximadamente el 10% de los recursos.

¹⁸ Al respecto, los autores encontraron que el 10% de los municipios más pobres recibió el 14% de los recursos. El 30% de los municipios más pobres recibió el 33% de los recursos del FNR. El 50% de los municipios con mayores niveles de pobreza recibieron el 48% de los recursos. En tanto que el 10% de los municipios menos pobres recibió cerca del 16% de los recursos del FNR.

¹⁹ Los autores encontraron que el 20% de los municipios más pobres recibió el 27% del total de los recursos; así mismo, observaron que el 40% de los municipios más pobres recibieron el 42% del total de los

2. El segundo trabajo corresponde a Lozano (1998)¹⁸ que desarrolla un modelo estático de escogencia pública local, mediante el cual evalúa los determinantes del gasto público de los municipios colombianos y evalúa el impacto de las transferencias (las cuales podrían ser las regalías, por ejemplo) en los municipios de Colombia.

La hipótesis del autor es que las transferencias no condicionadas son las que tienen los mayores efectos sobre el bienestar de una comunidad, ya que para el caso de bienes normales, la ayuda de libre destinación que reciben los municipios se puede traducir en mayor consumo de bienes tanto públicos como privados.

No obstante, si el objetivo de quien transfiere es fomentar el consumo de ciertos bienes públicos básicos, como el agua potable o los servicios de salud y educación, en ese caso las transferencias condicionadas equivalentes son las más eficaces en la medida en que dan un mayor estímulo a su consumo al hacer estos bienes relativamente más baratos.

3. El tercer trabajo corresponde a Fedesarrollo (2001). Los autores realizan una evaluación del impacto social y económico derivado de la exploración y desarrollo petrolero en el departamento del Casanare entre los años 1985 y 2000. El trabajo comprende un resumen de la evaluación de las principales variables económicas en el departamento: producción agregada, indicadores sociales y demográficos, empleos, salarios, vivienda y servicios públicos. Estos indicadores son comparados con aquellos correspondientes a los departamentos y municipalidades similares en tamaño y desarrollo económico antes del “boom” petrolero. Se da un particular énfasis a los efectos de las regalías sobre el tamaño y la estructura del presupuesto municipal y departamental.

Metodológicamente, el trabajo emplea la Encuesta Social de Fedesarrollo para establecer el impacto socio económico de la inversión y los proyectos y, de esta manera, examinar la evolución de las condiciones de vida en la municipalidad o región.

Sus principales conclusiones apuntan a que en Colombia la actividad del sector petrolero tiene un impacto positivo en la actividad económica, mejorando los indicadores sociales y las finanzas de los departamentos y municipalidades productoras. Estos resultados, sin embargo, deben tener en cuenta que este estudio encontró algunos impactos negativos, y que existe evidencia de otros estudios que cuestionan el manejo de las regalías en las municipalidades. En particular debe juzgarse si la tendencia a una mayor repartición es sostenible desde la perspectiva de la economía general del país. Así mismo, también existen otros aspectos negativos como el deterioro del orden público debido a la presencia de grupos armados y su presión contra la actividad pública y privada.

Ecuador

5.27 La administración de los recursos del Sector Petrolero desde sus inicios en los años 70's ha sido objeto de un “manejo” inadecuado y político, convirtiendo la recaudación y asignación de recursos en un verdadero laberinto a medida del paso de los

recursos distribuidos. Sin embargo, el 20% correspondiente a los municipios menos pobres recibió cerca del 30% de los recursos.

años. El Gobierno ha encontrado en los ingresos petroleros una fuente inagotable de recursos para satisfacer necesidades fiscales de cualquier índole. Adicionalmente, la estimación de los ingresos para el presupuesto del Estado ha considerado algunos años altos precios del petróleo²⁰, acomodando el total de egresos a ese estimado. Esta situación implica un alto riesgo en épocas de precios bajos por los déficit fiscales que se producen y, al mismo tiempo, no ha permitido un manejo racional de los crecientes gastos públicos.

5.28 La administración de estos recursos se ha ido complicando día a día ya los partícipes de la Renta Petrolera se han multiplicado sin existir un patrón de distribución estándar. La matriz constante de la distribución que se presenta en el cuadro 5.11 muestra las formas de participación de la Renta Petrolera por concepto de ingresos con que cuentan los diferentes partícipes. Partiendo de una tal distribución es muy difícil hacer una evaluación del uso que las rentas han tenido.

5.29 Adicionalmente, en el caso de Ecuador es importante conceptuar que una parte importante de la Renta se va en subsidios a los derivados del petróleo, que han sido poco transparentes. Con el incremento reciente de los precios del petróleo y de sus derivados, el efecto neto de los impuestos pagados por los consumidores y de los subsidios implícitos que rigen actualmente la venta de combustibles tiene un costo fiscal estimado durante los años de este estudio en más de US\$ 300 millones/año²¹. En esta cifra se suman el subsidio generalizado al GLP, como aquellos menores al diesel y al “fuel oil”. Los únicos productos con los que efectivamente se están recaudando impuestos son las gasolinas”.

5.30 **El uso de los recursos en forma descentralizada** - Casi el íntegro de la producción en Ecuador proviene de la región Amazónica. Para fomentar el desarrollo en esta región se ha creado el ECORAE, cuya ley en su artículo 4to establece que los organismos seccionales destinarán no menos del 80% de los recursos asignados al financiamiento de proyectos de vialidad y saneamiento ambiental en sus respectivas jurisdicciones; y, especialmente, para los contemplados en el Plan Maestro de Ecodesarrollo en la Región Amazónica.

Cuadro 5.5: El ECORAE

“El ECORAE nació como una iniciativa de los propios pobladores buscando generar un espacio de participación de todos los actores en la definición de políticas y de estrategias que posibiliten el desarrollo integral de la Región, priorizando las necesidades de crecimiento y la solución técnica a los problemas más agobiantes, como una fórmula para superar los intereses locales o particulares.

²⁰El precio que se utiliza en el presupuesto del Estado corresponde al crudo Oriente, que es el precio del WTI menos un diferencial por calidad.

²¹ Desde hace un año, los subsidios han comenzado a ser explícitamente calculados. Su monto para el 2004, año con precios excepcionalmente altos supera los US\$ 550 millones.

Sin embargo, este objetivo se vio notablemente disminuido debido a la dispersión de los propios actores, al dimensionamiento político de corto plazo, a la ausencia de implantación de las metas propuestas; transformando al ECORAE en un espacio de gestión inmediatista, plasmada en cientos de pequeños proyectos.

Recuperar una visión integradora e integral de las seis provincias orientales, de sus 550.000 pobladores, para enfrentar y resolver los problemas económicos, sociales, político-institucionales, ambientales y culturales, solo puede ser el resultado de un compromiso que compete a todo el país. De un cambio de actitud del Estado y de las compañías petroleras, pero, sobre todo, del consenso de las decisiones que adopten los propios actores amazónicos.

De allí que, el ECORAE, para cumplir con su misión, ha considerado que es necesario fortalecer y adecuar su funcionamiento a las actuales y nuevas exigencias que enfrenta el reto de desarrollo de la Región Amazónica”.

Fuente: Portal Internet de ECORAE, www.ecorae.org

5.31 Otros mecanismos sociales descentralizados - Además de los rubros mencionados anteriormente existen otros que se destinan a gobiernos locales, aunque no se dispone de información que permita realizar un análisis. Estos son:

- Rentas Sustitutivas para Napo, Esmeraldas y Sucumbios—La Ley 40 establece que estas rentas “servirán para el desarrollo sustentable y preservación ecológica a fin de mantener la biodiversidad en las provincias amazónicas y que adoptará políticas que compensen su menor desarrollo y consolidar la soberanía nacional”. No disponemos de más información al respecto.
- Ley de Fondos de Desarrollo de las Provincias Orientales—La Ley 122 establece que “las rentas que estos organismos seccionales obtengan por la aplicación de la presente ley se destinarán exclusivamente a obras de infraestructura urbana y rural”. No disponemos de más información al respecto.

5.32 *Fondo de Estabilización Petrolera* - A partir del año 1999 se creó la obligación de que los ingresos petroleros no previstos o superiores a los inicialmente contemplados en el Presupuesto del Estado, aprobado por el Congreso Nacional, constituyan el Fondo de Estabilización Petrolera. Si bien la mayor parte de los fondos se destinan al FEIREP y proyectos de inversión manejados por el gobierno central (construcción de la vía troncal amazónica), también se asignan montos para inversión integral en algunas provincias.

5.33 La asignación de recursos del Fondo de Estabilización Petrolera es la siguiente:

- 45% al Fondo de Estabilización, Inversión social y productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP)

- 35% para financiar la construcción de la vía Troncal Amazónica
- 10% para financiar proyectos de desarrollo integral en las provincias de Esmeraldas, Loja, Carchi, El Oro y Galápagos. De este porcentaje, el 30% al Fondo de Inversión Social de Emergencia (FISE)
- 10% para la Policía Nacional por un período de 5 años. Siendo obligatoria la inversión de al menos 50% en la región Amazónica.

5.34 *Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP)* En junio de 2002 se creó el FEIREP, cuya administración estará a cargo de un operador fiduciario de mercados internacionales. Los principales recursos que alimentan a este fondo son:

- Los ingresos del Estado provenientes del petróleo crudo transportado por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) que no se deriven de la menor utilización del SOTE de petróleos livianos.
- Superávits Presupuestarios del Gobierno Central
- 45% de lo recaudado en el Fondo de Estabilización Petrolera

5.35 Por otro lado, los destinos de los recursos del FEIREP son:

- 70% para recompra de deuda pública externa a valor de mercado y para la cancelación de la deuda con el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS).
- 20% para estabilizar los ingresos petroleros hasta alcanzar el 2,5% del PIB y para atender emergencias legalmente declaradas.
- 10% para promover el desarrollo humano. a través de educación y salud.

5.36 El gobierno actual ha logrado establecer la definición de los recursos petroleros que deben alimentar al FEIREP, determinando que toda la participación de petróleo que corresponde al Estado menor a 23° API servirá para el fondo, independiente del sistema de transporte que se utilice. En el siguiente cuadro se muestra la producción estimada de las compañías que producen petróleo de menos de 23° API para el presente año y su contribución correspondiente al FEIREP.

5.37 El cuadro 5.6 and 5.7 a continuación resume estimaciones de ingresos realizadas para el FEP y FEIREP, para el período 2004 - 2007, bajo dos escenarios, el primero que considera una baja en la producción de PETROECUADOR e inversiones moderadas de las compañías privadas, y el segundo que no considera una reducción en la producción actual de PETROECUADOR y una mayor inversión de las empresas. El OCP comenzó su funcionamiento a partir de noviembre del 2003 por lo que las cifras para este año deben corresponder a los resultados registrados en el corto tiempo de operación. La proyección de los precios es bastante conservadora: US\$ 20 el barril de Crudo Napo y US\$ 24 el barril de Crudo Oriente.

Cuadro 5.6: Ecuador—FEIREP La Proyección de las contribuciones de las compañías

<i>Compañías</i>	<i>Areas</i>	<i>Calidad</i>	<i>Producción</i>	<i>%</i>	<i>Precio Part est.</i>		
		<i>0° API</i>	<i>BL/DÍA</i>	<i>part</i>	<i>\$/bbl</i>	<i>Mbbl</i>	<i>MM\$/año</i>
PERENCO	Bloque 21	17,5	19.827	16,62	20	1.203	21,0
PERENCO	Bloque 7	21,5	4.000	19,22	20	281	4,9
ENCANECUADOR	Bloque 14	18,9	4.000	12,50	20	183	3,2
ENCANECUADOR	Bloque 17	18,4	4.000	12,50	20	183	3,2
OCCIDENTAL	Bloque 15	18,8	28.156	16,85	20	1.732	30,3
OCCIDENTAL	Limoncocha	22,4	5.304	58,80	20	1.138	19,9
OCCIDENTAL	Eden Yuturi	20,8	50.000	21,55	20	3.933	68,8
REPSOL	Bloque 16	15,0	70.000	23,49	20	6.002	105,0
REPSOL	Bogui Capiron	18,3	6.376	14,73	20	343	6,0
AEC	Tarapoa	22,3	59.045	30,21	20	6.511	113,9
TOTAL						21.506	376

5.38 Del total de los aportes al fisco, el Estado por concepto de Fondo de Estabilización Petrolera, durante el año 2003, debería haber recibido al menos el monto de US\$ 253 millones, calculado por los ingresos extras obtenidos con el diferencial de precio del petróleo entre los altos precios observados en el año y los precios de US\$ 24 y US\$ 18 por barril para los Crudos Oriente y Napo respectivamente, que fueron establecido en el Presupuesto del Estado. En la realidad sabemos que el Estado no acumuló por concepto de Fondo de Estabilización petrolera durante este año 2003, sino que procedió a liquidar los déficits existentes del Fondo desde 1999.

5.39 Es importante remarcar que si bien legalmente el FEIREP se debe capitalizar con todos los ingresos del Estado provenientes del petróleo crudo transportado por el OCP que no se deriven de la menor utilización del SOTE22, la discusión sobre si debe o no transportarse el crudo de propiedad del Estado por el OCP, ha sido resuelta en el sentido que toda la participación estatal de crudos menores a 23° alimenta el FEIREP. Es indudable que, así calculado, éste fondo guarda una correlación directa con los niveles de producción de las compañías privadas.

5.40 Considerando que el 45% del FEP se destina al FEIREP y que en conjunto el 70% del FEIREP se destinará a reducción de deuda externa, el Estado con esta nueva forma de cálculo lograría acumular, para deuda externa, en el año 2004, al menos US\$ 350 millones. Si se compara esta cifra con el nivel de endeudamiento externo del país que a valor de mercado es alrededor de US\$ 4 500 millones, se lograría reducir un 8 % la deuda, y en todo el período hasta el año 2007 se lograría una reducción del 45 %. Sin lugar a dudas, de persistir precios elevados del petróleo en el mercado internacional, los fondos a acumularse en el FEIREP tendrán un impacto sumamente importante.

²² Para el cálculo de los ingresos del FEIREP, se considera el incremento de la participación del Estado sobre la producción de las compañías a Agosto 2003 (155 000 BPD), deduciéndose los costos de transporte y el impuesto al ECORAE.

Cuadro 5.7: Capitalización del FEP y el FEIREP

	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
Producción nacional (bbl/día)						
Escenario 1	396 636	514 239	501 318	508 058	517 058	
Escenario 2	396 636	530 527	554 132	584 028	588 028	
Precio Crudo Oriente (\$/bbl)	24	24,00	24,00	24,00	24,00	
Precio Crudo Napo (\$/bbl)		20,00	20,00	20,00	20,00	
Participación estatal menor a 23° (bbl/día)						
Escenario 1		58 921	59 459	59 867	61 087	
Escenario 2		58 921	62 187	63 187	63 737	
FEP (Millones \$)						
Escenario 1	0	271	240	246	255	1 012
Escenario 2	0	307	325	372	373	1 377
CALCULO FEIREP (Millones \$)						
Escenario 1(*)	n-d	376,4	379,8	382,4	390,2	1 528,7
Escenario 2(*)	n-d	376,4	397,2	403,6	407,1	1 584,3
Total FEIREP(**)						
Escenario 1		498,5	487,7	493,3	504,7	1 984,2
Escenario 2		514,6	543,6	570,9	575,0	2 204,0
(*) De acuerdo al nuevo reglamento se considera toda la participación estatal de crudo menor a 23° API						
(**) El total capitalizado por el FEIREP es igual a la participación estatal de las Cias. productoras de petróleo menor a 23° API y el 45% del FEP.						

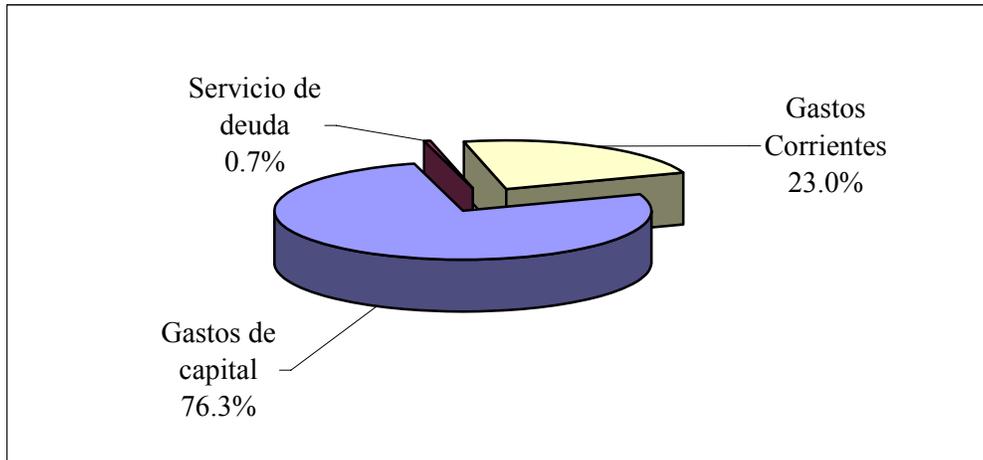
Perú

5.41 El análisis sobre la utilización del Canon y Sobrecanon está restringido por la falta de información sobre gobiernos locales, al no existir un registro controlado y sistemático de dicha información. De acuerdo a la normatividad presupuestal, recién a partir del 2003 se incorporan al Presupuesto Público Nacional dichas instituciones, con lo cual se podrá tener un registro sistemático de los mismos.

5.42 En el año 2002, Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y la provincia de Puerto Inca (en la región Huánuco) recibieron más del 50% del Canon y Sobrecanon.. En los últimos cuatro años se observa una tendencia, los recursos se han utilizado mayoritariamente para financiar gastos de capital en estos departamentos productores de hidrocarburos. Se destinaron en conjunto el 76,3% de dichos recursos para financiar gastos de capital, 23,0% para gastos corrientes y 0,7% para servicio de deuda. En los últimos años se observa una tendencia positiva hacia una mayor utilización de los recursos provenientes del Canon y Sobrecanon en la financiación de gastos de capital; así en 1998 el porcentaje destinado a este fin fue del 66,4% frente a 76,3% en el 2002

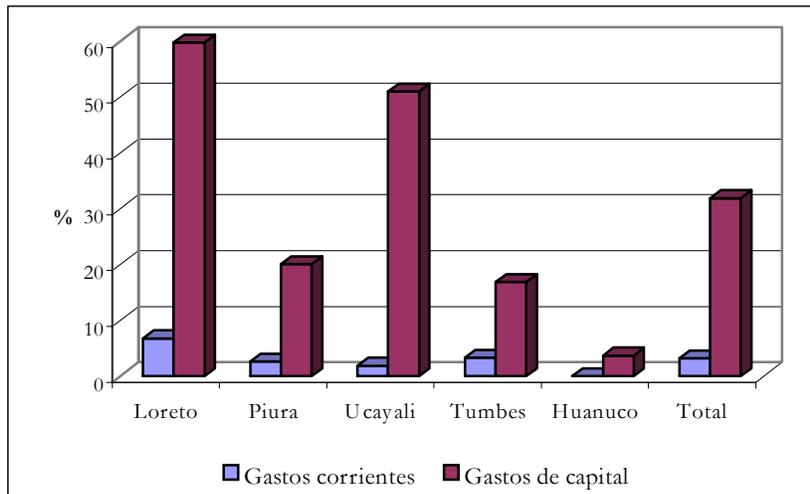
5.43 En lo que respecta a la importancia del Canon y Sobrecanon en el financiamiento del gasto total de dichos departamentos, estos recursos representan el 10,5% de dicho gasto en el 2002; este nivel se ha mantenido relativamente estable en los últimos 3 años. En lo que se refiere a cada departamento, dicha participación varió entre un máximo de 20,9% en Loreto y un mínimo de 0,8% en Huanuco.

Figura 5.2: Distribución del Canon y Sobrecanon por tipo de gasto



Fuente: Informe Consultor Perú (2003)

Figura 5.3: Participación del Canon y del Sobrecanon en el financiamiento departamental



Fuente: Informe Consultor Perú (2003)

5.44 En lo que se refiere a la participación del Canon y Sobrecanon en el financiamiento de cada tipo de gasto, se observa una mayor participación en el financiamiento del gasto de capital, con una participación de 59,8% en Loreto y un

mínimo de 3,8% en Huanuco. En el caso del gasto corriente, la participación fluctúa entre 6,9% para Loreto y 0,0% para Huanuco.

5.45 En lo que se refiere a la utilización del Canon y Sobrecanon por tipo de obra, el Ministerio de la Presidencia proporcionó la siguiente información:

Cuadro 5.8: Destino de los Fondos del Canon y Sobrecanon

(US\$ millones)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Construcción Carreteras	14,51	0,59	26,65	12,72	19,90	11,88
Construcción Colegios	11,54	13,64	11,06	6,52	4,96	5,83
Electrificación	1,58	4,18	1,90	0,42	0,57	1,49
Atención a la Salud	6,24	4,87	3,82	1,87	2,94	5,28
Atención Social	3,04	2,85	5,30	12,43	2,77	6,38
Agricultura	6,09	2,14	0,58	0,76	1,10	1,63
Otros	7,69	6,23	5,27	4,40	6,57	14,84
Social	50,68	34,49	54,59	39,11	38,82	47,34

Fuente; Ministerio de la Presidencia (desactivado en el 2002)

5.46 *Estudio del Caso de las Regiones Piura y Tumbes.* Existe un informe del PNUD titulado “El Canon como Fuente de Financiamiento para el Desarrollo regional y local”, Cuadernos PNUD, Serie Desarrollo Humano, No. 1, abril del 2002. En ese trabajo se analiza de manera detallada el uso del Canon y Sobrecanon en 2 de las 4 Regiones del Perú que reciben Canon y Sobrecanon respectivamente: Piura y Tumbes.

5.47 El estudio permite establecer que en el Perú el uso del Canon tiene una contabilidad separada, lo que permite identificar los gastos e inversiones a los que se destina. Cabe señalar que, en muchos casos, el Canon y Sobrecanon cofinancian los gastos e inversiones. El estudio plantea críticas a la forma en que se ha venido utilizando el Canon Petrolero. Las conclusiones generales sobre el uso del Canon en Piura del informe mencionado son las siguientes:

- Un alto porcentaje del Canon se usa para financiar el rubro gastos administrativos. En el período analizado se usó el Canon para financiar el 35% de estos gastos en el Consejo Transitorio de Administración Regional (CTAR, hoy Gobierno Regional).
- Un alto porcentaje del Canon se usa para financiar el rubro gastos corrientes. En el período analizado se usó Canon para financiar el 81% de estos gastos en el CTAR.
- Respecto a los gastos de capital en el CTAR, se observa que en el período analizado que éstos son financiados por Canon Petrolero en un 40%.
- Se constata en el CTAR la tendencia preferente de usar el Canon Petrolero en la financiación de los gastos corrientes, rubro que involucra a los gastos administrativos, gastos generales y otros gastos no productivos. En el período analizado, el Canon representa un 15% promedio del presupuesto

total de inversión de la Municipalidad Provincial, que tiene sus propias fuentes tributarias.

- El uso del Canon es discrecional en la Municipalidad Provincial. Mientras entre 1996 a 1998 se ejecutó el 100% del Canon destinado a inversión, a partir de 1999 y 2000 la ejecución bajó a 35% y 71% respectivamente, por lo que existen saldos por ejecutar en estos años. Es de señalar que en 1997 se destinó el 42,6% del Canon para amortizar deuda por inversión.
- En el CTAR y en la municipalidad, las inversiones efectuadas con el Canon corresponden a inversiones generales y constantes de las obras regionales y municipales, sin un sentido específico que permita relacionarlas con su fuente de origen como compensación que debe transformarse en activos para proyectos estratégicos de desarrollo.
- En el CTAR el Canon ha reemplazado a las transferencias del Gobierno Central para inversiones, lo que va en contra del sentido originario del Canon, que decía expresamente que en ningún caso podía ser usado para suplir dichas transferencias.

Criterios de equidad para la distribución de las participaciones.

5.48 Es importante analizar la metodología para saber si esta Renta se distribuye entre las dependencias territoriales beneficiarias con criterios de equidad. Es decir, si se tiene en cuenta diferentes parámetros, tales como: PBI, pobreza, población, dotación de recursos naturales y ambiente.

5.49 *En Bolivia*, el monto de la participación proveniente de las regalías se utiliza de acuerdo a los siguientes criterios:

- la política de coparticipación de ingresos nacionales (Ley de Participación Popular, Ley de Descentralización Administrativa y Ley de Municipios) con el objeto de corregir desequilibrios verticales entre los niveles de Gobierno, y
- la Política Nacional Compensatoria a través del Directorio Único de Fondos (DUF) en la coordinación de los Fondos de Inversión y Desarrollo (Fondo Nacional de Inversión Productiva y Social (FPS), Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) y Fondo HIPC II basado en el programa de alivio de la deuda externa).

5.50 El criterio de equidad para distribuir los fondos a cada uno de los municipios no nos queda claro a partir del análisis de la información disponible. No sabemos si se toman en cuenta criterios de densidad de población, de NBI ú otros.

5.51 En Colombia, la Ley 756 establece el destino de los fondos que se transfieren a los departamentos, municipios y puertos productores, así como aquellos que se destinan al Fondo Nacional de Regalías. En el caso de los departamentos productores, el Art. 13 de la Ley 756 establece: “Mientras las entidades departamentales no alcancen

coberturas mínimas en indicadores de mortalidad infantil, cobertura básica de salud y educación, agua potable y alcantarillado la entidad departamental correspondiente deberá asignar no menos del sesenta por ciento (60%) del total de sus regalías para estos propósitos. En el presupuesto anual se separarán claramente los recursos provenientes de las regalías que se destinen a los sectores aquí señalados”.

5.52 Disposiciones similares se establecen para los municipios y los puertos productores, así como para el Fondo Nacional de Regalías. Por lo tanto, sí existen criterios de equidad.

5.53 Ecuador, cada una de las instituciones a las que se destina un monto de la Renta Petrolera tiene un criterio establecido por la ley de su creación. Con la información disponible, no es posible establecer los criterios de equidad (si es que existen) en el ECORAE, las “Rentas Sustitutivas para Napo, Esmeraldas y Sucumbios”; las de “Exportación de Derivados”, las de “Apoyo a Comunidades” y las provenientes del “OCP – Apoyo Comunitario”.

5.54 Al igual que en Bolivia, “el criterio de equidad para distribuir los fondos a cada uno de los municipios no nos queda claro a partir del análisis de la información disponible. No sabemos si se toman en cuenta criterios de densidad de población, de PBI ú otros”.

5.55 En Perú, la repartición del Canon y SobreCanon Petroleros se realiza a los gobiernos regionales, municipalidades y universidades, e institutos de investigación, estableciéndose criterios para su uso. Al respecto, existe una contabilidad específica por separado que desagrega los proyectos en que son usados estos fondos.

5.56 Hasta hace poco, la magnitud de los fondos a distribuirse se realizaba de acuerdo al criterio de densidad de población, lo que ha perjudicado, en muchos casos, a zonas pobres si bien con escasa población, fundamentalmente a las zonas productoras de hidrocarburos, puesto que usualmente son zonas rurales con amplios territorios y escasa población.

5.57 Actualmente, se han establecido nuevos criterios para la distribución del Canon del gas natural, que podrían aplicarse al Canon y SobreCanon Petrolero, pero que cuenta con la oposición de las poblaciones que ya vienen recibiendo participación por éste concepto en razón de que a lo largo de la historia, cuando han ocurrido modificaciones en la aplicación del Canon o SobreCanon estas poblaciones consideran que han sido para perjudicarlas. Estos criterios son:

- Asignación específica para la provincia donde se encuentra el recurso, con lo cual se beneficia de manera directa la zona poseedora del recurso.
- Distribución de la parte que corresponde al resto de provincias del departamento en donde se encuentra el recurso en función de indicadores de pobreza, satisfacción de necesidades básicas y densidad poblacional; superando el concepto original que solo consideraba la densidad poblacional; con lo que, usualmente, se perjudicaba a la zona poseedora

del recurso la que mayormente es una zona rural con un número reducido de población”.

Interpretación del Convenio 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes y participación de los Pueblos Indígenas de la Renta Petrolera

5.58 La Organización Internacional del Trabajo (OIT) establece que los Convenios acordados entre los países y suscritos por ellos son instrumentos jurídicos internacionales. Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú han suscrito este Convenio por lo cual tienen el compromiso y la obligación de hacer que éste se cumpla, ya que una vez ratificado por sus Congresos deviene en ley nacional. En el caso del Convenio 169 del año 1989, la OIT afirma que: “El Convenio 169 es el único instrumento jurídico internacional vigente dedicado específicamente a los Pueblos Indígenas. Es un Tratado Internacional de contenido obligatorio para los países firmantes que lo hayan ratificado.”

5.59 El Convenio se establece con claridad las obligaciones del gobierno y los derechos de los pueblos indígena. El Convenio indica que los gobiernos deberán:

- Establecer a qué grupos se aplica el Convenio, en base a criterios objetivos (idioma, parentesco, costumbres, etc.) y a la auto identificación de los pueblos indígenas.
- Asegurar a los pueblos indígenas el goce, en pie de igualdad, de los mismos derechos y oportunidades que se otorgan a los miembros de la comunidad nacional.
- Ayudar a los pueblos indígenas a eliminar las diferencias socio-económicas existentes entre ellos y los otros grupos de la comunidad nacional.
- Respetar las costumbres y el derecho consuetudinario de los pueblos indígenas, al aplicarles la legislación nacional, inclusive cuando se imponen sanciones penales
- Establecer mecanismos y procedimientos apropiados de consulta con los pueblos indígenas.
- Asegurarse que se realicen estudios apropiados, siempre que sea posible, en cooperación con los pueblos interesados, para evaluar el impacto social, espiritual, cultural y sobre el ambiente que puedan tener las actividades de desarrollo. Los resultados de estos estudios servirían como criterios fundamentales para la ejecución de dichas actividades.
- Promover las instituciones e iniciativas de los pueblos indígenas.

5.60 Mas específicamente con respecto a los beneficios de la Renta Petrolera el artículo 15 es el más relevante y dice: “Los derechos de los pueblos interesados a los recursos naturales existentes en sus tierras deberán protegerse especialmente. Estos

derechos comprenden el derecho de esos pueblos a participar en la utilización, administración y conservación de dichos recursos. En caso de que pertenezca al Estado la propiedad de los minerales o de los recursos del subsuelo... Los pueblos interesados deberán participar, siempre que sea posible en los **beneficios** que reporten tales actividades y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.”

5.61 Sólo en el caso de Colombia existen dispositivos legales que disponen fondos directamente para las comunidades indígenas. En los demás países, los informes de los Consultores Nacionales no proporcionan información sobre dispositivos legales acerca de la implementación de los dispositivos del Convenio 169 de la OIT.

5.62 En el Perú la distribución de la Renta Petrolera o Canon y Sobre canon se hace en función de la división política del país (Regiones, Municipios) y de esta manera, como las comunidades pertenecen a algún distrito, tienen que depender de las decisiones de las autoridades locales, salvo que la demarcación territorial de la comunidad coincida con la de un distrito y tenga su propia municipalidad. En el caso de Camisea, en base a los nuevos dispositivos²³ que podrían servir de modelo en el futuro, independientemente de lo que puedan recibir por la Renta Petrolera vía el Canon que va a los distritos, se ha creado un fondo con contribuciones por parte del BID, el Estado y las empresas, con ello y previa elaboración de una cartera de proyectos, se podrá contribuir con el desarrollo de las comunidades indígenas dentro de los cánones del Convenio 169. Adicionalmente, las empresas en compensación por el uso de las tierras indígenas, también han desarrollado carteras de proyectos para la utilización de estos fondos.

5.63 Es así que con respecto a la aplicación del Convenio 169 surgen interrogantes como:

- ¿Bajo que criterios se pueden estimar estos beneficios? ¿Al respecto es posible precisar que los beneficios deben constituirse en la herramienta para la ejecución de planes de desarrollo generadores de fuentes de trabajo que eviten la migración de jóvenes indígenas y con ello la desaparición misma de ciertos pueblos en el mediano plazo

²³ En septiembre del 2003 se ha promulgado la Ley 28077 (que modifica la Ley del Canon 27506), la misma que, en su Artículo 5, dispone que el 10% del total recaudado por concepto de Renta Petrolera sea destinado a los gobiernos locales de la municipalidad o municipalidades distritales donde se encuentra localizado el recurso natural. La Ley 28077 reemplaza la anterior metodología que incluía estas zonas como una más dentro del Departamento y que debía estar sujeta a una distribución en función de la densidad poblacional; con lo cual, las zonas productoras, usualmente extensas y poco pobladas se veían desfavorecidas. Al respecto determina que “El Canon será distribuido entre los gobiernos regionales y locales de acuerdo a los índices de distribución que fije el Ministerio de Economía y Finanzas en base a criterios de población y pobreza vinculados a la carencia de necesidades básicas y déficit de infraestructura”. Sin embargo, seguramente debido al carácter reciente de esta Ley, el consultor no proporciona información adicional que permita conocer si han sido implementados los reglamentos para el cumplimiento de la Ley. En el portal Internet del MINEM no aparece el Reglamento de esta Ley.

- ¿Frente al uso de las regalías departamentales y municipales, que importancia debe tener una planificación y sobre todo una coordinación de detalle para no duplicar esfuerzos o crear expectativas sin fundamento?

5.64 La información de los consultores proporciona datos parciales sobre este tema, en particular.

- En Bolivia, el informe del consultor dice: “No existe en la norma requerimientos específicos sobre distribución de la Renta Petrolera al interior de un Departamento o entre grupos étnicos u otro posible criterio de distribución. Tampoco la norma señala mecanismos de control y auditoria de los gastos efectuados”.
- En Ecuador, el informe del consultor dice: “No hay una asignación especial de la Renta Petrolera que se asigne directamente a las comunidades de la zona en la que se extrae el recurso. Sin embargo, existen fondos de apoyo a las comunidades, principalmente en donaciones y obras. Tanto PETROECUADOR como las compañías privadas de exploración y explotación de hidrocarburos contribuyen permanentemente con sus recursos a variadas actividades de apoyo comunitario en las zonas de influencia de sus operaciones. Este apoyo, principalmente en donaciones y obras, corresponde tanto al pago de indemnizaciones como a compensaciones de carácter social”.
- En Colombia, sí existe una asignación directa, que se ha analizado en este mismo capítulo.
- En el Perú, el informe del Consultor nos dice solamente que existen los fondos de capacitación para el CAREC. Estos fondos no tenían, en principio, como beneficiario a las comunidades indígenas, pues están destinados para la investigación y capacitación en el Sub Sector de Hidrocarburos, en el que participan estudiantes y profesionales ligados a la actividad de hidrocarburos en el Perú. Sin embargo, actualmente representantes de los pueblos indígenas están siendo participes de esta capacitación en asuntos ambientales y de fiscalización, conocer sus derechos y obligaciones en cuanto a la actividad petrolera. Ejemplo de ello es el apoyo proporcionado a líderes comunitarios indígenas para su asistencia y participación activa en diálogos tripartitos del EAP y otros eventos internacionales, en donde se ha tratado estos asuntos y donde ellos pueden intercambiar opiniones con los representantes indígenas de otros países.

Nuevos dispositivos legales de formulación de presupuestos participativos y transparencia en la información

5.65 En la actualidad, en los diferentes países de la Región, se viene avanzando en la puesta en marcha de diferentes modalidades que se dirigen hacia mayores y mejores

formas de transparencia y participación en la formulación y ejecución de los Presupuestos del Gobierno Central y de los Gobiernos Regionales y Locales.

5.66 Un buen ejemplo, lo constituye, en el caso peruano, la Ley 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, promulgada el año 2002 (podría haber Leyes parecidas en los otros países analizados, pero no disponemos de esa información). Con esta Ley se regula el derecho a la información pública de las actividades de las entidades públicas, lo que incluye el Presupuesto de la República. Esta información es publicada en el portal Internet del MEF, para que cualquier ciudadano tenga acceso a la misma.

5.67 Además, la Ley 28056, del 15 de julio del 2003, Ley Marco del Presupuesto Participativo, establece que:

Art. 1 - El presupuesto es un mecanismo de asignación equitativa, racional, eficiente, eficaz y transparente de los recursos públicos, que fortalece las relaciones Estado – Sociedad Civil. Para lograrlo, los gobiernos regionales y gobiernos locales deberán promover el desarrollo de mecanismos y estrategias de participación en la programación de sus presupuestos, así como en la vigilancia y fiscalización de la gestión de los recursos públicos.

Art. 2 - La Ley tiene por objeto establecer disposiciones que aseguren la efectiva participación de la sociedad civil en el proceso de programación participativa del presupuesto, *el cual se desarrolla en armonía con los planes de desarrollo concertados de los gobiernos regionales y gobiernos locales, así como la fiscalización de la gestión.*

Art. 3 - La Ley tiene por finalidad recoger las aspiraciones y necesidades de la sociedad, para considerarlos en los presupuestos y promover su ejecución a través de programas y proyectos prioritarios, de modo que les permita alcanzar los objetivos estratégicos de desarrollo humano, integral y sostenible. Asimismo optimizar el uso de los recursos a través de un adecuado control social en las acciones públicas.

Art. 9 - La Ley prevé mecanismos de vigilancia del presupuesto participativo, los que deben permitir el *acceso a la información pública*, la rendición de cuentas y el fortalecimiento de capacidades.

Art. 10 - Los gobiernos regionales y locales, están obligados a utilizar los medios a su alcance a fin de lograr la adecuada y oportuna información a los ciudadanos, sobre el proceso de programación participativa del presupuesto y ejecución del gasto público

Art. 11 - Los Titulares de Pliego de los gobiernos regionales y locales, están obligados a rendir cuenta de manera periódica, ante las instancias del presupuesto participativo, sobre los avances de los acuerdos logrados en la programación participativa, así como del presupuesto total de la entidad

Art. 12 - El Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección Nacional del Presupuesto Público, en coordinación con los gobiernos regionales y gobiernos locales programa e implementa acciones de capacitación dirigidas a los agentes participantes del presupuesto participativo, para los fines de la programación y vigilancia participativa

Conclusiones preliminares

5.68 La utilización efectiva de la Renta Petrolera no ha sido materia de análisis exhaustivos en los países materia del estudio. En principio, la utilización de la Renta Petrolera no debería escapar a las prioridades que gobiernan el Plan de Desarrollo del país en general y de la región en particular. En la mayoría de casos, se priorizan en las leyes y regulaciones las inversiones en lugar del gasto corriente, lo que de hecho debiera tener como origen planes de mediano y largo plazo. En la práctica estos planes no existen o son muy generales por lo que no hay una definición de prioridades para la inversión de nuevas infraestructuras. Adicionalmente es muy importante que se pongan en aplicación sistemas de control efectivos.

5.69 *En Bolivia*, los dispositivos legales establecen que las Prefecturas y Municipios dirijan 85% de las transferencias fiscales hacia inversiones y hasta 15% al gasto corriente. Sin embargo, si bien esta norma rige a nivel general, no existe norma específica que oriente el gasto fiscal local, porque esa es la forma en que se hace efectiva la participación de la población local a través de las Prefecturas, Municipios, Consejos Departamentales, Consejos Municipales, Consejos de Vigilancia y otros mecanismos de fiscalización local.

5.70 En Bolivia, la Renta Petrolera que se destina a las Prefecturas y Municipios se mezcla con otras fuentes de recursos departamentales y municipales. Por ese motivo, no es posible establecer una correspondencia entre las fuentes y los usos de la Renta Petrolera. Tampoco es posible establecer la eficiencia y eficacia sobre el uso de los recursos generados por el “upstream” del Sector Hidrocarburos, excepto que habrían sido administrados de la misma forma que los recursos provenientes de cualquier otra fuente.

5.71 Para solucionar el problema de la eficiencia y eficacia, recientemente se han elaborado los Programas de Ajuste Institucional (PAI) para los Gobiernos Municipales y se hará lo mismo para las Prefecturas Departamentales. El PAI va a proporcionar información institucional y financiera sobre la gestión y los resultados obtenidos por los Gobiernos Municipales, permitiendo contar con indicadores que establecen el estado de la cuestión y permiten formular alternativas de mejoramiento de la gestión municipal. Además, si los gobiernos municipales firman un Convenio PAI, tienen acceso a recursos financieros adicionales.

5.72 *En Colombia*, los dispositivos legales establecen la modalidad de uso de las regalías en los Departamentos y Municipios, teniendo en cuenta que la gran mayoría de recursos deberán ser utilizados para inversión en proyectos prioritarios que estén

contemplados en el Plan General de Desarrollo del Departamento o en los Planes de Desarrollo de sus Municipios.

5.73 Existen dispositivos legales que establecen el uso de las regalías en: 1) los departamentos productores; 2) los municipios productores; 3) los puertos productores. En todos los casos, los dispositivos establecen que la mayor parte de las regalías, generalmente más del 90%, debe destinarse a gastos de inversión, un 5%), para la interventoría técnica de los proyectos que se ejecuten con estos recursos y el 5% restante para gastos de operación.

5.74 Igualmente en el caso del Fondo Nacional de Regalías (que recibe el 32% del total de regalías recaudadas), los fondos por ley tienen una distribución preestablecida. En Colombia la misma ley establece los criterios que la Comisión Nacional de Regalías deberá tener en cuenta para la asignación de los fondos. Así, se establece que, además de los criterios ya señalados que fijan una destinación específica, se deben tener en cuenta los siguientes rubros: Equilibrio regional con base en el índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI); desarrollo armónico del país y de las distintas regiones; impacto ambiental, social y económico de los proyectos; efectos causados como consecuencia de las actividades de exploración, transporte, manejo y embarque de los recursos naturales; financiación de los planes de desarrollo regionales; y densidad poblacional.

5.75 En Colombia, existen una serie de estudios acerca del uso de la Renta Petrolera. Las metodologías empleadas pueden servir de base para estudios en otros países.

5.76 *En Ecuador*, la administración de los recursos procedentes del Sector Petrolero desde sus inicios en los años 70's ha sido objeto de un "manejo" político. Los Gobiernos han encontrado en los ingresos petroleros una supuesta fuente de recursos para satisfacer necesidades fiscales de cualquier índole.

5.77 La clasificación de los ingresos petroleros se descompone en 30 aparentes fuentes de ingreso. De su análisis se determina que las mismas podrían ser reducidas a solamente 8 fuentes reales correspondientes al tipo de contrato, actividad de PETROPRODUCCION, exportación de derivados, venta interna y transporte. La razón de esta extensa clasificación se debe a las múltiples preasignaciones que han sido establecidas legalmente a través de los años, conservando inclusive conceptos de ingresos que no responden a la realidad actual.

5.78 En lo que concierne al uso descentralizado de los recursos, la cantidad distribuida en el 2002 alcanzó los US\$ 93 millones, lo que es una cifra pequeña en relación al total recaudado por la renta petrolera. La mayor cantidad le corresponde al ECORAE (63% del total en el 2003), cuya ley establece que los organismos seccionales destinarán no menos del 80% de los recursos asignados al financiamiento de proyectos de vialidad y saneamiento ambiental en sus respectivas jurisdicciones; y, especialmente, para los contemplados en el Plan Maestro de Ecodesarrollo en la Región Amazónica. Sin embargo, no se dispone de información detallada del uso de estos recursos.

5.79 Luego viene la Ley 122 (Fondos de Desarrollo de las Provincias Orientales de Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe) con el 7,5% del total del 2003. La Ley establece que las rentas que obtengan estos organismos seccionales se destinarán exclusivamente a obras de infraestructura urbana y rural. Su financiamiento proviene del tributo de 2,5% y 4,5% sobre el total de la facturación que cobren a PETROECUADOR o a sus filiales las empresas de servicios nacionales y extranjeras respectivamente, dentro de la jurisdicción de cada provincia amazónica.

5.80 *En Perú*, el Canon y Sobre canon Petrolero se utilizan mayoritariamente para financiar gastos de capital en las Regiones productoras de hidrocarburos. En el 2002 dichas Regiones destinaron en conjunto el 76,3% de los gastos realizados con dichos recursos para financiar gastos de capital, 23,0% para gastos corrientes y 0,7% para servicio de deuda. En los últimos 4 años se observa una tendencia positiva hacia una mayor utilización de los recursos provenientes del Canon y Sobre canon en la financiación de gastos de capital; así en 1998 el porcentaje destinado a este fin fue del 66,4% frente a 76,3% en el 2002.

5.81 El análisis sobre la utilización del Canon y Sobre canon está restringido por la falta de información proveniente de gobiernos regionales y locales, al no existir un registro controlado y sistemático de dicha información. De acuerdo a la normatividad presupuestal, recién a partir del 2003 se incorporan al Presupuesto Público Nacional dichas instituciones, con lo cual se podrá tener un registro sistemático de los mismos.

5.82 Ello no obstante, hay que señalar que en el Perú, los gobiernos regionales y locales llevan una contabilidad separada del uso del Canon y Sobre canon, lo que permite identificar los gastos e inversiones a los que se destina, en el caso que se desee hacer estudios específicos. Cabe señalar que, en muchos casos, el Canon y Sobre canon cofinancian los gastos e inversiones, junto con transferencias del gobierno central y con recursos propios de los gobiernos regionales y locales.

5.83 En lo que respecta a la importancia del Canon y Sobre canon en el financiamiento del gasto total de dichos departamentos, estos recursos representan el 10,5% de dicho gasto en el 2002; este nivel se ha mantenido relativamente estable en los últimos 3 años. En lo que se refiere a cada departamento, dicha participación varió entre un máximo de 20,9% en Loreto y un mínimo de 0,8% en Huanuco.

5.84 Un estudio sobre la utilización del Canon y el Sobre canon en las Regiones Piura y Tumbes (de los pocos estudios que sobre la materia existen en el país) establece que, si bien los mayores montos absolutos se destinan al financiamiento de los gastos de inversión, el uso de los recursos del Canon y Sobre canon en el financiamiento del gasto corriente tiene una proporción elevada.

5.85 No existe una metodología homogénea en los países para la distribución de la renta petrolera con criterios de equidad, es decir, tomando en cuenta parámetros tales como contribución al PBI, niveles de pobreza, cantidad de población, dotación de recursos naturales y preservación del ambiente:

- **En Bolivia**, el monto de la participación proveniente de las regalías se utiliza de acuerdo a diferentes leyes nacionales (Ley de Participación Popular, Ley de Descentralización Administrativa y Ley de Municipios) y otros dispositivos legales. El consultor no profundiza sobre los criterios de distribución que establecen estas Leyes, motivo por el cual no sabemos si se toman en cuenta criterios de densidad de población, de NBI ú otros.
- **En Colombia**, sí se toman en cuenta criterios de equidad, de manera muy explícita. La Ley 756 establece que los montos que se distribuyan de manera descentralizada. En el caso de los departamentos productores. La Ley 756 establece que, mientras no se alcancen coberturas mínimas en indicadores de mortalidad infantil, cobertura básica de salud y educación, agua potable y alcantarillado, se deberá asignar no menos del 60% del total de las regalías para estos propósitos.
- **En Ecuador**, con la información disponible, no es posible establecer los criterios de equidad
- **En Perú**, hasta hace poco, la magnitud de los fondos a distribuirse se realizaba de acuerdo al criterio de densidad de población, lo que ha perjudicado, en muchos casos, a zonas pobres si bien con escasa población, fundamentalmente a las zonas productoras de hidrocarburos, puesto que usualmente son zonas rurales con amplios territorios y escasa población. Actualmente, se han establecido nuevos criterios para la distribución del Canon del gas natural, que podrían aplicarse al Canon y Sobrecanon Petrolero. Estos criterios contemplan una asignación específica para la provincia donde se encuentra el recurso, con lo cual se beneficia de manera directa la zona poseedora del recurso. La distribución de los recursos al resto de las provincias se realiza de acuerdo a indicadores de pobreza, satisfacción de necesidades básicas y densidad poblacional; superando el concepto original que solo consideraba la densidad poblacional.

5.86 *El Convenio 169 de la OIT* es una herramienta jurídica internacional vigente, orientado a establecer claramente los derechos de los Pueblos Indígenas y las obligaciones de los gobiernos. Es un Tratado Internacional de contenido obligatorio para los países firmantes que lo hayan ratificado, entre los cuales se cuentan Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú.

5.87 De manera explícita, el Convenio establece que los pueblos indígenas tienen derecho a participar en la utilización, administración y conservación de los recursos que se extraigan de su territorio. Los pueblos interesados deberán participar, siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades.

5.88 Solo en el caso de Colombia existen dispositivos legales que disponen fondos directamente para las comunidades indígenas. En los demás países, los informes de los Consultores Nacionales no proporcionan información sobre dispositivos legales acerca de la implementación de los dispositivos del Convenio 169 de la OIT.

5.89 En Ecuador, existen fondos que se destinan al apoyo a las comunidades, incluidas las indígenas. Pero estos fondos no provienen de una ley sino de la contribución de las empresas privadas de exploración y explotación a variadas actividades de apoyo comunitario en las zonas de influencia de sus operaciones. Este apoyo, principalmente en donaciones y obras, corresponde tanto al pago de indemnizaciones como a compensaciones de carácter social.

5.90 En Perú, la nueva Ley del Canon (Ley 28077) establece que el 10% del total recaudado por concepto de Renta Petrolera sea destinado a los gobiernos locales de la municipalidad o municipalidades distritales donde se encuentra localizado el recurso natural. Este dispositivo es de la más alta importancia para el desarrollo de los pueblos indígenas. De otro lado, en el caso de Camisea, además de lo dispuesto en la nueva ley del Canon, se ha creado un Fondo, al cual aportarán el BID, el Estado y las empresas, el mismo que se destinará a la elaboración y ejecución de una cartera de proyectos. De esta manera, se tenderá al desarrollo de las comunidades indígenas dentro de los cánones del Convenio 169.

Referencias Bibliográficas

Andersen y Meza (2001), *The Natural Gas Sector in Bolivia: An Overview*, Universidad Católica Boliviana, Instituto de Investigaciones Socio-Económicas, Bolivia.

Arango, Raúl y Sánchez (2004), *Los pueblos indígenas de Colombia en el umbral del nuevo milenio*. Departamento Nacional de Planeación. Republica de Colombia.

Ardaya, Rubén (2004): *Bolivia: La necesaria evaluación del desempeño municipal*, VIII Foro Descentralista, Lima.

Banco Mundial (2001): *Capacitación de pueblos indígenas en la actividad petrolera: La experiencia Boliviana*, Septiembre de 2001.

Censo Nacional de Bolivia, 2001.

Censo Nacional de Ecuador, 2001.

Colombia, Departamento Nacional de Planeación (2000): “Análisis comparativo de la distribución de los recursos del Fondo Nacional de Regalías por categorías de desarrollo municipal y departamental y por niveles de pobreza 1998- 2000”, Documentos para el Desarrollo Territorial no. 40, Bogotá, Diciembre.

Conrad, Jon M.; Clark, Colin W. (1995): *Natural resource economics: notes and problems*, Cambridge University Press.

Dammert, Manuel (2002): *El Canon como fuente de financiamiento para el desarrollo regional y local*, Cuadernos PNUD, Serie Desarrollo Humano, Lima, abril.

Davis J.M., Ossowski R., y Fedelino A. (2003): “Formulación e Implementación de Políticas Fiscales en países productores de petróleo”- FMI – Washington DC (USA).

Davy A., McPHail K., Sandoval F. (1998): “Operaciones de BP en el Casanare, Colombia – Una evaluación de las preocupaciones sociales que han sido tomadas en cuenta en las Decisiones de Desarrollo” – Borrador – Banco Mundial – Washington DC (USA).

ECOPETROL (1999)– “Régimen de Regalías de Hidrocarburos” – Dirección de Relaciones Externas – Bogotá, (Colombia)

Encuesta Nacional de Hogares del Perú, 2001.

Gaviria A. y Zapata, Juan González (2001), “Assessment of the Economic and Social Impact from Oil-Related Activities in the Department of Casanare 1985-2000”. Documento de FEDESARROLLO (Colombia)

Glave, Manuel y Kuramoto, Juana (2002). “Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable en Perú”, en *Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable en América del Sur*, CIPMA - IDRC/MPRI, Santiago de Chile;

- Kuramoto, Juana (2000). “Las aglomeraciones productivas alrededor de la minería: El caso de Minera Yanacocha S.A.”, GRADE, Lima.
- Kuramoto, Juana y Silva, Alfredo (2002): Canon Minero y descentralización, Ediciones Labor, Lima.. Diciembre.
- León, Guadalupe (2003), ¿Etnicidad, pobreza y exclusión de los indígenas inmigrantes en Quito, Guayaquil y Tena?, en Exclusión social y estrategia de vida de los indígenas urbanos en Perú, México y Ecuador. Jorge Uquillas, Tania Carrasco y Martha Rees editores. Banco Mundial.
- Lozano, Ignacio (1998), “Las transferencias intergubernamentales y el gasto local en Colombia”, Banco República, Bogotá, agosto.
- Manco Zaconetti, Jorge (2003): Globalización Capital-Trabajo: Minería, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, noviembre.
- Mora, Carlos y Zarzar, Alonso (1997, ¿Comunidades Nativas en la Amazonía Peruana?, en Amazonía Peruana: Comunidades Indígenas, Conocimientos y Tierras Tituladas. Atlas y Base de Datos. GEF/PNUD/UNOPS. Lima, Perú.
- Moreno Badillo, Lira (2003): “Descentralización en el Ecuador”, en Consejo Nacional de Modernización del Estado del Ecuador, Quito, 2003.
- Pasco-Font, Alberto (1999): “Gran minería y la comunidad”, Documento de Trabajo No. 27, mimeo, GRADE, Lima.
- Prud'homme, Rémy & Shah, Anwar (2002): “Centralization v. Decentralization : The Devil Is In The Details”, presentado al Seminario de Minas Gerais (completar)
- Tratado de Cooperación Amazónico (1994), “Amazonía sin Mitos”. Comisión Amazónica de Desarrollo y Medio Ambiente. Editorial Oveja Negra. Colombia.
- Velásquez, Fabio (2004): “Colombia: ¿De regreso a un esquema centralista?”, VIII Foro Descentralista, Grupo Propuesta, 29 y 30 de marzo del 2004, Lima.
- Wood Mackenzie “Global Oil and Gas risks and rewards” – Upstream Economics Benchmarking Study – Feb. 2002.
- Zapata J.G., Arrogaces A. (2001) : “Planeamiento del Desarrollo de Municipalidades con Bonanzas de recursos naturales no-renovables” – FEDEDEARROLLO – Bogotá (Colombia).
- Zarzar, Alonso (2000), Tras las huellas de un antiguo presente. Serie Documentos de Trabajo # 3. Defensoría del Pueblo del Perú. Lima, Perú.

Fuentes Gubernamentales

Bolivia

Ministerio de Comercio Exterior e Inversión

Ministerio de Minería e Hidrocarburos

UDAPE - Unidad de Planeamiento Económico.

Viceministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia: www.vmeh.gov.bo

YPFB

Colombia

Departamento Nacional de Planeación (2000).

ECOPETROL: www.ecopetrol.com.co

Ministerio de Minas y Energía: www.minminas.gov.co

Ecuador

Banco Central del Ecuador

Consejo Nacional de Modernización del Estado

Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico del Ecuador, ECORAE:
www.ecorae.org

Ministerio de Energía y Minas del Ecuador: www.menergia.gov.ec

Oleoducto de Crudo Pesado: ocpecuador.com

Petroecuador: www.petroecuador.cpm

Peru

Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe

Perupetro: www.perupetro.com

Petroperú: www.petroperu.com

Fuentes Diversas

Banco Mundial (ESMAP Technical Paper No. 020 « EAP – Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera », Febrero 2002)

Diario argentino “Página Digital”. 28 de junio del 2003.

<http://www.paginadigital.com.ar/articulos/2003/2003quint/noticias8/1110227-6.asp>

Foro Económico Mundial de Davos: www.weforum.org

Informe Regional: Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable en América del Sur. (Portal internet de “Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable. <http://www.mmsd-la.org/informes/index.html>).

Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI): www.dfid.gov.uk

Latinobarómetro: www.latinobarometro.org

OLADE: www.olade.org.ec

Energy Information Administration de los EEUU: www.eia.doe.gov

Transparencia Internacional: www.transparency.org

Anexo 1

El Programa Energía, Ambiente y Población

A1.1 El EAP²⁴ es una iniciativa que emprendieron en 1999 los gobiernos, organizaciones indígenas locales y regionales, la industria petrolera y organismos internacionales de financiamiento y cooperación, como una respuesta al reto de desarrollar una industria hidrocarburífera compatible con los objetivos básicos del desarrollo sustentable en la Cuenca Subandina.

A1.2 La construcción y ejecución del programa EAP fue posible gracias a la participación activa de los diferentes actores involucrados: gobiernos, pueblos indígenas e industria petrolera; así como de los distintos organismos de apoyo, quienes han colaborado de manera incondicional en el desarrollo del proyecto. Entre estas instituciones cabe destacarse: a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), al Banco Mundial, la Coordinadora de Organizaciones Indígenas de la Cuenca Amazónica (COICA) y la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural de América Latina y el Caribe (ARPEL).

A1.3 El Programa EAP ha recibido contribuciones de la Fundación Carl Duisberg Gesellschaft, la Corporación Andina de Fomento, la Universidad de Calgary, el Banco Interamericano de Desarrollo, la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional, de ECOPETROL y del Comité de Administración de los Recursos para Capacitación – CAREC, Perú.

A1.4 Su principal objetivo es mejorar la relación entre los diferentes actores: gobierno, industria y pueblos indígenas, a fin de crear las condiciones que permitan seguir desarrollando la industria petrolera en la Cuenca Amazónica de manera compatible con los principios del desarrollo sostenible. El diálogo tripartito ha sido el instrumento que ha permitido el avance del programa EAP que cuenta con las siguientes áreas de trabajo: Información, Regulaciones y Capacitación. En adición a ello, en las reuniones tripartitas se han decidido los términos de referencia para estudios específicos de interés común.

A1.5 En mayo del 2002 se desarrolló la Cuarta Reunión Tripartita del programa en la ciudad de Cuzco, Perú. En esta reunión se presentó un primer informe sobre la Distribución de la Renta Petrolera en cuatro países: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú.

²⁴ Para obtener más información sobre el EAP visitar su portal en <http://www.olade.org.ec/redeap>

En Noviembre de 2002 se realizó en Iquitos, Perú, la Quinta Reunión Tripartita conjuntamente con dos encuentros sucesivos: el Tercer Módulo de Capacitación con el cual se dio fin a la primera fase de la capacitación del EAP y un taller para revisión de los documentos de referencia de regulación. Se discutieron además las propuestas para continuar la capacitación, el mejoramiento del sistema de información, así como nuevas actividades.

A1.6 En octubre del 2003, se realizó la Sexta Reunión Tripartita en la ciudad de Quito - Ecuador. El propósito de esta reunión fue continuar el diálogo tripartito iniciado y revisar el trabajo efectuado en cada uno de los diferentes temas tratados en el EAP: Información, Regulaciones, Capacitación, Distribución de la Renta, Monitoreo Socio-Ambiental, así como el beneficio recibido por los actores. En la reunión se analizaron propuestas para un nuevo enfoque del Programa EAP, de acuerdo con los criterios de cada uno de los actores. En esta reunión se concluyó la elaboración del documento Marcos de Referencia para la Regulación, y se acordaron los términos de referencia que han servido para realizar este estudio comparativo de la Distribución de la Renta Petrolera.

A1.7 En enero del 2004, las organizaciones indígenas agrupadas en COICA decidieron apartarse temporalmente del Programa indicando que sus reivindicaciones sobre derechos ancestrales y territorialidad no estaban lo suficientemente atendidos por los participantes en el Programa. Posteriormente, en conversaciones con OLADE y ante la confirmación del interés de continuar en el Programa de las empresas miembros de ARPEL, la COICA ha hecho saber que, luego de su reunión de fines de Julio 2004, está interesada en que se cambie el formato de los diálogos tripartitos y se aborden temas más concretos, en especial los relativos a la compensación de los pueblos indígenas y su participación en la Renta Petrolera.

Anexo 2

Las Operaciones Hidrocarburíferas y el Hábitat de los Pueblos Indígenas

Figura A2.1: Colombia—Mapa de áreas de actividad petrolera

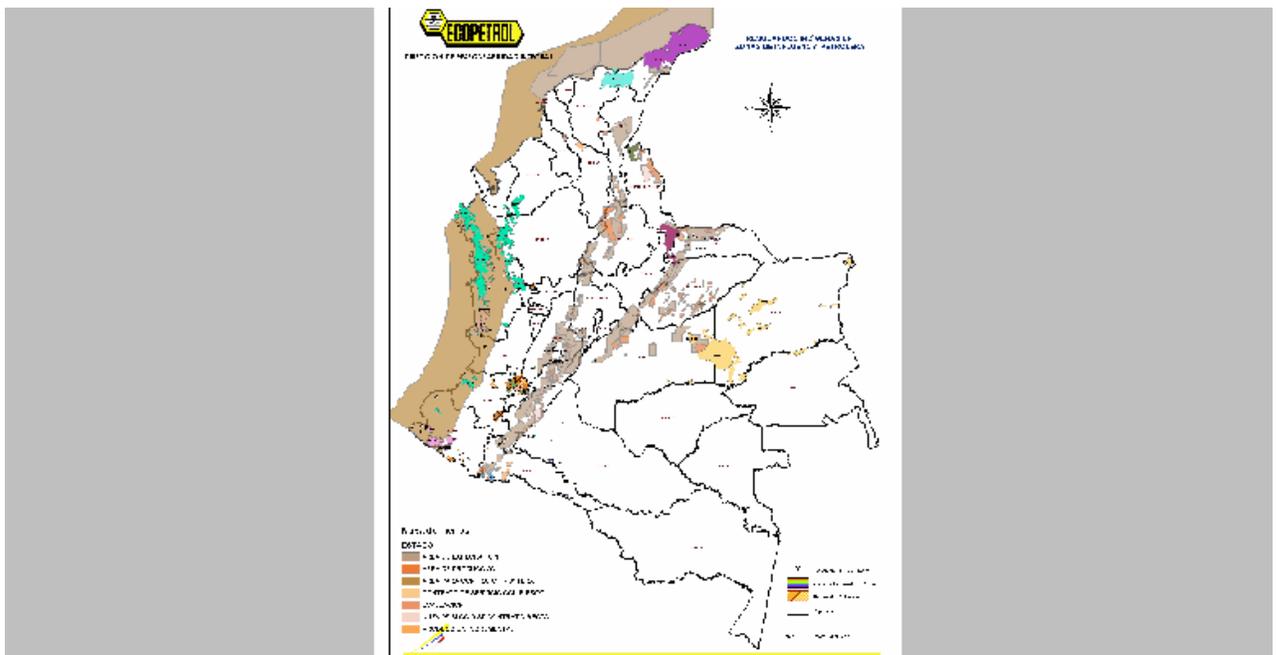


Figura A2.2: Colombia—Mapa de Resguardos Indígenas

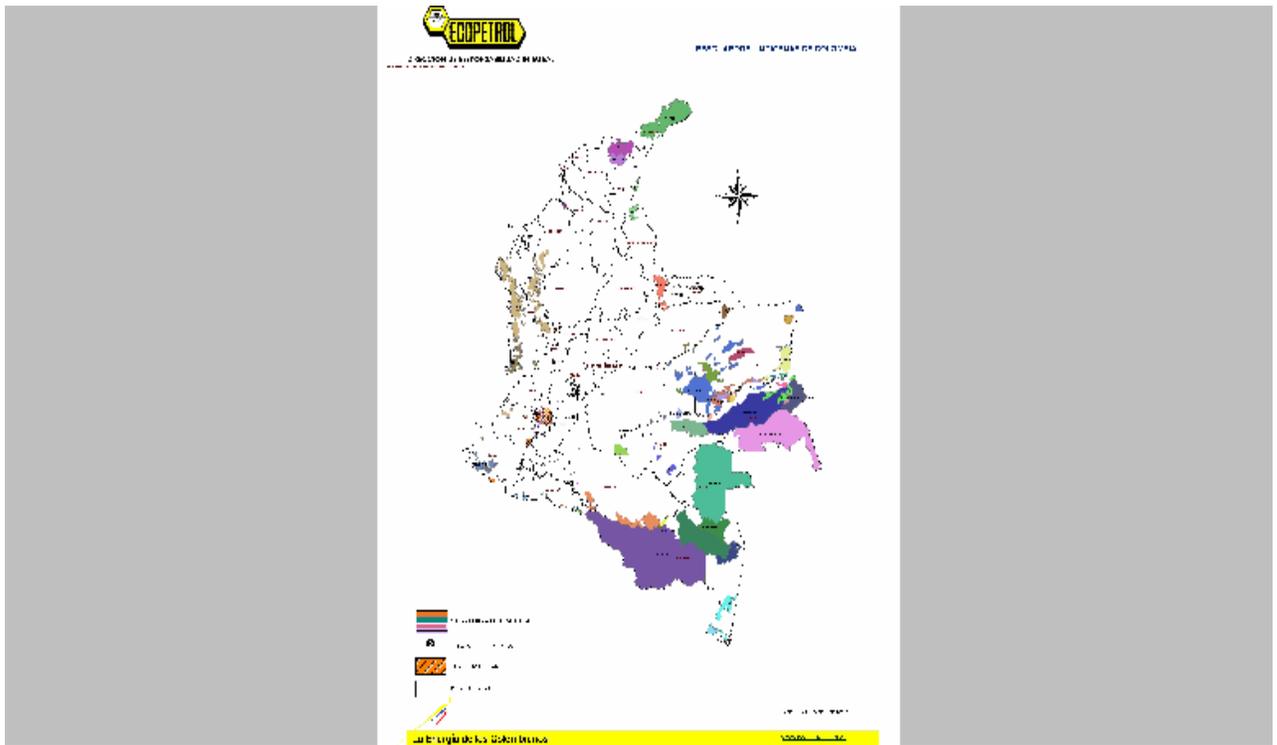


Figura A2.3: Bolivia—Mapa de áreas de exploración y explotación petrolera y Tierras Comunitarias de Origen

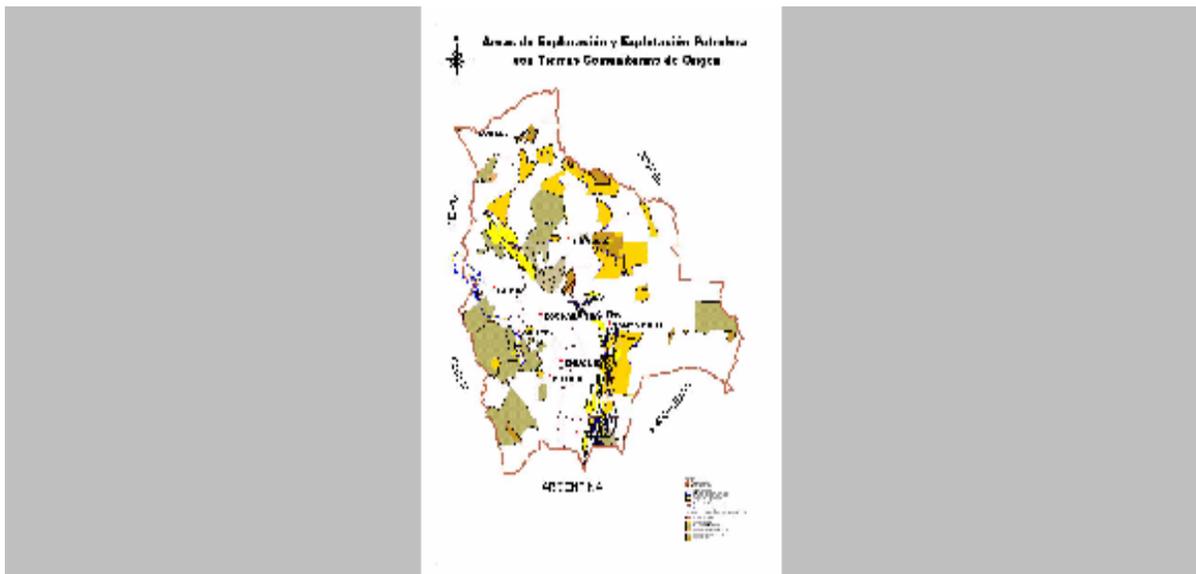
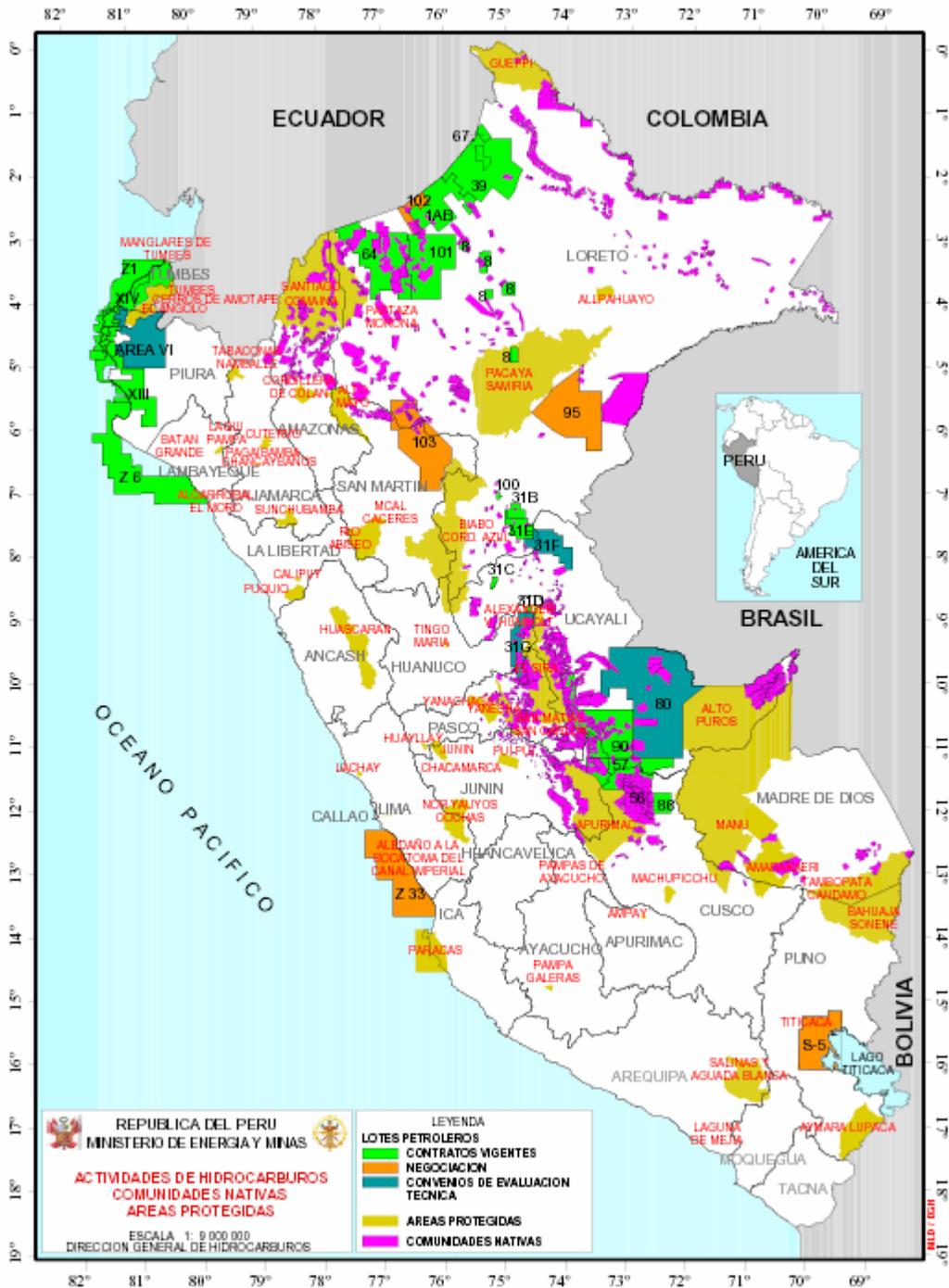


Figura A2.4: Mapa del Perú—Áreas de actividad petrolera y de Comunidades Nativas



Anexo 3

Dispositivos legales que establecen las regalías y participaciones

Bolivia

Ley 1689 - CAPITULO II: DE LAS REGALIAS

Artículo 50. La participación de YPFB y las regalías correspondientes, a que se refiere el inciso e) del artículo 18 de esta Ley, serán como sigue:

1. Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.
2. Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley N 981 de 7 de marzo de 1988.
3. Una participación en favor de YPFB del seis por ciento (6%) 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 de YPFB para la administración de los contratos.

Los departamentos productores y los Departamentos de Beni y Pando recibirán las regalías departamentales y las regalías nacionales compensatorias, respectivamente, en dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:

- Los precios de petróleo en boca de pozo:
 - Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad, y
 - Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad;
- El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad;

- A la valoración de los productos referidos en los literales a) y b) precedentes, se deducirá únicamente el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) la que regule las tarifas correspondientes.

Para efecto del cálculo de los pagos de:

- La participación de YPFB conforme al inciso 3 de este artículo,
- La Regalía Nacional Complementaria,
- La participación nacional conforme al inciso b) 1 del artículo 72, y
- La participación conforme al inciso a) 3 del artículo 77, el valor de los hidrocarburos en boca de pozo será el valor del mercado internacional determinado en el lugar de exportación o comercialización interna, deducida la tarifa de transporte desde boca de pozo hasta el lugar de exportación o comercialización interna respectivamente.

Artículo 51. Crease una 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.

Artículo 52. El régimen de patentes y regalías durante la vigencia de los contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se mantendrá estable.

Colombia

Constitución

Artículo 360. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos. La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.

Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones.

Artículo 361. Con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creará un Fondo Nacional de Regalías cuyos recursos se destinarán a las entidades territoriales en los términos que señale la ley. Estos fondos se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar

proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.

Ecuador

Ley de Hidrocarburos, Artículo 49²⁵

Artículo 49. El Estado recibirá mensualmente una regalía no inferior al doce y medio por ciento sobre la **producción bruta de petróleo crudo** medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, después de separar el agua y materias extrañas, cuando la producción promedial del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios. La regalía se elevará a un mínimo de catorce por ciento cuando la producción promedial en el mes, sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios; y subirá a un mínimo de dieciocho y medio por ciento, cuando la producción promedial en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día.

Los porcentajes de regalías antes mencionados se aplicarán a la producción conjunta de cada empresa y de sus filiales, subsidiarias y asociadas, así como a consorcios de empresas y sociedades de hecho.

Por el gas de los yacimientos de gas libre y por los productos que de él se obtengan, se pagará mensualmente una regalía mínima de dieciséis por ciento. Las formas de medición y las tolerancias de impurezas serán determinadas en el reglamento.

En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los contratistas como Operadores de PETROECUADOR, no están sujetos al pago de regalías. Como la totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad de PETROECUADOR, esta deberá entregar de la producción neta, el porcentaje equivalente a las regalías en favor del Presupuesto General del Estado.

En los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, de la participación del Estado en la producción del área del contrato, se destinará el porcentaje equivalente a las regalías que corresponda a los partícipes.

Perú

Constitución. Artículo 77—Ley 26221, Ley de Hidrocarburos

La administración económica y financiera del Estado se rige por el presupuesto que anualmente aprueba el Congreso. La estructura del presupuesto del sector público contiene dos secciones: Gobierno Central e instancias descentralizadas.

El presupuesto asigna equitativamente los recursos públicos, su programación y ejecución responden a los criterios de eficiencia de necesidades sociales básicas y de descentralización.

Corresponden a las respectivas circunscripciones, conforme a ley, recibir una participación adecuada del total de los ingresos y rentas obtenidos por el Estado en la explotación de los recursos naturales en cada zona en calidad de canon.

²⁵ Incluye un artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982, y también el inciso final agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Anexo 4

Hojas de Cálculo

Bolivia

<i>Reservas / Producción</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>
Reservas (probadas y probables) de Petróleo y Condensados (en MMB)	217,0	241,0	692,0	892,0	929,0	957,0
Reservas (probadas y probables) de Gas Natural (en billones de PC)	7,0	9,0	32,0	47,0	52,0	55,0
Producción de Petróleo (en miles de B/día)	38,0	33,0	31,0	36,0	36,0	38,0
Producción de Gas Natural (en MM PCD)	520,0	484,0	550,0	692,0	861,0	952,0
1.- Valor de la Renta Petrolera Upstream US\$, millones	135,9	120,8	203,8	231,6	198,8	253,5
Regalías totales	115,2	99,7	180,1	187,7	172,7	219,3
Regalías departamentales	34,8	34,0	82,2	71,9	68,1	97,0
Regalías TGN	80,4	65,7	97,9	115,8	104,6	122,3
Patentes y penalidades	12,7	13,9	14,6	20,1	16,8	21,9
Impuesto a la renta IUE						
Bolivianos, millones	16 708,0	22 901,0	25 782,0	112 047,0	42 930,0	31 575,0
US\$, millones	3,0	3,9	4,2	16,9	6,0	4,1
Impuesto a la renta IUE RE						
Bolivianos, millones	27 323,0	18 774,0	30 433,0	45 570,0	23 601,0	63 065,0
US\$, millones	5,0	3,2	4,9	6,9	3,3	8,2
Impuesto a la renta total US\$, millones	8,0	7,2	9,1	23,8	9,3	12,3
2.- IVA - IVA Reg. Compl. - IEHD - Otros Imp, en						
Bolivianos y	117 256,0	105 145,0	131 226,0	183 937,0	68 922,0	101 065,0
US\$	21,2	18,1	21,2	27,8	9,6	13,2
3.- Total Impuestos + Regalías (1+2=3) en US\$, millones	157,1	138,8	225,0	259,4	208,4	266,7
Renta Distribuida en US\$, millones	160,6	134,8	224,6	264,6	201,3	256,2
YPFB	14,6	12,0	10,5	13,4	10,7	7,9
TGN	103,9	82,5	144,3	166,3	117,8	144,8
Prefecturas	34,8	34,0	62,2	71,9	68,0	97,0
Municipios	5,8	5,0	6,1	10,3	3,8	5,1
Universidades	1,5	1,3	1,5	2,6	0,9	1,3

Colombia

<i>Reservas / Producción</i>	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<i>Reservas (probadas) de Petróleo (en MMB)</i>	2.950,0	2.798,0	2.577,0	2.477,0	2.289,0	1.971,0	1.842,0	1.631,0	1.542,0
<i>Reservas (probadas) de Gas Natural (billones de PC)</i>			6,9	6,9	6,6	4,5	4,5	4,2	4,0
<i>Producción de Petróleo (miles de barriles diarios)</i>		626,0	652,0	754,0	816,0	688,0	604,0	578,0	540,0
<i>Producción de Gas (MMPCD)</i>				610,0	503,0	574,0	597,0	602,0	594,0
<i>Fuente: ECOPETROL</i>									
<i>Valor de la Renta Petrolera en US\$, millones</i>	747,4	830,4	962,2	705,5	892,9	1 358,5	1 363,2	1 202,2	-
<i>(i) Regalías</i>	492,5	525,5	523,3	457,2	693,0	932,6	711,73	647,5	-
<i>(ii) Impuestos</i>	254,9	282,3	415,2	220,5	180,5	406,5	639,28	538,18	-
<i>Utilidades ECOPETROL</i>	212,6	208,7	193,2	195,8	158,9	406,5	615,48	474,46	-
<i>Imp. A la renta</i>	42,3	73,6	222,0	24,7	21,6	-	23,8	63,72	-
<i>(iii) Apoyo Social</i>		22,6	23,7	27,9	19,4	19,4	7,1	13,82	-
<i>(iv) Patentes y Penalizaciones</i>				0	0	0	5,12	2,69	-
<i>(v) Capacitación</i>									
<i>Distribución en US\$, millones</i>	747,4	830,4	962,2	705,5	892,9	1 358,5	1 363,2	1 202,2	-
<i>(i) Gobierno central</i>	254,89	282,27	415,22	220,48	180,5	406,5	646,2	540,87	-
<i>(ii) Participación descentralizada</i>	334,88	383,2	338,6	283,5	413,7	593,1	515,06	468,35	-
<i>Prefecturas</i>	233,92	228,2	209,6	174,5	255,9	409,1	336,25	301,07	-
<i>Municipios</i>	100,96	155,0	129,0	109,0	157,8	184,0	178,81	167,28	-
<i>Universidades</i>									
<i>(iii) Fondos</i>	157,59	140,8	183,1	172,6	277,9	337,6	193,4	177,9	-
<i>(iv) Apoyo Social</i>		22,62	23,72	27,85	19,64	19,38	7,1	13,6	-
<i>(v) Capacitación</i>									
<i>(vi) Corporaciones</i>		1,6	1,6	1,1	1,4	1,9	1,4	1,51	-

Ecuador

<i>Reservas / Producción</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Reservas (probadas y probables) de Petróleo y Condensados (en MMB)	2.590,0	3.040,0	2.600,0	4.693,0	4.621,0	4.621,0
Reservas (probadas y probables) de Gas Natural (en billones de PC)	N/a	N/a	N/a	N/a	N/a	0,35
Producción de Petróleo (en MB/día)	376,0	373,0	399,0	404,0	392,0	421,0
Producción de Gas Natural (en MM PCD)	N/a	N/a	N/a	N/a	N/a	16,0
Producción de Petróleo – MMBbls						
Petroecuador (a)	95,5	84,4	80,5	77,5	73,4	75,5
Privados	35,1	44,4	59,2	62,6	61,0	69,3
Total	130,6	128,8	139,7	140,1	134,4	144,8
Valor Producción en US\$, millones						
Petroecuador (b)	892,0	1 276,0	2 006,0	1 472,0	1 619,0	1 982,0
25% Privados	82,0	168,0	369,0	297,0	336,0	455,0
Total valor 1/ b/a = c	974,0	1 444,0	2 375,0	1 769,0	1 956,0	2 438,0
<i>Precio Exportación Promedio(US\$/B)</i> (c)	9,34	15,12	24,92	18,99	22,06	26,26
Costos de Producción PETROECUADOR						
Costo Operativo E&P	203,0	160,0	201,0	236,0	297,0	307,0
<i>Costo Unitario de E&P</i>	2,13	1,90	2,50	3,05	4,05	4,07
Costos administrativos	50,0	60,0	80,0	80,0	90,0	100,0
Costo Transporte	66,0	68,0	90,0	103,0	107,0	113,0
por el Crudo de PETROPRODUCCION	60,0	60,0	76,0	86,0	89,0	92,0
por el 25% del crudo de Privados	6,0	8,0	14,0	17,0	18,0	21,0
Pagos a Privados	101,0	180,0	218,0	195,0	183,0	185,0
Total costos 2/	420,0	468,0	589,0	614,0	677,0	705,0
Renta = valor-costos	554,0	976,0	1 786,0	1 155,0	1 278,0	1 733,0
Ingresos recaudados 3/	925,9	1 010,5	1 663,1	1 490,7	1 658,0	2 050,2
Distribución en US\$, millones 3/						
(i) Gobierno Central	906,0	716,0	1 120,0	1 256,0	1 324,0	1 555,0
(ii) Participación Descentralizada	0,5	3,3	47,5	43,3	59,0	71,1
ECORAE		1,7	38,5	35,8	48,1	57,0
Fondo ECORAE						1,4
(iii) Fondos – FEIREP	2,0	251,0	317,0	54,0	155,0	296,0
(iv) Participes y Otros	17,0	37,0	131,0	94,0	61,0	57,0

NOTAS

- 1/ El valor de la producción recibida por el Estado es igual al volumen de Producción de Petroecuador mas 25% de la producción de los privados (El 25% equivale al promedio de regalías mas impuestos y participaciones que recibe Petroecuador de las áreas bajo contrato) MULTIPLICADO por el precio de exportación promedio anual.
- 2/ El costo de producción a nivel del campo es la suma de los costos unitarios de operación de Petroproducción más los costos administrativos correspondientes a Petroproducción, más el costo de transporte para la producción propia, más el crudo recibido de los contratistas, más los pagos por servicios hechos a contratistas.
- 3/ Los ingresos recaudados como provenientes del sector petróleo y distribuidos entre el TGN y las entidades Participes del gobierno central, y la participación descentralizada incluyen la renta petrolera “upstream”, más el resultado de las operaciones de Petroecuador, mas los impuestos recaudados del sector (upstream & downstream).

Perú

<i>Reservas / Producción</i>	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Reservas (probadas) de Petróleo (en MMB)	366,0	340,3	323,5	355,7	309,8	323,4	399,6	374,0	352,0
Reservas (probadas) de Gas Natural (en billones de PC)	7,0	6,9	6,9	8,8	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7
Producción de Petróleo (MMB)	44,0	42,0	41,0	42,0	38,0	36,0	35,0	35,0	33,0
Producción de Gas Natural (en MMMPC)	10,0	9,0	9,0	14,0	15,0	12,0	13,0	16,0	18,0
Producción de Gas Natural (en MMPCD)	27,0	26,0	24,0	39,0	40,0	33,0	36,0	43,0	50,0

Fuente: MEM, Anuario Estadístico de Hidrocarburos

Valor de la Renta Petrolera en US\$, millones	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Recaudación	160,3	213,1	170,7	111,8	198,0	324,7	212,6	253,0	258,7
(i) Regalías	159,2	196,4	154,9	101,3	165,8	265,6	190,5	223,0	257,7
(ii) Impuestos	0,3	15,1	13,2	8,5	30,4	57,5	21,0	28,8	n.d.
(iii) Apoyo Social		0,4	1,1	0,2	0,4	0,3	0,0	0,0	n.d.
(iv) Patentes y Penalizaciones									
(v) Capacitación	0,9	1,2	1,6	1,8	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1

Distribución en US\$, millones	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
(i) Gobierno Central	82,2	115,1	85,1	58,2	121,3	206,6	116,7	148,0	143,0
Tesoro Público	78,6	96,1	65,0	45,5	85,2	140,7	88,6	112,3	135,2
PERUPETRO	3,3	3,9	3,5	2,1	2,9	4,2	3,5	3,5	3,9
MEM			1,7	1,1	1,4	2,1	1,8	1,7	2,0
OSINERG			1,7	1,1	1,4	2,1	1,8	1,7	2,0
Impuesto a la renta	0,3	15,1	13,2	8,5	30,4	57,5	21,0	28,8	n.d.
(ii) Participación descentralizada	77,3	96,5	86,5	51,6	74,9	116,5	94,8	103,8	114,7
Prefecturas	41,0	51,3	46,1	27,6	39,8	61,9	50,3	55,0	46,6
Municipios	31,1	38,7	34,7	20,7	30,0	46,7	38,0	41,6	58,1
Universidades	5,2	6,5	5,7	3,4	5,1	8,0	6,5	7,2	10,0
(iii) Apoyo Social	0,0	0,4	1,1	0,3	0,4	0,3	0,0	0,0	n.d.
Convenios con contratistas	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1			
Compensación			0,0	0,0	0,2	0,1			
Indemnización		0,3	0,4	0,1	0,1	0,0			
Instituto Peruano de la Amazonía	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1			
(iv) Fondos									
(v) Capacitación	0,9	1,2	1,6	1,8	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1

Anexo 5

Gobernabilidad y Transparencia

A5.1 Para completar el análisis de las variables macro-económicas estrechamente ligadas al proceso de Recaudación y Distribución de la Renta Petrolera, nos queda por analizar el problema de la falta de transparencia y en algunos casos la presencia de corrupción en el sector. Para ello, como información preliminar conviene consultar los índices publicados por organismos no-gubernamentales.

Índices Referenciales

A5.2 Desde hace algunos años, **Transparencia Internacional** publica un índice de percepción de corrupción sobre la base de una muestra bastante amplia de países. La encuesta se realiza teniendo como sustento entrevistas a un amplio número de empresarios, inversionistas financieros y funcionarios de organismos multilaterales de desarrollo.

A5.3 En el cuadro siguiente, sobre una escala de 11 puntos, se presenta un índice sobre la percepción de corrupción respecto al país analizado. En ese sentido, Bolivia, Ecuador, Colombia y Perú muestran, en ese orden, índices más cercanos a los países con mayor percepción de corrupción, como Nigeria, Camerún o Bangladesh, y que se alejan de los países con mínima percepción de corrupción como Nueva Zelanda, Dinamarca o Finlandia. Debe puntualizarse, que en el período 1996–2003 los índices de los países latinoamericanos en análisis no tienden a variar mucho.

Cuadro A5.1: Índices de percepción de corrupción por país, 1996–2003

<i>País</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>
Bolivia	3.40	2.05	2.8	2.5	2.7	2	2.2	2.3
Colombia	2.73	2.23	2.2	2.9	3.2	3.8	3.6	3.7
Ecuador			2.3	2.4	2.6	2.3	2.2	2.2
Perú			4.5	4.5	4.4	4.1	4	3.7
	9.43	9.94	10	10	10	9.9	9.7	9.7
Máximo	Nuevo Zelanda	Deinamarca	Deinamarca	Deinamarca	Finlandia	Finlandia	Finlandia	Finlandia
	0.69	1.76	1.4	1.5	1.2	0.4	1.2	1.3
Mínimo	Nigeria	Nigeria	Camerún	Camerún	Nigeria	Bangla Desh	Bangla Desh	Bangla Desh
No. de países	54	52	85	99	90	91	102	133

Fuente: Transparencia Internacional

Elaboración propia.

A5.4 Por su parte el **Foro Económico Mundial (Davos)** también realiza análisis sobre corrupción en países. El siguiente cuadro muestra los índices de percepción de corrupción por parte de empresarios para los países en análisis, donde en una escala de 7 puntos, la menor corrupción tendrá puntuación de 7, y la máxima corrupción tendrá un valor de 0.

A5.5 En el año 2001, Perú se presenta como el país con mayor percepción de corrupción por parte de empresarios; mientras que en el año 2002, esa característica la presenta Bolivia. Posteriormente, Colombia (2001 y 2002) y Perú (2002), presentan índices superiores al de la región de América Latina, es decir, serían los que presentan menor percepción de corrupción que el promedio de la región.

A5.6 Para efectos de referencia se incluye el índice de percepción de corrupción de Europa Occidental.

Cuadro A5.2: Índices de percepción de corrupción por país, 2001-2002

<i>País</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>
Bolivia	4,26	3,56
Colombia	4,73	5,14
Ecuador	3,91	3,67
Perú	2,31	5,21
América	4,37	4,53
Europa	6,07	6,08

Fuente: Foro Económico Mundial

Elaboración propia

A5.7 Como se aprecia, estos índices de corrupción muestran la percepción que tienen los inversionistas, consultoras de riesgo y funcionarios internacionales. Sin embargo, debe indicarse que en todos los casos existen serias críticas metodológicas que cuestionan los resultados de estos informes. Aquí se presentan solo de manera referencial.

A5.8 Por lo tanto, la corrupción aparece en este contexto como un tema principal de la región, por encima de la delincuencia o criminalidad. Como bien se sabe, la corrupción y la pobreza, tienen un fuerte impacto sobre las actitudes hacia la democracia, mientras que la delincuencia no juega un papel significativo en la legitimidad del régimen pero sí en su gobernabilidad.

A5.9 Esto sitúa con claridad las prioridades de la agenda democrática, otorgándole a la lucha contra la corrupción un lugar preponderante en el proceso de consolidación de la democracia, por encima de la salud, la educación, y la delincuencia. La corrupción pública “mina” las dos dimensiones fundamentales del buen gobierno: (i) la entrega efectiva de bienes y servicios a la población (eficiencia en la asignación de recursos) y (ii) la credibilidad y legitimidad del ejercicio del poder.

A5.10 Los mecanismos horizontales de control de la corrupción contribuyen a elevar la credibilidad y legitimidad de la representación política, pero pueden afectar la capacidad del sector público para la entrega oportuna y eficiente de los servicios.

Anexo 6

Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI)

A6.1 La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) fue impulsada por el Primer Ministro del Reino Unido, Tony Blair, en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible de Johannesburgo en Septiembre del 2002. La iniciativa anima a los gobiernos, empresas extractivas privadas y estatales, organizaciones internacionales, ONGs y otros agentes con intereses en el sector a trabajar juntos de manera voluntaria para desarrollar un marco que promueva la transparencia de pagos e ingresos en la gestión de los recursos naturales.

A6.2 Asimismo, la iniciativa ha incorporado debates más profundos mantenidos por el Grupo de Ocho países más desarrollados sobre políticas de transparencia y de anticorrupción. En su última reunión en Evian, los países del G-8 manifestaron su decidida determinación de combatir la corrupción, uno de los obstáculos más serios para el desarrollo económico, y la mala gestión de los gastos e ingresos públicos. El G-8 acordó un plan de acción que incluye la puesta a prueba, con carácter voluntario, de un enfoque intensificado sobre la transparencia en países en los que los ingresos de las industrias extractivas (petróleo, gas y minería) son importantes.

A6.3 En ese sentido, el objetivo de la EITI es incrementar la transparencia en los pagos e ingresos de los sectores extractivos en países con una gran dependencia de tales sectores, a través del diseño de un esquema de promoción de la transparencia en los pagos por la extracción de recursos naturales (petróleo, gas natural y minería).

A6.4 La iniciativa está enmarcada en una parcial creencia que una prudente explotación de los recursos naturales debe brindar la base para el crecimiento económico que contribuya al desarrollo sostenible. Al respecto, los participantes en la Iniciativa asumen una serie de principios descritos en el siguiente recuadro.

A6.5 La idea, por lo tanto, es que la transparencia sobre los pagos e ingresos incremente la probabilidad de que los ingresos generados por la explotación de los recursos naturales sean usados eficiente y equitativamente y pueda servir al Gobierno como instrumento de planificación financiera y macroeconómica. Adicionalmente, pueda servir para reducir el riesgo de la no inversión o subapropiación de los recursos, así como para la mejora del ambiente empresarial de las economías en desarrollo y en transición, de manera tal que les permita atraer mayor inversión extranjera directa.

A6.6 Por ello, centrarse sólo en industrias extractivas surge de la importancia de este tipo de industrias en más de 50 países desarrollados. Existe una correlación cercana entre los países ricos en recursos naturales y los países con elevados niveles de pobreza; así como también, existe un número de factores que hacen especialmente difícil la correcta gestión de los recursos naturales a corto y largo plazo: el tamaño atípicamente grande de los ingresos que generan en relación con el ingreso nacional, las fluctuaciones en los precios y la naturaleza finita de estos recursos.

**Cuadro A6.1: Principios de la Iniciativa por la
Transparencia en las Industrias Extractivas**

1. La publicación de manera regular de todos los pagos relacionados con el petróleo, el gas y los recursos minerales realizados a los gobiernos por parte de las empresas (“pagos”) y de todos los ingresos procedentes del petróleo, el gas y los recursos minerales recibidos por los gobiernos (“ingresos”), destinada dicha publicación a un público amplio y de manera accesible, exhaustiva y comprensible.
2. Donde ya no existan tales auditorías, los pagos y los ingresos han de ser objeto de una auditoría fiable e independiente que aplique los estándares internacionales de auditoría.
3. Los pagos y los ingresos han de ser cuadrados por un administrador fiable e independiente que aplique los estándares internacionales de auditoría. Se procederá posteriormente a la publicación de las conclusiones del administrador en cuando al cuadro de pagos e ingresos, incluyendo las posibles discrepancias.
4. Esta propuesta ha de hacerse extensible a todas las empresas, incluidas las estatales.
5. La sociedad civil se ha de comprometer de manera activa a convertirse en participantes, supervisora y evaluadora de este proceso y a contribuir al debate público.
6. Un plan de trabajo público y financieramente sostenible para todos los puntos expuestos anteriormente ha de ser desarrollado por parte del gobierno anfitrión con la ayuda de instituciones financieras internacionales cuando sea necesaria, incluyendo los objetivos mesurables, un calendario para la puesta en marcha de la iniciativa y los posibles limitaciones de capacidad.

A6.7 La transparencia, el “manejo” financiero mejorado y la contabilidad detallada contribuyen a un mejor, eficiente y equitativo empleo de los recursos, que, alternadamente, contribuye a tener una economía más fuerte, base del desarrollo sostenible. Existen beneficios domésticos para los gobiernos que se adhieren a los altos estándares de transparencia y contabilidad, puesto que esto brinda señales de un buen gobierno a la sociedad civil y a los ciudadanos en general. Los Gobiernos tendrían acceso a una mejor información sobre los pagos realizados y los ingresos recibidos, por las compañías nacionales o extranjeras, lo que asegure una completa conformidad con la regulación fiscal. Los Gobiernos que se adhieren a los principios de transparencia y contabilidad encontrarán una manera fácil de ganar la acreditación para la inversión extranjera directa. Los donantes, las instituciones financieras internacionales y otros

inversionistas están mejor dispuestos a ofrecer asistencia financiera y técnica a los países comprometidos a implementar un “manejo” financiero público transparente.

A6.8 Las compañías productoras trabajan con horizontes de inversión de largo plazo, lo cual implica un premio al buen gobierno y a la estabilidad política. La transparencia sobre los pagos e ingresos reducen los riesgos de inestabilidad social ante percepciones sobre malgasto de recursos. Además, la transparencia sobre los pagos realizados por las compañías demostrará a la ciudadanía la contribución que hacen los inversionistas a la economía nacional. La transparencia puede ayudar a centrar la atención en el uso de ingresos por parte de los Gobiernos Nacionales y Regionales, donde al final recae la responsabilidad.

A6.9 Para las compañías estatales habrán ventajas domésticas desde el punto de vista de la reputación, en términos de demostrar un buen gobierno corporativo, franqueza y responsabilidad social. Incrementarían su capacidad de acceso al mercado de capitales y su capacidad de atraer compañías comprometidas con la transparencia como socios.

A6.10 Existen ventajas también para otros accionistas. Los industriales desearán tener a sus miembros comprometidos con mantener mayores niveles de transparencia. Asimismo, los países que alojan a compañías con intereses extranjeros desearán contar con compañías propias que también se caractericen por tener buena reputación, y que les permita practicar la transparencia en sus transacciones y operar en países políticamente estables.

A6.11 Similarmente, como el progreso se logra disminuyendo la corrupción y el lavado de dinero, el sector financiero también necesitará demostrar su compromiso con el buen gobierno en las compañías que inviertan: esto llegará a ser más fácil a medida que la transparencia y la responsabilidad lleguen a ser más comprendidas. La información divulgada a nivel país debe dar una base para que los ciudadanos puedan hacer que sus gobiernos contabilicen las rentas y su asignación a proyectos específicos de desarrollo.

A6.12 Resta preguntarse en que medida los principios de la EITI pueden implementarse en la región. Por el momento el único país que ha dado señales de interés es el Perú.

Joint UNDP/World Bank
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF REPORTS ON COMPLETED ACTIVITIES

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)			
Africa Regional	Anglophone Africa Household Energy Workshop (English)	07/88	085/88
	Regional Power Seminar on Reducing Electric Power System Losses in Africa (English)	08/88	087/88
	Institutional Evaluation of EGL (English)	02/89	098/89
	Biomass Mapping Regional Workshops (English)	05/89	--
	Francophone Household Energy Workshop (French)	08/89	--
	Interafrican Electrical Engineering College: Proposals for Short- and Long-Term Development (English)	03/90	112/90
	Biomass Assessment and Mapping (English)	03/90	--
	Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in Sub-Saharan Africa (English)	06/96	182/96
	Commercialization of Marginal Gas Fields (English)	12/97	201/97
	Commercializing Natural Gas: Lessons from the Seminar in Nairobi for Sub-Saharan Africa and Beyond	01/00	225/00
	Africa Gas Initiative – Main Report: Volume I	02/01	240/01
	First World Bank Workshop on the Petroleum Products Sector in Sub-Saharan Africa	09/01	245/01
	Ministerial Workshop on Women in Energy	10/01	250/01
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from a Multi-Sector And Multi-Stakeholder Workshop Addis Ababa, Ethiopia, October 23-25, 2002.	03/03	266/03
	Opportunities for Power Trade in the Nile Basin: Final Scoping Study	01/04	277/04
	Énergies modernes et réduction de la pauvreté: Un atelier multi-sectoriel. Actes de l'atelier régional. Dakar, Sénégal, du 4 au 6 février 2003 (French Only)	01/04	278/04
	Énergies modernes et réduction de la pauvreté: Un atelier multi-sectoriel. Actes de l'atelier régional. Douala, Cameroun du 16-18 juillet 2003. (French Only)	09/04	286/04
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from the Global Village Energy Partnership (GVEP) Workshops held in Africa	01/05	298/05
Angola	Energy Assessment (English and Portuguese)	05/89	4708-ANG
	Power Rehabilitation and Technical Assistance (English)	10/91	142/91
	Africa Gas Initiative – Angola: Volume II	02/01	240/01
Benin	Energy Assessment (English and French)	06/85	5222-BEN
Botswana	Energy Assessment (English)	09/84	4998-BT
	Pump Electrification Prefeasibility Study (English)	01/86	047/86
	Review of Electricity Service Connection Policy (English)	07/87	071/87
	Tuli Block Farms Electrification Study (English)	07/87	072/87
	Household Energy Issues Study (English)	02/88	--
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	05/91	132/91
Burkina Faso	Energy Assessment (English and French)	01/86	5730-BUR
	Technical Assistance Program (English)	03/86	052/86
	Urban Household Energy Strategy Study (English and French)	06/91	134/91
Burundi	Energy Assessment (English)	06/82	3778-BU
	Petroleum Supply Management (English)	01/84	012/84
	Status Report (English and French)	02/84	011/84

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Burundi	Presentation of Energy Projects for the Fourth Five-Year Plan (1983-1987) (English and French)	05/85	036/85
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	09/85	042/85
	Peat Utilization Project (English)	11/85	046/85
	Energy Assessment (English and French)	01/92	9215-BU
Cameroon	Africa Gas Initiative – Cameroon: Volume III	02/01	240/01
Cape Verde	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5073-CV
	Household Energy Strategy Study (English)	02/90	110/90
Central African Republic	Energy Assessment (French)	08/92	9898-CAR
Chad	Elements of Strategy for Urban Household Energy		
	The Case of N'djamena (French)	12/93	160/94
Comoros	Energy Assessment (English and French)	01/88	7104-COM
	In Search of Better Ways to Develop Solar Markets: The Case of Comoros	05/00	230/00
Congo	Energy Assessment (English)	01/88	6420-COB
	Power Development Plan (English and French)	03/90	106/90
	Africa Gas Initiative – Congo: Volume IV	02/01	240/01
Côte d'Ivoire	Energy Assessment (English and French)	04/85	5250-IVC
	Improved Biomass Utilization (English and French)	04/87	069/87
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	--
	Power Sector Efficiency Study (French)	02/92	140/91
	Project of Energy Efficiency in Buildings (English)	09/95	175/95
	Africa Gas Initiative – Côte d'Ivoire: Volume V	02/01	240/01
	Energy Assessment (English)	07/84	4741-ET
Ethiopia	Power System Efficiency Study (English)	10/85	045/85
	Agricultural Residue Briquetting Pilot Project (English)	12/86	062/86
	Bagasse Study (English)	12/86	063/86
	Cooking Efficiency Project (English)	12/87	--
	Energy Assessment (English)	02/96	179/96
Gabon	Energy Assessment (English)	07/88	6915-GA
	Africa Gas Initiative – Gabon: Volume VI	02/01	240/01
The Gambia	Energy Assessment (English)	11/83	4743-GM
	Solar Water Heating Retrofit Project (English)	02/85	030/85
	Solar Photovoltaic Applications (English)	03/85	032/85
	Petroleum Supply Management Assistance (English)	04/85	035/85
Ghana	Energy Assessment (English)	11/86	6234-GH
	Energy Rationalization in the Industrial Sector (English)	06/88	084/88
	Sawmill Residues Utilization Study (English)	11/88	074/87
	Industrial Energy Efficiency (English)	11/92	148/92
	Corporatization of Distribution Concessions through Capitalization	12/03	272/03
Guinea	Energy Assessment (English)	11/86	6137-GUI
	Household Energy Strategy (English and French)	01/94	163/94
Guinea-Bissau	Energy Assessment (English and Portuguese)	08/84	5083-GUB
	Recommended Technical Assistance Projects (English & Portuguese)	04/85	033/85
	Management Options for the Electric Power and Water Supply Subsectors (English)	02/90	100/90
	Power and Water Institutional Restructuring (French)	04/91	118/91
Kenya	Energy Assessment (English)	05/82	3800-KE
	Power System Efficiency Study (English)	03/84	014/84
	Status Report (English)	05/84	016/84
	Coal Conversion Action Plan (English)	02/87	--
	Solar Water Heating Study (English)	02/87	066/87

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Kenya	Peri-Urban Woodfuel Development (English)	10/87	076/87
	Power Master Plan (English)	11/87	--
	Power Loss Reduction Study (English)	09/96	186/96
	Implementation Manual: Financing Mechanisms for Solar Electric Equipment	07/00	231/00
Lesotho	Energy Assessment (English)	01/84	4676-LSO
Liberia	Energy Assessment (English)	12/84	5279-LBR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	06/85	038/85
	Power System Efficiency Study (English)	12/87	081/87
Madagascar	Energy Assessment (English)	01/87	5700-MAG
	Power System Efficiency Study (English and French)	12/87	075/87
	Environmental Impact of Woodfuels (French)	10/95	176/95
Malawi	Energy Assessment (English)	08/82	3903-MAL
	Technical Assistance to Improve the Efficiency of Fuelwood Use in the Tobacco Industry (English)	11/83	009/83
	Status Report (English)	01/84	013/84
Mali	Energy Assessment (English and French)	11/91	8423-MLI
	Household Energy Strategy (English and French)	03/92	147/92
Islamic Republic of Mauritania	Energy Assessment (English and French)	04/85	5224-MAU
	Household Energy Strategy Study (English and French)	07/90	123/90
Mauritius	Energy Assessment (English)	12/81	3510-MAS
	Status Report (English)	10/83	008/83
	Power System Efficiency Audit (English)	05/87	070/87
	Bagasse Power Potential (English)	10/87	077/87
	Energy Sector Review (English)	12/94	3643-MAS
Mozambique	Energy Assessment (English)	01/87	6128-MOZ
	Household Electricity Utilization Study (English)	03/90	113/90
	Electricity Tariffs Study (English)	06/96	181/96
	Sample Survey of Low Voltage Electricity Customers	06/97	195/97
Namibia	Energy Assessment (English)	03/93	11320-NAM
Niger	Energy Assessment (French)	05/84	4642-NIR
	Status Report (English and French)	02/86	051/86
	Improved Stoves Project (English and French)	12/87	080/87
	Household Energy Conservation and Substitution (English and French)	01/88	082/88
Nigeria	Energy Assessment (English)	08/83	4440-UNI
	Energy Assessment (English)	07/93	11672-UNI
	Strategic Gas Plan	02/04	279/04
Rwanda	Energy Assessment (English)	06/82	3779-RW
	Status Report (English and French)	05/84	017/84
	Improved Charcoal Cookstove Strategy (English and French)	08/86	059/86
	Improved Charcoal Production Techniques (English and French)	02/87	065/87
	Energy Assessment (English and French)	07/91	8017-RW
	Commercialization of Improved Charcoal Stoves and Carbonization Techniques Mid-Term Progress Report (English and French)	12/91	141/91
SADC	SADC Regional Power Interconnection Study, Vols. I-IV (English)	12/93	-
SADCC	SADCC Regional Sector: Regional Capacity-Building Program for Energy Surveys and Policy Analysis (English)	11/91	-
Sao Tome and Principe	Energy Assessment (English)	10/85	5803-STP
Senegal	Energy Assessment (English)	07/83	4182-SE
	Status Report (English and French)	10/84	025/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	05/85	037/85

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Senegal	Preparatory Assistance for Donor Meeting (English and French)	04/86	056/86
	Urban Household Energy Strategy (English)	02/89	096/89
	Industrial Energy Conservation Program (English)	05/94	165/94
Seychelles	Energy Assessment (English)	01/84	4693-SEY
	Electric Power System Efficiency Study (English)	08/84	021/84
Sierra Leone	Energy Assessment (English)	10/87	6597-SL
Somalia	Energy Assessment (English)	12/85	5796-SO
Republic of South Africa	Options for the Structure and Regulation of Natural Gas Industry (English)	05/95	172/95
Sudan	Management Assistance to the Ministry of Energy and Mining	05/83	003/83
	Energy Assessment (English)	07/83	4511-SU
	Power System Efficiency Study (English)	06/84	018/84
	Status Report (English)	11/84	026/84
	Wood Energy/Forestry Feasibility (English)	07/87	073/87
Swaziland	Energy Assessment (English)	02/87	6262-SW
	Household Energy Strategy Study	10/97	198/97
Tanzania	Energy Assessment (English)	11/84	4969-TA
	Peri-Urban Woodfuels Feasibility Study (English)	08/88	086/88
	Tobacco Curing Efficiency Study (English)	05/89	102/89
	Remote Sensing and Mapping of Woodlands (English)	06/90	--
	Industrial Energy Efficiency Technical Assistance (English)	08/90	122/90
	Power Loss Reduction Volume 1: Transmission and Distribution System Technical Loss Reduction and Network Development (English)	06/98	204A/98
	Power Loss Reduction Volume 2: Reduction of Non-Technical Losses (English)	06/98	204B/98
Togo	Energy Assessment (English)	06/85	5221-TO
	Wood Recovery in the Nangbeto Lake (English and French)	04/86	055/86
	Power Efficiency Improvement (English and French)	12/87	078/87
Uganda	Energy Assessment (English)	07/83	4453-UG
	Status Report (English)	08/84	020/84
	Institutional Review of the Energy Sector (English)	01/85	029/85
	Energy Efficiency in Tobacco Curing Industry (English)	02/86	049/86
	Fuelwood/Forestry Feasibility Study (English)	03/86	053/86
	Power System Efficiency Study (English)	12/88	092/88
	Energy Efficiency Improvement in the Brick and Tile Industry (English)	02/89	097/89
	Tobacco Curing Pilot Project (English)	03/89	UNDP Terminal Report
	Energy Assessment (English)	12/96	193/96
	Rural Electrification Strategy Study	09/99	221/99
Zaire	Energy Assessment (English)	05/86	5837-ZR
	Energy Assessment (English)	01/83	4110-ZA
Zambia	Status Report (English)	08/85	039/85
	Energy Sector Institutional Review (English)	11/86	060/86
	Power Subsector Efficiency Study (English)	02/89	093/88
	Energy Strategy Study (English)	02/89	094/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	08/90	121/90
	Energy Assessment (English)	06/82	3765-ZIM
	Power System Efficiency Study (English)	06/83	005/83
Zimbabwe	Status Report (English)	08/84	019/84
	Power Sector Management Assistance Project (English)	04/85	034/85
	Power Sector Management Institution Building (English)	09/89	--

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Zimbabwe	Petroleum Management Assistance (English)	12/89	109/89
	Charcoal Utilization Pre-feasibility Study (English)	06/90	119/90
	Integrated Energy Strategy Evaluation (English)	01/92	8768-ZIM
	Energy Efficiency Technical Assistance Project: Strategic Framework for a National Energy Efficiency Improvement Program (English)	04/94	--
	Capacity Building for the National Energy Efficiency Improvement Programme (NEEIP) (English)	12/94	--
	Rural Electrification Study	03/00	228/00
EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)			
Asia Regional	Pacific Household and Rural Energy Seminar (English)	11/90	--
China	County-Level Rural Energy Assessments (English)	05/89	101/89
	Fuelwood Forestry Preinvestment Study (English)	12/89	105/89
	Strategic Options for Power Sector Reform in China (English)	07/93	156/93
	Energy Efficiency and Pollution Control in Township and Village Enterprises (TVE) Industry (English)	11/94	168/94
	Energy for Rural Development in China: An Assessment Based on a Joint Chinese/ESMAP Study in Six Counties (English)	06/96	183/96
	Improving the Technical Efficiency of Decentralized Power Companies	09/99	222/99
	Air Pollution and Acid Rain Control: The Case of Shijiazhuang City and the Changsha Triangle Area	10/03	267/03
	Toward a Sustainable Coal Sector In China	07/04	287/04
Fiji	Energy Assessment (English)	06/83	4462-FIJ
Indonesia	Energy Assessment (English)	11/81	3543-IND
	Status Report (English)	09/84	022/84
	Power Generation Efficiency Study (English)	02/86	050/86
	Energy Efficiency in the Brick, Tile and Lime Industries (English)	04/87	067/87
	Diesel Generating Plant Efficiency Study (English)	12/88	095/88
	Urban Household Energy Strategy Study (English)	02/90	107/90
	Biomass Gasifier Preinvestment Study Vols. I & II (English)	12/90	124/90
	Prospects for Biomass Power Generation with Emphasis on Palm Oil, Sugar, Rubberwood and Plywood Residues (English)	11/94	167/94
Lao PDR	Urban Electricity Demand Assessment Study (English)	03/93	154/93
	Institutional Development for Off-Grid Electrification	06/99	215/99
Malaysia	Sabah Power System Efficiency Study (English)	03/87	068/87
	Gas Utilization Study (English)	09/91	9645-MA
Mongolia	Energy Efficiency in the Electricity and District Heating Sectors	10/01	247/01
	Improved Space Heating Stoves for Ulaanbaatar	03/02	254/02
Myanmar	Energy Assessment (English)	06/85	5416-BA
Papua New Guinea	Energy Assessment (English)	06/82	3882-PNG
	Status Report (English)	07/83	006/83
	Institutional Review in the Energy Sector (English)	10/84	023/84
	Power Tariff Study (English)	10/84	024/84
Philippines	Commercial Potential for Power Production from Agricultural Residues (English)	12/93	157/93
	Energy Conservation Study (English)	08/94	--

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Philippines	Strengthening the Non-Conventional and Rural Energy Development Program in the Philippines: A Policy Framework and Action Plan	08/01	243/01
	Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits	05/02	255/02
Solomon Islands	Energy Assessment (English)	06/83	4404-SOL
	Energy Assessment (English)	01/92	979-SOL
South Pacific	Petroleum Transport in the South Pacific (English)	05/86	--
Thailand	Energy Assessment (English)	09/85	5793-TH
	Rural Energy Issues and Options (English)	09/85	044/85
	Accelerated Dissemination of Improved Stoves and Charcoal Kilns (English)	09/87	079/87
	Northeast Region Village Forestry and Woodfuels Preinvestment Study (English)	02/88	083/88
	Impact of Lower Oil Prices (English)	08/88	--
	Coal Development and Utilization Study (English)	10/89	--
	Why Liberalization May Stall in a Mature Power Market: A Review of the Technical and Political Economy Factors that Constrained the Electricity Sector Reform in Thailand 1998-2002	12/03	270/03
	Reducing Emissions from Motorcycles in Bangkok	10/03	275/03
Tonga	Energy Assessment (English)	06/85	5498-TON
Vanuatu	Energy Assessment (English)	06/85	5577-VA
Vietnam	Rural and Household Energy-Issues and Options (English)	01/94	161/94
	Power Sector Reform and Restructuring in Vietnam: Final Report to the Steering Committee (English and Vietnamese)	09/95	174/95
	Household Energy Technical Assistance: Improved Coal Briquetting and Commercialized Dissemination of Higher Efficiency Biomass and Coal Stoves (English)	01/96	178/96
	Petroleum Fiscal Issues and Policies for Fluctuating Oil Prices In Vietnam	02/01	236/01
	An Overnight Success: Vietnam's Switch to Unleaded Gasoline	08/02	257/02
	The Electricity Law for Vietnam—Status and Policy Issues—The Socialist Republic of Vietnam	08/02	259/02
	Petroleum Sector Technical Assistance for the Revision of the Existing Legal and Regulatory Framework	12/03	269/03
Western Samoa	Energy Assessment (English)	06/85	5497-WSO
SOUTH ASIA (SAS)			
Bangladesh	Energy Assessment (English)	10/82	3873-BD
	Priority Investment Program (English)	05/83	002/83
	Status Report (English)	04/84	015/84
	Power System Efficiency Study (English)	02/85	031/85
	Small Scale Uses of Gas Pre-feasibility Study (English)	12/88	--
	Reducing Emissions from Baby-Taxis in Dhaka	01/02	253/02
India	Opportunities for Commercialization of Non-conventional Energy Systems (English)	11/88	091/88
	Maharashtra Bagasse Energy Efficiency Project (English)	07/90	120/90
	Mini-Hydro Development on Irrigation Dams and Canal Drops Vols. I, II and III (English)	07/91	139/91
	WindFarm Pre-Investment Study (English)	12/92	150/92
	Power Sector Reform Seminar (English)	04/94	166/94
	Environmental Issues in the Power Sector (English)	06/98	205/98

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
India	Environmental Issues in the Power Sector: Manual for Environmental Decision Making (English)	06/99	213/99
	Household Energy Strategies for Urban India: The Case of Hyderabad	06/99	214/99
	Greenhouse Gas Mitigation In the Power Sector: Case Studies From India	02/01	237/01
	Energy Strategies for Rural India: Evidence from Six States	08/02	258/02
	Household Energy, Indoor Air Pollution, and Health	11/02	261/02
	Access of the Poor to Clean Household Fuels	07/03	263/03
	The Impact of Energy on Women's Lives in Rural India	01/04	276/04
	Environmental Issues in the Power Sector: Long-Term Impacts And Policy Options for Rajasthan	10/04	292/04
	Environmental Issues in the Power Sector: Long-Term Impacts And Policy Options for Karnataka	10/04	293/04
Nepal	Energy Assessment (English)	08/83	4474-NEP
	Status Report (English)	01/85	028/84
	Energy Efficiency & Fuel Substitution in Industries (English)	06/93	158/93
Pakistan	Household Energy Assessment (English)	05/88	--
	Assessment of Photovoltaic Programs, Applications, and Markets (English)	10/89	103/89
Pakistan	National Household Energy Survey and Strategy Formulation Study: Project Terminal Report (English)	03/94	--
	Managing the Energy Transition (English)	10/94	--
	Lighting Efficiency Improvement Program Phase 1: Commercial Buildings Five Year Plan (English)	10/94	--
	Clean Fuels	10/01	246/01
Regional	Toward Cleaner Urban Air in South Asia: Tackling Transport Pollution, Understanding Sources.	03/04	281/04
Sri Lanka	Energy Assessment (English)	05/82	3792-CE
	Power System Loss Reduction Study (English)	07/83	007/83
	Status Report (English)	01/84	010/84
	Industrial Energy Conservation Study (English)	03/86	054/86
	Sustainable Transport Options for Sri Lanka: Vol. I	02/03	262/03
	Greenhouse Gas Mitigation Options in the Sri Lanka Power Sector: Vol. II	02/03	262/03
	Sri Lanka Electric Power Technology Assessment (SLEPTA): Vol. III	02/03	262/03
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from South Asia Practitioners Workshop How Can Modern Energy Services Contribute to Poverty Reduction? Colombo, Sri Lanka, June 2-4, 2003	11/03	268/03
EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)			
Armenia	Development of Heat Strategies for Urban Areas of Low-income Transition Economies. Urban Heating Strategy for the Republic Of Armenia. <i>Including a Summary of a Heating Strategy for the Kyrgyz Republic</i>	04/04	282/04
Bulgaria	Natural Gas Policies and Issues (English)	10/96	188/96
	Energy Environment Review	10/02	260/02
Central Asia and The Caucasus	Cleaner Transport Fuels in Central Asia and the Caucasus	08/01	242/01
Central and Eastern Europe	Power Sector Reform in Selected Countries Increasing the Efficiency of Heating Systems in Central and	07/97	196/97

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
	Eastern Europe and the Former Soviet Union (English and Russian)	08/00	234/00
	The Future of Natural Gas in Eastern Europe (English)	08/92	149/92
Kazakhstan	Natural Gas Investment Study, Volumes 1, 2 & 3	12/97	199/97
Kazakhstan & Kyrgyzstan	Opportunities for Renewable Energy Development	11/97	16855-KAZ
Poland	Energy Sector Restructuring Program Vols. I-V (English)	01/93	153/93
	Natural Gas Upstream Policy (English and Polish)	08/98	206/98
	Energy Sector Restructuring Program: Establishing the Energy Regulation Authority	10/98	208/98
Portugal	Energy Assessment (English)	04/84	4824-PO
Romania	Natural Gas Development Strategy (English)	12/96	192/96
	Private Sector Participation in Market-Based Energy-Efficiency Financing Schemes: Lessons Learned from Romania and International Experiences.	11/03	274/03
Slovenia	Workshop on Private Participation in the Power Sector (English)	02/99	211/99
Turkey	Energy Assessment (English)	03/83	3877-TU
	Energy and the Environment: Issues and Options Paper	04/00	229/00
	Energy and Environment Review: Synthesis Report	12/03	273/03

MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (MNA)

Arab Republic of Egypt	Energy Assessment (English)	10/96	189/96
	Energy Assessment (English and French)	03/84	4157-MOR
	Status Report (English and French)	01/86	048/86
Morocco	Energy Sector Institutional Development Study (English and French)	07/95	173/95
	Natural Gas Pricing Study (French)	10/98	209/98
	Gas Development Plan Phase II (French)	02/99	210/99
Syria	Energy Assessment (English)	05/86	5822-SYR
	Electric Power Efficiency Study (English)	09/88	089/88
	Energy Efficiency Improvement in the Cement Sector (English)	04/89	099/89
	Energy Efficiency Improvement in the Fertilizer Sector (English)	06/90	115/90
Tunisia	Fuel Substitution (English and French)	03/90	--
	Power Efficiency Study (English and French)	02/92	136/91
	Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors (English)	04/92	146/92
	Renewable Energy Strategy Study, Volume I (French)	11/96	190A/96
	Renewable Energy Strategy Study, Volume II (French)	11/96	190B/96
Yemen	Energy Assessment (English)	12/84	4892-YAR
	Energy Investment Priorities (English)	02/87	6376-YAR
	Household Energy Strategy Study Phase I (English)	03/91	126/91

LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN REGION (LCR)

LCR Regional	Regional Seminar on Electric Power System Loss Reduction in the Caribbean (English)	07/89	--
	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	04/97	194/97

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
LCR Regional	Elimination of Lead in Gasoline in Latin America and the Caribbean - Status Report (English and Spanish)	12/97	200/97
	Harmonization of Fuels Specifications in Latin America and the Caribbean (English and Spanish)	06/98	203/98
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from the Global Village Energy Partnership (GVEP) Workshop held in Bolivia	06/05	202/05
	Power Sector Reform and the Rural Poor in Central America	12/04	297/04
	Estudio Comparativo Sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú	08/05	304/05
Bolivia	Energy Assessment (English)	04/83	4213-BO
	National Energy Plan (English)	12/87	--
	La Paz Private Power Technical Assistance (English)	11/90	111/90
	Pre-feasibility Evaluation Rural Electrification and Demand Assessment (English and Spanish)	04/91	129/91
	National Energy Plan (Spanish)	08/91	131/91
	Private Power Generation and Transmission (English)	01/92	137/91
	Natural Gas Distribution: Economics and Regulation (English)	03/92	125/92
	Natural Gas Sector Policies and Issues (English and Spanish)	12/93	164/93
	Household Rural Energy Strategy (English and Spanish)	01/94	162/94
	Preparation of Capitalization of the Hydrocarbon Sector	12/96	191/96
	Introducing Competition into the Electricity Supply Industry in Developing Countries: Lessons from Bolivia	08/00	233/00
	Final Report on Operational Activities Rural Energy and Energy Efficiency	08/00	235/00
	Oil Industry Training for Indigenous People: The Bolivian Experience (English and Spanish)	09/01	244/01
	Capacitación de Pueblos Indígenas en la Actividad Petrolera. Fase II	07/04	290/04
	Estudio Sobre Aplicaciones en Pequeña Escala de Gas Natural	07/04	291/04
Brazil	Energy Efficiency & Conservation: Strategic Partnership for Energy Efficiency in Brazil (English)	01/95	170/95
	Hydro and Thermal Power Sector Study	09/97	197/97
	Rural Electrification with Renewable Energy Systems in the Northeast: A Preinvestment Study	07/00	232/00
	Reducing Energy Costs in Municipal Water Supply Operations "Learning-while-doing" Energy M&T on the Brazilian Frontlines	07/03	265/03
Chile	Energy Sector Review (English)	08/88	7129-CH
Colombia	Energy Strategy Paper (English)	12/86	--
	Power Sector Restructuring (English)	11/94	169/94
Colombia	Energy Efficiency Report for the Commercial and Public Sector (English)	06/96	184/96
Costa Rica	Energy Assessment (English and Spanish)	01/84	4655-CR
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	11/84	027/84
	Forest Residues Utilization Study (English and Spanish)	02/90	108/90
Dominican Republic	Energy Assessment (English)	05/91	8234-DO
Ecuador	Energy Assessment (Spanish)	12/85	5865-EC
	Energy Strategy Phase I (Spanish)	07/88	--
	Energy Strategy (English)	04/91	--
	Private Mini-hydropower Development Study (English)	11/92	--
	Energy Pricing Subsidies and Interfuel Substitution (English)	08/94	11798-EC
Guatemala	Energy Pricing, Poverty and Social Mitigation (English)	08/94	12831-EC
	Issues and Options in the Energy Sector (English)	09/93	12160-GU
	Health Impacts of Traditional Fuel Use	08/04	284/04

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Haiti	Energy Assessment (English and French)	06/82	3672-HA
	Status Report (English and French)	08/85	041/85
	Household Energy Strategy (English and French)	12/91	143/91
Honduras	Energy Assessment (English)	08/87	6476-HO
	Petroleum Supply Management (English)	03/91	128/91
Jamaica	Energy Assessment (English)	04/85	5466-JM
	Petroleum Procurement, Refining, and Distribution Study (English)	11/86	061/86
	Energy Efficiency Building Code Phase I (English)	03/88	--
	Energy Efficiency Standards and Labels Phase I (English)	03/88	--
Jamaica	Management Information System Phase I (English)	03/88	--
	Charcoal Production Project (English)	09/88	090/88
	FIDCO Sawmill Residues Utilization Study (English)	09/88	088/88
	Energy Sector Strategy and Investment Planning Study (English)	07/92	135/92
Mexico	Improved Charcoal Production Within Forest Management for the State of Veracruz (English and Spanish)	08/91	138/91
	Energy Efficiency Management Technical Assistance to the Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) (English)	04/96	180/96
	Energy Environment Review	05/01	241/01
Nicaragua	Modernizing the Fuelwood Sector in Managua and León	12/01	252/01
Panama	Power System Efficiency Study (English)	06/83	004/83
Paraguay	Energy Assessment (English)	10/84	5145-PA
	Recommended Technical Assistance Projects (English)	09/85	--
	Status Report (English and Spanish)	09/85	043/85
Peru	Energy Assessment (English)	01/84	4677-PE
	Status Report (English)	08/85	040/85
	Proposal for a Stove Dissemination Program in the Sierra (English and Spanish)	02/87	064/87
	Energy Strategy (English and Spanish)	12/90	--
	Study of Energy Taxation and Liberalization of the Hydrocarbons Sector (English and Spanish)	120/93	159/93
	Reform and Privatization in the Hydrocarbon Sector (English and Spanish)	07/99	216/99
	Rural Electrification	02/01	238/01
Saint Lucia	Energy Assessment (English)	09/84	5111-SLU
St. Vincent and the Grenadines	Energy Assessment (English)	09/84	5103-STV
Sub Andean	Environmental and Social Regulation of Oil and Gas Operations in Sensitive Areas of the Sub-Andean Basin (English and Spanish)	07/99	217/99
Trinidad and Tobago	Energy Assessment (English)	12/85	5930-TR
GLOBAL			
	Energy End Use Efficiency: Research and Strategy (English)	11/89	--
	Women and Energy--A Resource Guide		
	The International Network: Policies and Experience (English)	04/90	--
	Guidelines for Utility Customer Management and Metering (English and Spanish)	07/91	--
	Assessment of Personal Computer Models for Energy Planning in Developing Countries (English)	10/91	--
	Long-Term Gas Contracts Principles and Applications (English)	02/93	152/93

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
	Comparative Behavior of Firms Under Public and Private Ownership (English)	05/93	155/93
	Development of Regional Electric Power Networks (English)	10/94	--
	Roundtable on Energy Efficiency (English)	02/95	171/95
	Assessing Pollution Abatement Policies with a Case Study of Ankara (English)	11/95	177/95
	A Synopsis of the Third Annual Roundtable on Independent Power Projects: Rhetoric and Reality (English)	08/96	187/96
	Rural Energy and Development Roundtable (English)	05/98	202/98
	A Synopsis of the Second Roundtable on Energy Efficiency: Institutional and Financial Delivery Mechanisms (English)	09/98	207/98
	The Effect of a Shadow Price on Carbon Emission in the Energy Portfolio of the World Bank: A Carbon Backcasting Exercise (English)	02/99	212/99
	Increasing the Efficiency of Gas Distribution Phase 1: Case Studies and Thematic Data Sheets	07/99	218/99
	Global Energy Sector Reform in Developing Countries: A Scorecard	07/99	219/99
	Global Lighting Services for the Poor Phase II: Text Marketing of Small "Solar" Batteries for Rural Electrification Purposes	08/99	220/99
	A Review of the Renewable Energy Activities of the UNDP/ World Bank Energy Sector Management Assistance Programme 1993 to 1998	11/99	223/99
	Energy, Transportation and Environment: Policy Options for Environmental Improvement	12/99	224/99
	Privatization, Competition and Regulation in the British Electricity Industry, With Implications for Developing Countries	02/00	226/00
	Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification	02/00	227/00
	Undeveloped Oil and Gas Fields in the Industrializing World	02/01	239/01
	Best Practice Manual: Promoting Decentralized Electrification Investment	10/01	248/01
	Peri-Urban Electricity Consumers—A Forgotten but Important Group: What Can We Do to Electrify Them?	10/01	249/01
	Village Power 2000: Empowering People and Transforming Markets	10/01	251/01
	Private Financing for Community Infrastructure	05/02	256/02
	Stakeholder Involvement in Options Assessment: Promoting Dialogue in Meeting Water and Energy Needs: A Sourcebook	07/03	264/03
	A Review of ESMAP's Energy Efficiency Portfolio	11/03	271/03
	A Review of ESMAP's Rural Energy and Renewable Energy Portfolio	04/04	280/04
	ESMAP Renewable Energy and Energy Efficiency Reports 1998-2004 (CD Only)	05/04	283/04
	Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: <i>A Global Overview and Lessons Learned from International Experience</i>	08/04	285/04
	ESMAP Gender in Energy Reports and Other related Information (CD Only)	11/04	288/04
	ESMAP Indoor Air Pollution Reports and Other related Information (CD Only)	11/04	289/04

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from the Global Village Energy Partnership (GVEP) Workshop on the Pre-Investment Funding. Berlin, Germany, April 23-24, 2003.	11/04	294/04
	Global Village Energy Partnership (GVEP) Annual Report 2003	12/04	295/04
	Energy and Poverty Reduction: Proceedings from the Global Village Energy Partnership (GVEP) Workshop on Consumer Lending and Microfinance to Expand Access to Energy Services, Manila, Philippines, May 19-21, 2004	12/04	296/04
	The Impact of Higher Oil Prices on Low Income Countries And on the Poor	03/05	299/05
	Advancing Bioenergy for Sustainable Development: Guideline For Policymakers and Investors	04/05	300/05
	ESMAP Rural Energy Reports 1999-2005	03/05	301/05
	Renewable Energy and Energy Efficiency Financing and Policy Network: Options Study and Proceedings of the International Forum	07/05	303/05

Last report added to this list: ESMAP Formal Report 304/05