

**MEMORIA DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN:
“LA EXPLOTACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS Y EL FOMENTO DEL
DESARROLLO EN AMÉRICA LATINA: LOS CASOS DE BOLIVIA, BRASIL
Y ECUADOR”**

Juan Manuel Ramírez (coord.)

Marisa Bordón

Santiago García

Juan Pablo Mateo

María José Paz

**Grupo de Estudios de Economía Política: Capitalismo y Desarrollo Desigual
(Dpto. de Economía Aplicada I, Universidad Complutense de Madrid)**

Entidad Financiadora: Fundación Carolina

Diciembre de 2011

ÍNDICE

<i>RESUMEN EJECUTIVO</i>	3
1. INTRODUCCION.....	5
1.1 Relevancia y contexto del objeto de estudio	5
1.2 Objetivos de la investigación.....	8
1.3. Marco conceptual	9
1.4 Metodología.....	10
2. EL CASO DE BOLIVIA.....	13
2.1. El marco regulador	13
2.1.1 Marco legal	13
2.1.2 Estructura institucional	16
2.1.3 Nuevo marco contractual en el upstream.....	18
2.1.4 Régimen fiscal	22
2.2. Dimensión productiva.....	23
2.2.1 Inversión	23
2.2.2 Producción	26

2.2.3 Reservas.....	28
2.3. Industrialización del hidrocarburo.....	30
2.4. Dimensión fiscal.....	32
2.5. Dimensión externa.....	36
3. EL CASO DE BRASIL.....	40
3.1 El marco regulatorio del sector petrolero en Brasil.....	40
3.1.1 Condicionantes.....	40
3.1.2. Características.....	42
A Estructura institucional.....	42
B Mecanismos contractuales.....	43
C Régimen fiscal.....	44
D Régimen de propiedad: presencia y participación de empresas públicas.....	45
3.2. Dimensión productiva.....	47
3.2.1 Inversión.....	47
3.2.2 Producción y reservas.....	49
3.3. Industrialización del hidrocarburo y fortalecimiento de la cadena <i>offshore</i>	51
3.4. Dimensión fiscal.....	53
3.5. Dimensión externa.....	54
4. EL CASO DE ECUADOR.....	56
4.1. El marco regulatorio del sector hidrocarburífero. Justificación y determinantes....	56
4.1.1 Objetivos.....	56
4.1.2. Características.....	57
A Estructura institucional.....	57
B Mecanismos contractuales.....	58
C Régimen fiscal.....	60
D Régimen de propiedad: presencia y participación de empresas públicas.....	62
4.2. Dimensión productiva.....	62
4.2.1 Inversión extranjera directa.....	63
4.3. Industrialización. Refinación de petróleo.....	64
4.4. Dimensión fiscal: ingresos y gastos.....	66
4.4.1 Ingresos fiscales.....	66
4.4.2. Uso de la renta pública petrolera.....	66
4.5. Dimensión externa.....	68
4.5.1. Exportaciones de crudo.....	68
4.5.2. Comercio externo de productos derivados.....	69
5. CONCLUSIONES.....	72
6. BIBLIOGRAFIA.....	79

RESUMEN EJECUTIVO

La presente investigación aborda el análisis del desempeño del sector de hidrocarburos en América Latina vinculado al marco regulador existente en dicho sector, por tratarse de uno de los aspectos incidentes en el control de estos recursos y su posible utilización en la estrategia de desarrollo de los países. Para ello se han tomado los casos de Ecuador, Bolivia y Brasil, especialmente en la última década. En el caso de Ecuador y Brasil se centra especialmente en los recursos del petróleo, mientras que en Bolivia el estudio se centra fundamentalmente en el sector del gas.

En primera instancia se describen los cambios que se han producido en el marco regulador (MR) de los distintos países. El marco legal en Bolivia y Ecuador establece la importancia del control, por parte del Estado, de los recursos hidrocarburíferos. En el caso de Brasil, su marco legal establece que el sector de hidrocarburos queda integrado en la política energética general y en la política industrial, y aunque desde mediados de los 90 no existe un monopolio estatal, Petrobras es la empresa más importante del mercado.

El control de los recursos por parte del Estado no se ha hecho efectivo en todos los países de igual manera, reduciendo sus efectos favorables en las economías. Por esta razón más allá del marco legal, se ha analizado el aspecto institucional, con especial atención en el papel desempeñado por las empresas estatales, y los mecanismos contractuales que nos han permitido observar algunas de las cuestiones determinantes. No sólo la de captación de recursos por parte del Estado, sino también aspectos relevantes como la garantía de realización de inversiones que preserven el futuro del sector y la posición de las empresas de capital extranjero. Las diferencias en este punto resultan de gran importancia entre los tres países, marcando una diferencia el caso brasileño, en cuyos contratos se establece el compromiso de adquisición de bienes y servicios locales para el fortalecimiento de los proveedores nacionales, y la garantía de inversiones en I+D. Los contratos en Bolivia se centran en la exploración y explotación, bajo la pretensión de que el riesgo lo asuman las empresas privadas y reservando la exclusividad en la comercialización a su empresa estatal YPF. Sin embargo, el riesgo para las empresas ha resultado ser mínimo al estar aseguradas sus ventas a la petrolera estatal. En Ecuador se ha intentado aumentar la captación de rentas por parte del Estado a través de la fijación de tarifas contractuales.

Las diferencias son más evidentes cuando analizamos la incidencia del MR en las dimensiones seleccionadas para medir el desempeño del sector de hidrocarburos: la dimensión productiva, la industrialización del sector, los aspectos fiscales y la inserción externa.

Brasil se desmarca de los otros dos países al presentar un modelo basado en la premisa de autoabastecimiento, lo que tiene implicaciones en las tres dimensiones que se han analizado. El MR ha favorecido la estrategia de expansión de Petrobras, siendo su desempeño fundamental para la inversión, el aumento de la producción y las reservas probadas. Por otro lado, ha fomentado la participación local en la cadena offshore, en este sentido, se ha preferido favorecer encadenamientos hacia atrás y fortalecer a los

proveedores locales en lugar de aumentar la presión fiscal como forma de control del sector. El gobierno también ha fijado como objetivo central de la política energética la industrialización de los hidrocarburos. No obstante, el patrón comercial muestra que una parte creciente de la producción de crudo se destina al mercado externo, es decir hay una orientación primaria en las ventas al exterior. En cuanto a la utilización de rentas provenientes del sector de hidrocarburos, si bien no cuenta con una gran presión fiscal, se ha creado un Fondo Social cuyas necesidades se cubrirán con aumentos de la producción, preservando, de esta forma, las inversiones en el sector y su crecimiento potencial.

Lo contrario ocurre en los casos de Bolivia y Ecuador, donde predomina la orientación al mercado externo. En ambos países se ha producido un estancamiento de la producción en la última década. En el caso de Bolivia resulta preocupante la reducción de reservas probadas de gas y de petróleo, como consecuencia del declive de las inversiones que se han limitado al mínimo necesario para cubrir la demanda de los mercados externos e interno. Por otro lado, se estableció en el marco legal la importancia de la industrialización de los hidrocarburos para superar la dependencia de exportaciones primarias y desarrollar la actividad productiva a favor del desarrollo, pero poco se ha avanzado en este sentido. A lo largo de estos años las exportaciones de productos de refino apenas han sido relevantes, cosa que sí han hecho las importaciones, especialmente de diésel, gasolina y GLP.

En Ecuador se ha intensificado la presencia del sector privado en la producción a lo largo de la década. Su esquema de inserción externa tiene una clara orientación primaria para sector petrolero. Se exporta petróleo crudo y existe una gran dependencia de las importaciones de derivados por su insuficiente capacidad de refino. Estas son ampliamente subvencionadas lo que tiene importantes consecuencias en la matriz de consumo energético y, con ello en la estructura productiva y en la intensidad energética. Además de tratarse de subvenciones que contribuyen a una distribución regresiva del ingreso. En cuanto a la utilización de las rentas petroleras, se constituyó un fondo de estabilización al que se destina el 20%, sólo una pequeña parte se destina al gasto social y un 70% se utiliza para la recompra de deuda pública.

La regulación ha marcado la dinámica del sector hidrocarburífero en los tres casos de estudio del presente informe. No obstante, las diferencias de condiciones sobre las que se modificaron los MR, así como sus características particulares y otros factores relacionados con la propia dotación de recursos, han determinado que el desempeño del sector haya sido diferente en cada uno de ellos.

1. INTRODUCCION

1.1 Relevancia y contexto del objeto de estudio

El proyecto cuya memoria se presenta responde a la vocación, por parte de este equipo de investigación, de identificar los mecanismos reproductores del subdesarrollo y los obstáculos al desarrollo con que se enfrentan la mayor parte de las economías del planeta y, particularmente, las latinoamericanas. En concreto, en los últimos años se ha ido consolidando en el equipo una línea de investigación alrededor de las empresas transnacionales y de su papel en la explotación de los recursos naturales (y específicamente los hidrocarburos) como temática de vital relevancia en el ámbito de la Economía del desarrollo.

El control del acceso y explotación de los recursos naturales ha sido uno de los ejes tradicionales de reflexión sobre el subdesarrollo y la articulación de estrategias para su superación, especialmente en el caso de economías con una orientación primario-exportadora en sus patrones de inserción externa. Esa preponderancia de los recursos naturales como factor de inserción externa ha supuesto también a menudo la persistencia de altos grados de vulnerabilidad para economías subdesarrolladas cuya participación en la economía mundial ha venido oscilando entre el protagonismo y la irrelevancia según sus exportaciones disfrutaran de precios altos y demanda dinámica o, en cambio, sufrieran el hundimiento de los precios y/o una demanda estancada o relegada por productos sustitutivos.

Desde los primeros años del siglo se han venido produciendo cambios en el mercado hidrocarburífero a escala mundial que han afectado a la posición y al papel de América Latina. En efecto, los avatares recientes del mercado mundial de energía, como la presión de demanda de nuevos consumidores masivos de energía, la creciente asimetría entre países productores y consumidores o la mayor dependencia del comercio internacional, además de las seculares perspectivas de paulatino agotamiento de los yacimientos, han dado un notable protagonismo a algunas economías de la región, muy particularmente a Brasil. Los hidrocarburos representan más del 60% de la producción de la energía primaria del conjunto de América Latina y su intercambio es uno de los pilares del proyecto de integración regional. La heterogeneidad que caracteriza a América Latina también se pone de manifiesto en la matriz energética, que varía de acuerdo a la disponibilidad de recursos, oscilando desde países que poseen una gran capacidad exportadora de energía como Venezuela y Ecuador a países deficitarios como Chile.

Si analizamos su posición internacional, América Latina posee una buena dotación de hidrocarburos, aunque sin llegar al nivel de otras regiones como Oriente Medio, África o Rusia (Palazuelos, 2008), siendo su participación en la producción del 12,6% para el petróleo y del 6,7% para el gas natural (BP, 2011). No obstante, posee el 18,1% de las reservas probadas de petróleo, el doble de las que existían en el 2005, (BP, 2011) y se trata, además, de una región que históricamente ha sido de gran importancia en la geopolítica internacional por su papel en el abastecimiento energético de Estados Unidos (González, Sáez y Lagos, 2008). La posición internacional de la región en

cuanto al gas natural es modesta, se encuentra en un número reducido de países latinoamericanos, aunque la expansión de su demanda puede convertir a este recurso en uno de los referentes del grado de desarrollo socioeconómico y de integración económica de la región (Palazuelos, 2008).

Tabla 1.1. Reservas probadas petróleo (miles de millones de barriles) y gas natural (billones de metros cúbicos), 2000-2005.

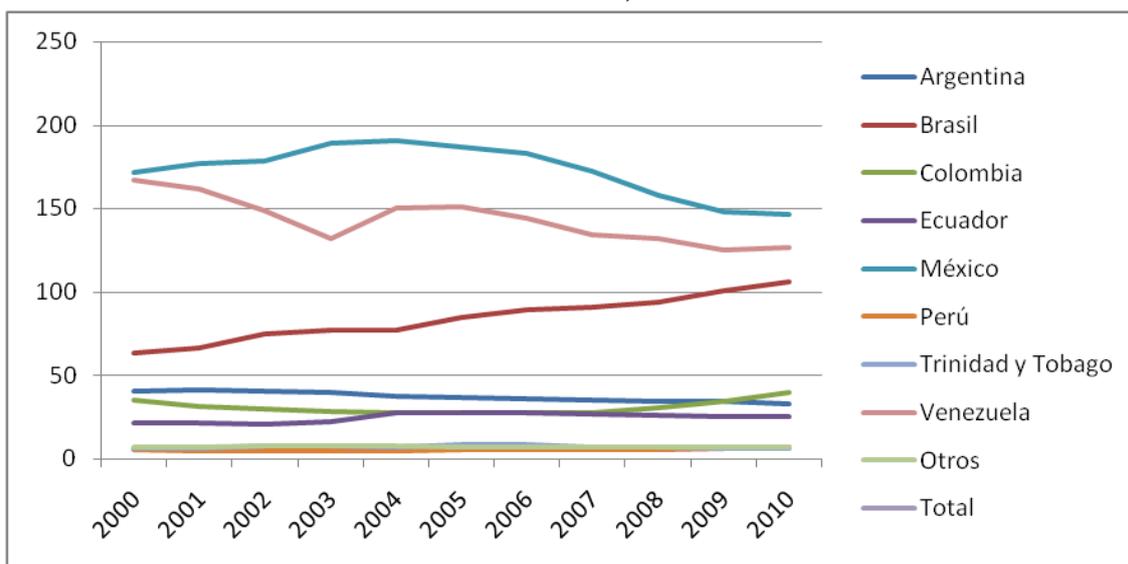
	2000	2005	2010		2000	2005	2010
Argentina	3,0	2,3	2,5	Argentina	0,7	0,5	0,3
Brasil	8,5	11,8	14,2	Bolivia	0,1	0,74	0,3
Colombia	2,0	1,5	1,9	Brasil	0,1	0,31	0,4
Ecuador	4,6	5,1	6,2	Colombia	0,3	0,11	0,2
México	20,2	13,7	11,4	México	2	0,41	0,5
Perú	0,9	1,1	1,2	Perú	0,3	0,33	0,4
Trinidad y Tobago	0,9	0,8	0,8	Trinidad y Tobago	0,3	0,55	0,4
Venezuela	76,8	79,7	211,2	Venezuela	3,4	4,32	5,5
Otros países	1,3	1,3	1,4	Otros países	0,2	0,17	0,1
Total	118,2	117,3	250,8	Total	7,4	7,44	8,1

Fuente: elaboración propia en base a datos de BP *Statistical Review of World Energy*

En cuanto a las reservas probadas de petróleo, el 88% del total que tiene la región se encuentran en Venezuela (15% de las reservas mundiales), que explican, mayormente, el crecimiento experimentado en el total de las reservas de la región durante la década, tal como puede observarse en el tabla 1. El resto de los recursos se encuentran en México, Brasil, Perú, Ecuador, Trinidad y Tobago, Argentina, Colombia, Bolivia y Guatemala. Por otra parte, la relación entre reservas y producción en 2010 llegó a los 94 años (excluyendo del cálculo a México, cuyas reservas se han ido reduciendo y hoy presenta una ratio de 10 años aproximadamente). Las reservas probadas de gas natural de la región apenas han aumentado en la década, con una participación mundial que se ha mantenido en el 4%. La ratio reservas/producción se halla en torno a los 46 años (excluyendo a México con 9 años). Sólo un país cuenta con grandes reservas: Venezuela. Sin embargo, la mayoría es destinado a su consumo interno; alrededor del 70% del gas se vuelve a inyectar en los pozos para favorecer la extracción de petróleo (Palazuelos, 2008). Bolivia y Brasil cuentan con cierto potencial y, aunque este último ha visto aumentar sus reservas, las del primero se encuentran en franca disminución. Siguiendo los datos de la tabla 1, México, Trinidad y Tobago, Colombia y Argentina poseen reservas, pero en estos dos últimos se hallan en declive, especialmente en Argentina¹.

¹ Las reservas de gas y petróleo en este país han descendido como consecuencia del comportamiento del sector luego de la privatización en la década del 90. No obstante, en 2011 se han hallado reservas de petróleo estimadas en 927 millones de barriles equivalentes de petróleo (*Página 12*, 8/11/2011).

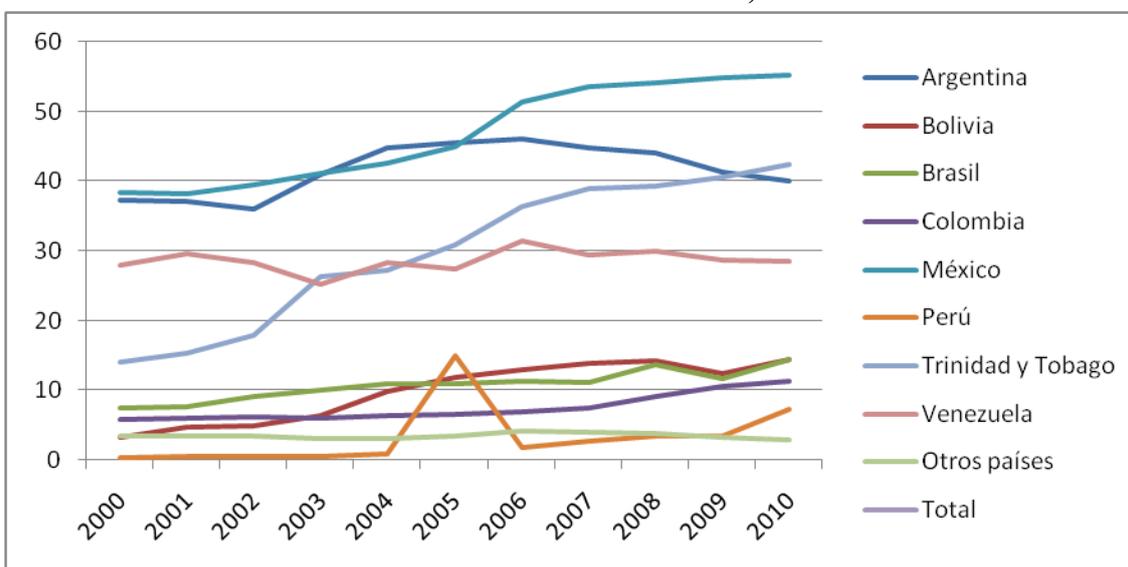
Gráfico 1.1. América Latina. Producción de petróleo, 2000-2010 (miles de toneladas).



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

El comportamiento de la producción de hidrocarburos ha variado a lo largo de la década, presentando una reducción en la primera mitad, desde la huelga que afectó a la empresa pública venezolana (PdVSA), entre diciembre de 2002 y febrero de 2003.

Gráfico 1.2. América Latina. Producción gas natural, 2000-2010 (miles de millones de metros cúbicos)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

La caída también se explica por el declive en la producción mexicana y, aunque se recuperó a partir de 2004, los datos muestran una caída de la producción respecto al comienzo de la década, presentando una tasa media anual de crecimiento del -0,4%. La participación en la producción mundial cayó del 14,3% en el 2000 al 12,6% en el 2010 (BP, 2011). Esta caída ha sido en parte compensada por el crecimiento en Brasil, quien ha reducido su dependencia externa de energía.

En el caso del gas, la producción creció en promedio anual un 4,8%; los mayores productores son México, Argentina, Venezuela y Trinidad y Tobago, y su participación en la cuota mundial ha aumentado al 6,7%. Otro importante productor es Bolivia, cuya producción ha presentado un crecimiento medio anual más intenso que el total (más del 16%). En cuanto al consumo, ha crecido anualmente en promedio un 4,9% para el gas natural y un 1,6% para el petróleo. Es importante tener en cuenta, en este último caso, que aunque el crecimiento es modesto, se da en el marco de una caída de la producción.

En 2010, las exportaciones latinoamericanas de petróleo representaron el 10% del total mundial, correspondiendo en su mayoría a México (3,6%) y a Venezuela (3,8%) (IEA, 2010). El destino principal fue Estados Unidos, aunque también se exporta a Europa, Asia y a la propia región. En la región exportan petróleo Ecuador, Trinidad y Tobago, Colombia, Argentina y Perú, Bolivia, Guatemala y Brasil, quien ha pasado a ser, a lo largo de la década, exportador neto. En el caso del gas, la actividad exportadora se limita a Bolivia, Trinidad y Tobago y Argentina, este último totalmente orientado a Estados Unidos. Chile depende absolutamente de su importación de gas argentino y, a la vez, Argentina, para equilibrar su consumo, depende de las importaciones de Bolivia y Venezuela. (González, Sáez y Lagos, 2008).

Tabla 1.2. Ranking de empresas petroleras en América Latina 2009

Empresa	Ventas 2009 millones dólares
Petrobras	104933
Pemex	85319
PDVSA	60664
Pemex Refinación	40765
Petrobras Distribuidora	31636
Ecopetrol	18127
YPF	8961

Fuente: elaboración propia en base a datos de América Economía

La importancia de la región en el sector de los hidrocarburos se pone de manifiesto, entre otras cosas, en el hecho de que cuatro de las empresas estatales de América Latina forman parte de las principales petroleras del mundo: PdVSA, Petrobras y Ecopetrol (González, Sáez y Lagos, 2008). En la tabla 2 podemos ver un ranking de ventas de las empresas petroleras más importantes. No obstante, son muchas las multinacionales que se han establecido en el territorio, fundamentalmente en el contexto liberalizador de la década del 90, llevando a que algunos gobiernos latinoamericanos dejaran en manos de estas empresas las decisiones que afectaban al sector, con importantes consecuencias en términos de inversiones en infraestructura y tecnología, que han impactado, principalmente, en las actividades de exploración.

1.2 Objetivos de la investigación

En este contexto, que muestra la importancia tendencial de la dimensión energética en el marco de los estudios sobre América Latina que tradicionalmente han desarrollado los miembros de este equipo, en el presente proyecto se plantearon una serie de objetivos:

- 1) el análisis del régimen de explotación de los recursos hidrocarburíferos en Bolivia, Brasil y Ecuador,
- 2) la caracterización del modo de participación del capital extranjero y de las empresas locales,
- 3) una sistematización de los resultados del sector,
- 4) proponer líneas de política hidrocarburíferas orientadas a sustentar estrategias de desarrollo de las economías receptoras,
- 5) por último, la creación de una red transuniversitaria para el seguimiento y el estudio de la explotación hidrocarburíferas en las principales economías productoras de América Latina.

La elección de los tres estudios de caso ha respondido a varios criterios:

a) Brasil, gran consumidor energético y creciente productor que dispone de una gran empresa, Petrobras, con capacidad potencial de competir con las grandes petroleras transnacionales;

b) Bolivia y Ecuador, pequeñas economías ricas en recursos hidrocarburíferos que están introduciendo cambios en sus marcos reguladores orientados deliberada e implícitamente a la superación de su secular modelo primario-exportador; ello implicaría avanzar hacia diferentes grados de articulación y diversificación productiva, confiando para ello en el papel rector del estado como sujeto protagonista de las estrategias desarrollistas.

1.3 Marco conceptual

La presente investigación gira en torno del funcionamiento del MR hidrocarburífero en cada uno de los países estudiados para, a partir de él, identificar el modo en que puede contribuir a impulsar u obstaculizar determinados objetivos desarrollistas. De aquí surgen dos reflexiones, una sobre el concepto y otra sobre el alcance de sus impactos.

En primer lugar, siendo un aspecto central de la investigación, el concepto de MR debe quedar suficientemente claro, ¿qué incluye? Se ha asumido la propuesta conceptual de Leila Mokrani cuando define políticas hidrocarburíferas. No obstante es necesario hacer cierta aclaración. Las políticas hidrocarburíferas incorporan varios ejes:

- *Régimen de propiedad (relación entre el Estado y el inversor)*
 - Modalidades de contrato petrolero
 - Naturaleza del contrato
 - Tipo de participación efectiva del Estado en la gestión y toma de decisiones
- *Régimen de regulación, fiscalización y estructura institucional*
 - Reglas de actuación

- Regulaciones técnicas
- Instancias de solución de diferencias
- *Régimen económico*
 - Esquema de distribución de la renta entre Estado e inversor
 - Políticas de fijación de precios
 - Políticas de comercialización
 - Régimen fiscal

En esta investigación se entiende por MR lo que Mokrani llama políticas hidrocarburíferas, aunque asumiendo que, de todas estas dimensiones, es un aspecto en todo caso crucial el modo en que se reparte la renta petrolera entre el Estado y la empresa inversora. De ahí que, para hacer operativa esta variable central del análisis, en la investigación se circunscribe a tres aspectos: estructura institucional, régimen contractual y régimen fiscal (como se refleja en el acápite metodológico)

En segundo lugar, hay que plantear el alcance, limitado, de explicar determinados efectos a partir de funcionamiento, sólo, del MR. En efecto, el marco regulador en una variable explicativa, importante pero sólo una, a partir de la cual comprender el desempeño de un sector en el que, por ejemplo, el capital extranjero resulta un sujeto decisivo si no en todas, sí en gran parte de las fases de las actividades hidrocarburíferas y su mercado responde a una estructura oligopólica a escala mundial. En este marco, el desempeño del sector en cualquier país responderá a un conjunto de factores, muchos de ellos externos, sobre los que el MR local pretenderá incidir con más o menos alcance. Esa capacidad del MR para incidir será también la expresión de algunos rasgos del propio país: que disponga de más o menos capacidad técnica y financiera para afrontar la exploración y explotación hidrocarburífera (las llamadas actividades *upstream*), que la estructura productiva sea suficientemente diversificada o no para controlar las fases distribución, comercialización y refino (lo que se conoce por el anglicismo *downstream*), que exista capacidad productiva suficiente o insuficiente para afrontar procesos de industrialización hacia delante (petroquímica) o hacia atrás (plataformas u equipos de explotación), que existan o no sujetos locales con fortaleza y capacidad de controlar los procesos, etc. Todas estas dimensiones tendrán un fuerte impacto en los resultados del sector en términos de renta, empleo o modernización que podrá, en todo caso, verse impulsado a atenuado según los rasgos del MR.

1.4 Metodología

El desarrollo del proyecto de investigación a lo largo de los doce meses establecidos ha seguido, en líneas generales, los pasos propuestos en la metodología que quedo incluida en la memoria inicial. Las principales desviaciones se han producido en los tiempos que han sido necesarios para ir dando cada uno de estos pasos lo que ha supuesto alteraciones en el plan de trabajo que han sido absorbidas con flexibilidad por los miembros del equipo y sin perjuicio, más bien al contrario, de los resultados de la investigación. Así, tal y como se estableció en la memoria inicial, la propuesta

metodológica partía de la determinación de una propuesta analítica que fundamentara nuestro sistema hipotético. La experiencia de distintos miembros del equipo en la temática de análisis propuesta permitió avanzar con rapidez en esta parte y concentrar los esfuerzos en los estudios de caso y la comparación entre ellos.

A continuación mostramos con más detalle el procedimiento investigador en cada fase del proyecto.

i) Revisión de bibliografía teórica y empírica sobre las siguientes temáticas:

.- Relación hidrocarburos y desarrollo. El equipo investigador consideró oportuno ampliar la temática al caso de los recursos naturales en general y no sólo los hidrocarburos pues se podía constatar que en este segundo caso la literatura existente era más numerosa y heterogénea, lo que facilitaba la identificación de los puntos claves del debate teórico.

.- Marcos regulatorios en el sector de hidrocarburos. En este caso el análisis también se extendió a otras industrias extractivas aunque se mantuvo el acento en los trabajos sobre el sector de los hidrocarburos pues las particularidades del mismo inciden en el contenido del MR. La revisión bibliográfica tenía un doble objetivo: conceptualizar el término marco regulador, es decir, definir con exactitud qué entendíamos por tal para los efectos de esta investigación; tener una panorámica de los estándares internacionales en materia de marcos reguladores en el sector de hidrocarburos así como de las ventajas e inconvenientes de unos y otros con relación a experiencias concretas.

.- Dinámica del sector de hidrocarburos en América Latina. En este caso la revisión de literatura también tenía un doble objetivo: confirmar la pertinencia de los países seleccionados para el estudio y ubicarlos en el panorama regional; identificar las dimensiones y variables concretas en las que analizar la trayectoria del sector en los distintos países teniendo en cuenta que el objetivo era tratar de vincular dicha trayectoria con los marcos reguladores vigentes en cada caso. Este trabajo permitió al equipo introducir algunas modificaciones al sistema hipotético inicial en el que manteniendo la línea explicativa central (efectos del marco regulador sobre el desarrollo) se ajustaron las dimensiones de análisis y las variables de cada una de ellas, de la siguiente manera:

MARCO REGULADOR
Estructura institucional
Régimen contractual
Régimen fiscal
DIMENSIÓN PRODUCTIVA
Inversión
Producción
Reservas
INDUSTRIALIZACIÓN DEL HIDROCARBURO
Encadenamientos hacia adelante
Encadenamientos hacia atrás
DIMENSIÓN FISCAL
Evolución de la renta petrolera
Uso de la renta petrolera
INSERCIÓN EXTERNA
Peso de los hidrocarburos en las exportaciones
Volumen y valor de las exportaciones e importaciones
Mercados de destino

ii) Estudios de caso. Los estudios de caso fueron asignados a distintos miembros del equipo creándose así subgrupos de trabajo por países. La metodología utilizada para su desarrollo combinó tres elementos considerados imprescindibles para los objetivos planteados y el enfoque adoptado en la investigación: revisión de bibliografía específica del sector en cada uno de los países; recopilación y análisis estadísticos de las series temporales correspondientes a los indicadores definidos en cada dimensión de análisis; entrevistas en profundidad a analistas y expertos en el sector con el objetivo de identificar “cuestiones clave” en cada uno de los países. Además, estas entrevistas en profundidad (cuya relación se aportó en el informe de avances en el proyecto) han permitido ir generando contactos con el objetivo de crear una red de estudios en estas materias.

iii) Comparación de los estudios de caso y elaboración de las conclusiones. Para desarrollar esta fase se han seguido dos procedimientos complementarios. Por una parte todos los miembros del equipo han leído todos los borradores intercambiándose comentarios y sugerencias sobre cada uno de ellos. Por otra parte se organizó un seminario en la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la UCM en el que participaron expertos en el sector y miembros de la comunidad académica. En dicho seminario se expusieron los distintos estudios de caso y pudieron ser debatidas las conclusiones derivadas de cada uno de ellos.

2. EL CASO DE BOLIVIA

En Bolivia se han producido, en los últimos años y especialmente a partir de acceso de Evo Morales a la presidencia del país (2006), importantes cambios en el MR hidrocarburífero. Esos cambios han tenido la pretensión deliberada y explícita de cambiar el patrón productivo, lograr la industrialización del hidrocarburo postergada durante décadas y abastecer prioritariamente al mercado interno. La propia constitución de 2009 solemniza la importancia de lograr el control nacional de los recursos naturales y la industrialización, también bajo control nacional, de los mismos. Se analizará por tanto qué cambios se han producido y el modo en que ese nuevo MR ha podido incidir en las diferentes dimensiones de análisis.

2.1 El marco regulador

Se verá primero el marco legal a partir del cual se regula el sector y se fija la política hidrocarburífera; en segundo lugar el sistema institucional, destacando el papel y las funciones de la petrolera estatal y otras empresas públicas, en tercer lugar el marco contractual a partir de cual se establece la participación del capital extranjero y, por último, el régimen tributario.

2.1.1 Marco legal

El marco legal se establece a partir de la Constitución, de la ley de hidrocarburos y de los llamados decretos supremos, entre los que destaca el Decreto Supremo (DS) de nacionalización. Una cuestión singular en el caso boliviano es el alto grado de detalle y minuciosidad que alcanza la Nueva Constitución Política del Estado (NCPE), de 2009, en la reglamentación de sectores como el hidrocarburífero, lo que, lejos de suponer una referencia genérica al sector compatible con diversas orientaciones, establece unos límites estrechos a las políticas hidrocarburíferas que se implementen y deja poco margen de discusión para las leyes particulares de hidrocarburos (actualmente en vigor la de 2005, la 3085, y discutiéndose desde hace varios años la nueva ley que deberá reemplazarla). En última instancia la NCPE recogió, en términos generales, lo que había establecido tanto la ley de hidrocarburos como el DS de nacionalización, ambos anteriores, que se analizarán más adelante.

La NCPE

La NCPE reconoce y proclama que los hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son un recurso natural de carácter estratégico cuya administración está en función del interés colectivo para el desarrollo de país y cuya propiedad es inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, representado por el Estado. El Estado, así, asume una competencia privativa sobre los hidrocarburos y debe definir la política del sector dando prioridad al mercado interno e industrializando el recurso².

² Va a verse como se va a producir un contraste entre la proclamación, fácil, de la NCPE y la puesta en marcha de modo real, no retórico, de los cambios anunciados, resultado de dificultades operativas y resistencias diversas.

El artículo 9-6 de la NCPE establece que es función del Estado “promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales, e impulsar su industrialización, a través del desarrollo y el fortalecimiento de la base productiva en sus diferentes dimensiones y niveles”. Se hace una apuesta por la llamada “economía plural” (art. 311), que incluye “la industrialización de los recursos para superar la dependencia de la exportación de materias primas y lograr una economía de base productiva, en el marco del desarrollo sostenible, en armonía con la naturaleza” (art. 311-3). Precisamente la cuestión de la industrialización de los recursos naturales es recurrente a lo largo de todo el texto, constituyendo un aspecto central del modelo económico inspirado en la NCPE; en efecto, “la industrialización de los recursos naturales será prioridad en las políticas económicas (...). La articulación de la explotación de recursos naturales con el aparato productivo interno será prioritaria en las políticas económicas del Estado” (art. 319). Incluso se establece que las “utilidades obtenidas por la explotación e industrialización de los recursos naturales serán distribuidas y reinvertidas para promover la diversificación económica en los diferentes niveles territoriales del Estado” (art. 355).

Además, se establece que el legislativo, la Asamblea Legislativa Plurinacional, tendrá atribuciones para “aprobar los contratos de interés público referidos a recursos naturales y áreas estratégicas” (art. 158-12) así como “controlar y fiscalizar las empresas públicas, las de capital mixto y toda entidad que tenga participación económica del Estado” (art. 158-20). Adicionalmente, se señalan como competencias privativas del nivel central del Estado los hidrocarburos (art. 298.I-18) y se establece también, consecuencia del reconocimiento como sujeto político de las “naciones y pueblos indígena originario campesinos”³, que estos pueblos tendrán derecho a “consulta previa obligatoria, realizada por el estado, de buena fe y concertada, respecto a la explotación de los recursos naturales no renovables en el territorio que habitan” (art. 30.II-15) y “a la participación en los beneficios de la explotación” (art. 30.II-16).

Estos aspectos generales van a ser complementados en la NCPE con disposiciones referidas a aspectos más concretos y, en particular, a los hidrocarburos y a la petrolera estatal. Son diez los artículos que explícitamente se dedican a los hidrocarburos (del 359 al 368), comenzando con una proclamación nítida de la “propiedad inalienable e imprescriptible” de los hidrocarburos por parte “del pueblo boliviano”. Ello se precisa añadiendo que el Estado “ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será de propiedad del Estado” (art. 359). Incluso se elevan a la norma constitucional aspectos específicos del desarrollo productivo cuando se establece que la “explotación, consumo y comercialización de hidrocarburos y sus derivados deberá sujetarse a una política de desarrollo que garantice el consumo interno. La exportación de la producción excedente incorporará la mayor cantidad de valor agregado” (art. 367).

³ Se define como “nación y pueblo indígena originario campesino toda colectividad humana que comparta identidad cultural, idioma, tradición histórica, instituciones, territorialidad y cosmovisión, cuya existencia es anterior a la invasión colonial española” (art. 30)

El papel y las funciones de la petrolera estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), son recogidos también de modo detallado. De YPFB se establece que “bajo tuición del ministerio del ramo y como brazo operativo del Estado, es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización” (art. 361). “YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos”. En este caso “YPFB contará con una participación no menor del cincuenta y uno por ciento del total del capital social” (art. 363). La vocación desarrollista e industrializante que se deriva de la de la NCPE se refleja también en otra empresa pública del sector, la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH). En efecto, a la EBIH, “bajo tuición del ministerio del ramo y de YPFB, que actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos” se le asigna la tarea de ejecutar “en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos” (art. 363).

La ley de hidrocarburos

El segundo aspecto que establece el carácter del marco regulador es la ley de hidrocarburos de 2005, la 3058. Una ley aprobaba con anterioridad a la llegada de Morales al poder y con un carácter mucho más *estatista* que la anterior de 1996. Así, la nueva norma afirma en su artículo 17° que en “la actividad hidrocarburífera, el uso, goce y disposición de los recursos naturales hidrocarburíferos, se ejecuta en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos”. De este modo, para todas las actividades hidrocarburíferas, en todas sus fases, la ley prevé de forma obligatoria la participación de YPFB mediante contratos. Además, la ley afirma que “el Titular de un Contrato (...) está obligado a entregar al Estado la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por éste” (artículo 16°). De este modo consagró el papel rector de YPFB como ejecutor de la política estatal para la explotación hidrocarburífera definiendo el antecedente normativo en el que se insertará el proceso de nacionalización derivado del DS de nacionalización y que posteriormente recogerá la NCPE como se ha visto. En definitiva, la ley 3058 supuso tres novedades que destacan de modo especial: a) la ampliación y modificación de las atribuciones de YPFB, refundándola y otorgándole la propiedad mayoritaria de las empresas petroleras que habían sido privatizadas, b) la modificación del sistema tributario y la introducción de un impuesto directo sobre hidrocarburos, y c) los nuevos contratos de exploración y explotación (*upstream*).

El Decreto Supremo de nacionalización.

El DS n° 28701, “Héroes del Chaco”, del primero de mayo de 2006, llamado de nacionalización, otorgó a YPFB la potestad de definir todas las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y tomar el control de todas las actividades de la cadena de hidrocarburos. Además, dispuso el establecimiento de un nuevo marco contractual para las empresas que operan en el *upstream*, obligándolas a adecuarse a este nuevo marco en 180 días.

En efecto, el decreto fue muy explícito al establecer que “se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos” (art. 1). En concreto, se proclamaba a YPFB como entidad que “asume su comercialización [de los hidrocarburos], definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización” (art. 2) y se “nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco SA., Andina SA., Transredes SA., Petrobrás Bolivia Refinación SA., y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia SA.”⁴ (art. 7). En definitiva “el Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país” (art. 5) y “recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos” (art. 6).

Así, tal y como posteriormente ha quedado refrendado en todos los documentos oficiales, desde el Plan Nacional del Desarrollo (PND), hasta la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, y en la mencionada NCPE, los objetivos del DS de nacionalización son principalmente cuatro:

- en primer lugar, la recuperación por parte del Estado boliviano de la propiedad, el control de los hidrocarburos a partir de la firma de nuevos contratos con las petroleras para la exploración y explotación y del monopolio de *YPFB* sobre su transporte y comercialización;
 - en segundo lugar, la vuelta de la presencia mayoritaria del Estado en las empresas mixtas privatizadas y en las refinerías⁵;
 - en tercer lugar, el incremento de la renta petrolera acaparada por el Estado;
- y,
- en cuarto lugar, el desarrollo productivo del sector mediante la puesta en marcha de actividades de transformación del gas y el petróleo con un mayor valor añadido y, en definitiva, contribuir a la superación del modelo primario-exportador que ha regido tradicionalmente la economía boliviana.

2.1.2 Estructura institucional

Las instituciones responsables del sector hidrocarburífero en Bolivia son el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), responsable de la política y la normativa del sector, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad de fiscalización, regulación y control, y la corporación petrolera estatal, YPFB.

⁴ Eran las empresas llamadas capitalizadas, resultado de la fragmentación de YPFB durante del proceso de capitalización, a partir de 1996. Véase Molero, Paz y Ramírez (2011).

⁵ Además del DS 28701, otros decretos posteriores (29128, 29541, 29542 o 29586, entre otros) concretarían y reforzarían el control de YPFB sobre las cinco empresas (Andina y Chaco en exploración y explotación, Transredes y CLHB en transporte y almacenaje, y Petrobras Bolivia Refinación en refinación) y en otras nuevas.

EL MHE

Autoridad competente que elabora y supervisa las políticas estatales hidrocarburíferas. Ello implica, entre otras tareas, establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de hidrocarburos, supervisar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refino, industrialización y distribución del hidrocarburo y sus derivados, definir y ejecutar políticas de promoción de áreas de exploración de hidrocarburos o promover la creación de empresas o entidades para el cumplimiento de los objetivos de la política hidrocarburífera del país, controlándolas y supervisándolas.

La ANH

Es la entidad responsable de regular, controlar y supervisar las actividades de la cadena productiva hidrocarburífera, de donde se derivan funciones tales como: regular y supervisar a todos los participantes en las actividades hidrocarburíferas (empresas, personas, nacionales o extranjeras), controlar y fiscalizar la ejecución de los contratos petroleros firmados entre YPFB y empresas privadas, controlar y supervisar las propias actividades de fiscalización de YPFB, emitir criterios técnicos para la toma de decisiones, supervisar el cumplimiento de la normativa ambiental, realizar las auditorías establecidas en los contratos de operación, verificar el proceso de cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos o aplicar sanciones. No obstante, a pesar de estas tareas, respecto a la toma de decisión y la fijación de la estrategia hidrocarburífera, su papel está muy diluido entre el MHE y la corporación estatal, YPFB.

YPFB

Refundada por la ley de hidrocarburos vigente, la 3058, tiene derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos y representa al Estado en la ejecución de las actividades de toda la cadena productiva y de comercialización, en la suscripción de contratos petroleros, o en la conformación de sociedades. También es el único importador y distribuidor mayorista en el país. La ley estableció una distribución geográfica para YPFB que responde a criterios regionales y que genera a veces desajustes en la gestión, repartiendo por todo el país, entre diversas ciudades, la presidencia y las vicepresidencias.

Un aspecto central de la estrategia de nacionalización fue el control estatal de las empresas mixtas (capitalizadas) y de las refinerías. Ello suponía lograr la participación mayoritaria por parte del Estado en Chaco, Andina y Transredes, además de en las refinerías Gualberto Villarroel, de Cochabamba, y Guillermo Elder Bell, de Santa Cruz, ambas en manos de Petrobras a través de su subsidiaria Petrobras Bolivia Refinación, así como de la Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia (CLHB), de capital alemán y peruano y propietaria de plantas de almacenamiento y poliductos. El objetivo de lograr la propiedad estatal de la mayoría de las acciones de todas estas compañías privadas era que YPFB pudiera estar presente en toda la cadena de valor.

Así, en junio de 2007 se constituyó YPF Refinación S.A. que se haría cargo de la administración de las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz finalmente compradas a Petrobras por 112 millones de dólares (que había pagado por ellas 100 millones de dólares en 1999 durante el proceso de privatización). Además, las acciones de las empresa capitalizadas, Andina, Chaco y Transredes administradas por el Fondo de Capitalización Colectiva (que gestionaban conjuntamente el BBVA y el grupo suizo Zurich), fueron también transferidas a título gratuito a YPFB, tal y como se estableció por DS el 15 de mayo de 2006, a los pocos días del decreto de nacionalización. También, mediante DS, en 2009 se nacionalizó la totalidad de las acciones de la empresa Air BP Bolivia S.A. (ABBSA), encargada del servicio de suministro de combustible de aviación en los aeropuertos a su cargo, y se constituyó YPFB Aviación⁶.

LA CORPORACIÓN YPFB	
•	YPFB Andina SA (50,4 %). Dedicada a exploración y explotación de la que también forma parte Repsol YPF (48,9 %)
•	YPFB Chaco SA (99,3 %). Dedicada a explotación y explotación.
•	YPFB Petroandina SAM (60 %). Dedicada a explotar nuevas áreas, aún no ha entrado en producción, es una empresa mixta junto a PDVSA (40 %)
•	YPFB Transporte SA (antigua Transredes) (97 %), dedicada a la distribución.
•	YPFB Logística (antigua CLHB) (100 %), de almacenamiento y ductos.
•	Gas Transboliviano SA (GTB) (51 %), es la empresa propietaria y operadora del tramo boliviano del gaseoducto Bolivia-Brasil. De ella también forman parte Petrobras Bolivia (11 %) y la estadounidense AEI a través de dos filiales, AEI Bolivia (17 %) y AEI Latin American (17 %)
•	YPFB Refinación SA (100 %), que gestiona las refinerías nacionalizadas.
•	YPFB Aviación (100 %), para el suministro de combustible en los aeropuertos

Anteriormente, el DS 29507, de 2008, había establecido el marco normativo para que YPFB se convirtiera en un ente corporativo, con el fin de crear empresas subsidiarias y consolidar su participación en las distintas partes de la cadena hidrocarburífera. En efecto, actualmente YPFB integra un conjunto de empresas de variadas procedencias en todos los segmentos de la actividad hidrocarburífera, YPFB Corporación, donde están integradas un conjunto de subsidiarias donde la corporación controla como mínimo el 51 % de las acciones, aunque en la mayoría de los casos el control de la propiedad es total.

2.1.3 Nuevo marco contractual en el upstream

La ley 3058 estableció tres tipos de contratos para que las empresas privadas (transnacionales) participaran en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos: de producción compartida, de operación y de asociación (art. 65).

⁶ En conjunto la nacionalización, según diversos cálculos, supuso un coste superior a los 900 millones de dólares, desembolsados por la propia YPFB, lo que según diversos analistas acarreó una descapitalización de la compañía que la ha lastrado para las tareas que se le han encomendado posteriormente. La suma es resultado de los siguientes costos parciales (en millones de dólares): CBLH, 16,6; las dos refinerías, 112; Transredes, 241; Chaco, 233; Andina, 6,5; ABBSA, 6. Además, YPFB, en junio de 2009, reconoció que se habían asumidos deudas por impuestos y otros pasivos por un total de 286 millones de dólares (Villegas, 2011)

i) Contrato de producción compartida (art. 72). Es un tipo de contrato por el que una empresa ejecuta por sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación “a nombre y representación de YPFB”. Esta empresa tiene una participación en la producción, una vez deducidas regalías e impuestos.

ii) Contrato de operación (art. 77). Este contrato establece que una empresa ejecutará por “sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo a nombre y representación de YPFB”, las operaciones de exploración y explotación dentro del área materia del contrato a cambio de una retribución. La petrolera estatal no efectuará ninguna inversión y no asumirá ningún riesgo en las inversiones o resultados obtenidos relacionados con el contrato.

iii) Contrato de asociación (art. 81). Es un contrato que se firmaría entre YPFB y el titular de un contrato de operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial, pudiendo el contrato de operación prever cláusulas en este sentido. En el contrato se establecería la participación sobre la producción para cada una de las partes.

Teóricamente, en alguna de estas figuras deberían haberse encuadrado los contratos que se firmaron a partir del DS de nacionalización, en concreto como contratos de operación. No obstante, los nuevos contratos derivados de este DS, presentaron unas características singulares. En efecto, el 28 de octubre de 2006, justo a los 180 días establecidos por el DS de nacionalización, se firmaron los nuevos contratos con las doce compañías transnacionales que así lo decidieron, todas las presentes antes de la nacionalización. En total fueron cuarenta y cuatro nuevos contratos que reemplazaron a los setenta y un contratos de riesgo compartido anteriores. En efecto, Petrobras, Repsol-YPF, Total, Vintage, British Petroleum, British Gas, Matpetrol, Canadian Energy, Dong Won y Pluspetrol firmaron⁷ “contratos de operación” con el Estado boliviano a través de YPFB. Paralelamente, YPFB recuperaba la potestad absoluta de la comercialización de la producción hidrocarburífera boliviana, definiendo precios, volúmenes, mercados y pagos. Finalmente, de los cuarenta y cuatro contratos entraron en vigor cuarenta y tres en mayo de 2007 (Petrobrás renunció a uno de los que había firmado, el correspondiente al área de Irlanda).

⁷ Las negociaciones fueron arduas y muchas las presiones a que, desde diferentes ámbitos, se vio sometido el gobierno de Evo Morales. De hecho, el ministro de Hidrocarburos, el teórico y gran impulsor de la nacionalización Andrés Solís Rada, dimitió en septiembre de 2006 porque exigía que el Estado se hiciera cargo de las refinerías de Petrobrás aun sin acuerdo con la empresa mientras que, por otra parte, la tensión entre Bolivia y Brasil vino a expresar el peso de Petrobrás, primer inversor extranjero en Bolivia, y el apoyo que a la transnacional brasileña brindó Lula da Silva. Evo llegó a declarar que si él fuera Lula habría regalado las refinerías de Petrobrás a Bolivia.

Tabla 2.1. Bolivia. Nuevas figuras contractuales

		Inversión	Retribución Privado	Pago Regalías e IDH
Ley 3058	Contratos de producción compartida	Se reconoce inversión a través de la operación	Participación en la producción (no define %)	YPFB y privados en función a participación
	Contratos de operación	A riesgo del privado	En dinero o especie (no define %)	YPFB
	Contratos de asociación	Se reconoce la inversión a través de YPFB	En dinero o especie (no define %)	YPFB y privados en función a participación
Nuevos Contratos	Contratos de exploración y explotación	Se reconoce la inversión a través de la operación	En dinero % variable (pagado directo del comprador)	YPFB

Fuente: Medinacelli, 2007.

Estos contratos, presentados como contratos de operación, responden más bien a unos rasgos híbridos entre los que la ley 3058 llama contratos de operación y los de producción compartida, según el modo en que se concretó su aplicación (Medinacelli, 2007). En efecto (tabla 2.1) la clave reside en el modo en que se reconoce la inversión de la petrolera privada y la participación en los beneficios de YPFB. En los contratos de operación puros, la petrolera privada asumiría todos los riesgos de la operación, recibiendo una remuneración por su participación como pago por los servicios prestados sin contemplar la recuperación asegurada de su inversión ni la participación en los beneficios. En cambio en los contratos de producción compartida, la participación en los beneficios de YPFB sólo se haría efectiva una vez que la petrolera privada hubiera recuperado gran parte de la inversión realizada a través de su participación en los beneficios. En los nuevos contratos firmados, estos aspectos quedan reflejados a partir de dos elementos: el reconocimiento de los costos recuperables por parte de la empresa privada y su participación en las utilidades. La tabla 2.1. ayuda a identificar la naturaleza híbrida de los contratos derivados del decreto de nacionalización.

Por tanto, los aspectos más importantes de los contratos firmados son:

.- Todos los contratos firmados se refieren a actividades de explotación, ninguno de exploración de nuevos yacimientos. La fase de exploración, mucho más exigente en cuanto a cantidad inversora, tiempo y esfuerzo y más incierta, había sido llevada a cabo por las petroleras transnacionales durante el período 1996-2005, lo que se concretó en el descubrimiento y la cuantificación de reservas durante todo el período. Justo a partir de ese año, la prioridad de las petroleras extranjera se centró en la explotación.

.- Las empresas se convierten, teóricamente, en proveedoras de servicios para la explotación de los hidrocarburos. Una vez producidos los hidrocarburos, son medidos y entregados a YPFB en el llamado punto de fiscalización (en boca de pozo) para que sean comercializados por la petrolera estatal.

.- YPFB no está obligada a invertir ni a asumir riesgos derivados de los contratos. Es la empresa contratista la que, ejecutando las operaciones, asume los riesgos aunque a cambio de recuperar los costes y tener una participación en las utilidades (en las que también participa YPFB). Estos dos conceptos, costes

recuperables y participación en las utilidades, es el reparto que le corresponde a la empresa contratista del llamado “valor remanente” (valor en el punto de fiscalización tras pagar regalías e impuestos, aproximadamente el 50 % del valor de la producción).

.- Los costes recuperables deben ser aprobados por YPFB y figuran en el anexo D de los contratos. Pueden suponer hasta el 60 % del valor remanente (30 % de la producción). El anexo D es exhaustivo en la descripción de los costes recuperables, incluyendo incluso los costes derivados, por ejemplo, de combatir los efectos de prácticas medioambientalmente nocivas.

.- La distribución de las utilidades entre YPFB y la empresa contratista se calcula a partir de una serie de factores (niveles de producción, inversión o depreciación) recogidos en el anexo F de los contratos⁸. No obstante, el conjunto de las utilidades no supera el 20 % de la producción en el punto de fiscalización y ese es el porcentaje sobre el que se discute el reparto entre YPFB y el socio privado.

.- Se establecieron también obligatorias auditorías independientes. En 2009 debería haberse presentado las primeras, correspondientes a la gestión de 2007. De ellas se encargó el ingeniero Enrique Mariaca Bilbao, pero nunca se han hecho públicas.

La cuestión clave, en todo caso, es que del 50% de la producción restante tras pagar impuestos y regalías una parte cubriría las inversiones y costes de las empresas y el resto, la utilidad, es lo que se repartiría de nuevo entre la empresa, en concepto de pago por los servicios prestados y el Estado boliviano. La parte empresarial de la utilidad, en función de los criterios de la cláusula F, será mayor cuanto mayor fuera el volumen exportado y menor la inversión recuperada. Esta forma de reparto de los ingresos de las actividades hidrocarburíferas aleja, como se ha dicho, los nuevos contratos firmados de una mera relación de prestación de servicios con las petroleras extranjeras que, en sentido estricto, debería implicar una plena disposición de los beneficios para la parte contratante, en este caso *YPFB*, tras abonar los servicios prestados a la parte contratada, las petroleras privadas. Los nuevos contratos puestos en marcha plantean, por tanto, un escenario escasamente arriesgado para las empresas extranjeras en tanto en cuanto, aunque formalmente asumen el riesgo de la explotación y no está garantizada la rentabilidad contractualmente, no harían más que continuar explotando las concesiones sobre yacimientos con reservas probadas y probables que ya conocían, pero además con mercados ahora sí asegurados por el Estado, según recogen los citados contratos (cláusulas 7.2 y 7.3), al vender obligatoriamente toda su producción a YPFB.

⁸ Eso significa que los ingresos de las transnacionales dependerán de dos aspectos: del desempeño exportador por una parte y, por otra, inversamente de un índice “B” de depreciación. Ese índice es un porcentaje que se obtiene de la relación entre inversiones y depreciación de esas inversiones. A mayor inversión realizada por una empresa y a menor depreciación de esa inversión, menor es el índice obtenido y mayor la participación sobre los beneficios que se concede a la empresa (cláusula 13 y anexo F de los contratos firmados).

2.1.4 Régimen fiscal

La ley 3058 supuso un cambio del régimen tributario para las actividades de *upstream* manteniendo el régimen anterior para las actividades *downstream*. De ahí que los nuevos contratos de 2006 (recordemos que para actividades *upstream*) incorporaran estos cambios en materia tributaria. En concreto, la ley dispone que el Estado retenga el 50% del valor de la producción, creándose el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), estableciendo una redistribución de las regalías y fijando la participación del Tesoro General de la Nación (TGN).

Estructura impositiva del upstream

Se plasma en el IDH y en las regalías. El IDH se grava en la primera etapa de comercialización de los hidrocarburos producidos, se aplica de manera directa (no progresiva) sobre el valor de la producción en el punto de fiscalización (boca de pozo) por un porcentaje del 32 %. Por otra parte, el artículo 57 de la ley 3058 establece incluso los porcentajes de coparticipación en la recaudación de este impuesto de la siguiente manera:

- a) 4% para cada uno de los departamentos productores;
- b) 2% para cada departamento no productor (estableciéndose un mecanismo de nivelación para que ningún departamento no productor reciba más que un departamento productor);
- c) el Gobierno deberá establecer el porcentaje del IDH destinado al TGN, a los pueblos indígenas y originarios, a las comunidades campesinas, a los municipios, a las universidades, a las fuerzas armadas o a la policía nacional.

Las regalías, por su parte, son una compensación económica obligatoria que debe pagarse al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables. Sobre la base imponible, valor de la producción en el punto de fiscalización, se aplica el 18 %. Ese 18 % deberá repartirse según los siguientes porcentajes:

- a) 11 % para el departamento productor
- b) 1 % de regalía compensatoria para los departamentos de Beni y Pando
- c) 6 % para el TGN

Todo esto implica, en última instancia, que el estado, independientemente de los costos, recauda, inicialmente, el 50 % del valor del hidrocarburo en boca de pozo.

Estructura impositiva del downstream

Se basa en el Impuesto Específico a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), creado en 1986 y modificado en 2003, antes de la actual ley. El pago le corresponde a quien comercialice hidrocarburo o sus derivados y se establece a la salida de la refinería, con un tipo específico sobre cada producto, tipos establecidos por decreto (los actuales según el DS 29777, del 5 de noviembre de 2008). Los tipos específicos, en bolivianos por litro, oscilan entre el 0,29 del queroxeno y 4,27 del jet fuel especial.

2.2 Dimensión productiva

A continuación se analizará el modo en que se han comportado las diferentes dimensiones de análisis, intentando establecer la incidencia de aspectos concretos del marco regulador, asumiendo, como se ha dicho anteriormente, que no es el único factor incidente, ni siquiera el más determinante, en el desempeño final de nuestras variables. La primera dimensión, la productiva, se refleja en una serie de variables.

2.2.1 Inversión

Veamos primero el comportamiento de la inversión extranjera directa (IED) hidrocarburífera en Bolivia durante el período analizado. Las estadísticas de IED muestran un *incremento muy marcado de la inversión llevada a cabo en el país andino por las transnacionales petroleras durante los años 2007, 2008 y 2009*, que más que compensan la caída del año 2006. En efecto (tabla 2.2), la IED en hidrocarburos pasa de los 139,3 millones de dólares en 2005 a 376,5 millones en 2008 y 325,4 en 2009. Esta última cifra no llega a los máximos de 2002, algo asociado al momento del ciclo inversor en que se encuentra la actividad en el país andino. Se percibe también desde 2006 una reorientación creciente hacia los hidrocarburos de los flujos de IED, invirtiéndose la tendencia del primer lustro del siglo, aproximándose al 50 % del total y situándose en la media del período 1996-2005.

Tabla 2.2. Bolivia. IED recibida, 1996-2009 (millones de dólares)

Años	IED total	IED hidrocarburos	Peso hidrocarburos (%)
1996	427,2	53,4	12,5
1997	854,0	295,9	34,7
1998	1.026,1	461,9	45,0
1999	1.010,5	384,1	38,0
2000	832,5	381,6	45,8
2001	877,1	453,1	51,7
2002	999,0	462,8	46,3
2003	566,9	247,7	43,7
2004	448,4	184,5	41,1
2005	488,2	139,3	28,5
2006	581,1	58,1	10,0
2007	738,9	131,4	17,8
2008	1.302,0	376,5	28,9
2009	686,7	325,4	47,4

Fuente: Banco Central de Bolivia

A pesar de ello, es necesario destacar que las inversiones en el *upstream*⁹ (exploración y explotación) han experimentado un descenso constante hasta 2007, recuperándose desde 2008 hasta 2010, aunque sin alcanzar el pico de 1998 y 1999. Lo relevante en todo caso ha sido el desplome de las inversiones en exploración, desplazadas por las inversiones en explotación. Al margen de los ciclos propios de las actividades inversoras hidrocarburíferas, hay aspectos específicos bolivianos que sin

⁹ La evaluación de la inversión en el sector de hidrocarburos se hace normalmente para el *upstream* porque es mucho más significativa que en *dowstream* y es la que tiene efectos sobre la producción y las reservas.

duda han incidido en este proceso y que remiten al MR previo, el de capitalización. En ese marco, la orientación general de la política de atracción de IED pretendía reducir al máximo las restricciones u obligaciones con que se pudieran encontrar las empresas transnacionales en el ejercicio de su actividad. En concreto, una parte importante de la caída de las inversiones a partir de 2001 se debe a la promulgación del DS 26366 de 24 de octubre de 2001 que supuso liberar a las empresas de la obligación de perforar un pozo productor o de inyección por parcela como se establecía en la ley de hidrocarburos 1689. El número de pozos perforados experimentó su descenso más brusco de los últimos 10 años precisamente entre 2001 y 2002, así como el número de equipos de perforación en actividad (tablas 2.4 y 2.5).

Tabla 2.3. Bolivia: inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, 1996-2010 (millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exploración	256,8	169,0	113,5	108,6	86,7	45,8	71,6	33,4	37,6	29,1	121,7
Explotación	185,3	237,4	231,3	172	149,3	153,7	126,6	133,8	244,9	310,6	427,5
TOTAL	442,1	406,4	344,8	280,5	235,9	199,6	198,2	167,2	278,5	339,5	549,3

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia

Tabla 2.4. Bolivia: perforación de pozos, 1999-2010 (número de pozos nuevos)

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
64	53	31	29	21	15	9	5	4	5	11

Fuente: CBHE (2010)

Tabla 2.5. Bolivia: número de equipos de perforación en actividad, 1999-2010 (número)

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
7	15	4	1	5	3	5	2	0	2	1	5

Fuente: CBHE (2010)

Las inversiones desde 1997 se concentraron sobre todo en la importación de maquinaria y equipo para las actividades de exploración y explotación y al reacondicionamiento de las instalaciones físicas de los cambios. Así, las inversiones alcanzan su nivel máximo en 1998-1999, disminuyendo no obstante a partir de entonces. Ello se debió fundamentalmente a que el proyecto de exportación de hidrocarburos se consolidó y la capacidad de producción era suficiente para esa demanda. Hay una cierta recuperación a partir de 2007, aunque manteniendo un bajísimo nivel (véanse pozos perforados y equipos).

Comentemos en primer lugar las inversiones en exploración. Es bien sabido que invertir en exploración es la única manera de garantizar la reposición de las reservas hidrocarburíferas a medida que éstas se van consumiendo en el tiempo. La tabla 2.3 nos muestra claramente la poca relevancia que se dio a la búsqueda de nuevos yacimientos hidrocarburíferos en Bolivia, con unos niveles simbólicos considerando los objetivos de abastecer al mercado interno y convertir a Bolivia en centro energético de la región. Difícilmente un país podría ser centro energético de ninguna región invirtiendo tan sólo 293,35 millones de dólares en exploración durante un periodo de cinco años, ese es un

monto bajísimo que equivale a un promedio de 58,67 millones de dólares por año entre 2006 y 2010. Sin inversión en exploración no se descubren nuevos yacimientos y, en definitiva, no se reponen las reservas hidrocarburíferas a medida que éstas se agotan. Mientras Bolivia explotaba, consumía y exportaba sus reservas hidrocarburíferas probadas no se invirtió lo suficiente en la búsqueda de nuevos yacimientos.

Las inversiones de explotación, por su parte, evolucionaron de otro modo. Se observa que si bien la mayor parte de las inversiones destinadas a las actividades primarias fueron ejecutadas en tareas de explotación de reservas ya descubiertas, la producción de hidrocarburos en Bolivia ha sufrido un estancamiento en el caso del gas natural y una notable caída en el caso del petróleo.

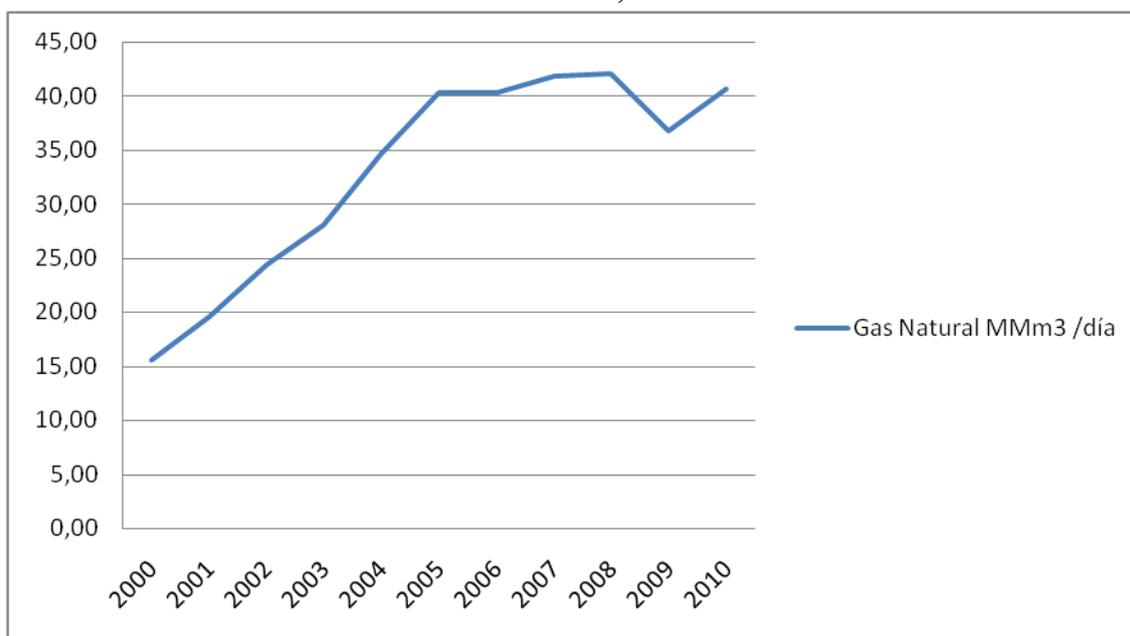
En definitiva en cinco años se invirtieron 1.243,34 millones de dólares en actividades de explotación para obtener como resultado un incremento de apenas el 4,67% en la producción de gas natural, como después se verá. Es así que durante el periodo analizado, el volumen promedio de gas natural producido en Bolivia diariamente fue de 40,5 millones de metros cúbicos. Todo eso implica que, en Bolivia, las empresas petroleras solamente invirtieron lo mínimo necesario para mantener sus operaciones y cubrir, en lo posible, la demanda de los mercados externos e internos. ¿Por qué no se invirtió más?, ¿por qué no se produce más? Hay pocas dudas entre los diferentes sectores y sujetos implicados que en Bolivia se debería invertir mucho más en materia hidrocarburífera, ya que de los modestos niveles de inversión ha dependido que se redujeran drásticamente sus reservas, que se estancara su producción de gas y que declinara su producción petrolera hasta tener que importar crecientes volúmenes de diésel, gasolina y GLP para satisfacer la demanda interna.

Por tanto, en la evolución de la inversión habría que destacar dos aspectos. Por una parte el hecho de que, desde que en mayo de 2006 se proclamara el Decreto de nacionalización, la recuperación de la inversión extranjera se haya centrado en las actividades de explotación, más que en las de exploración. Por otra parte, las inversiones en exploración no se han traducido en una mejora sustancial de los niveles de producción. Estos aspectos se deberían convertir en un elemento de gran preocupación en el sector. En efecto, la ausencia de una reactivación sólida y mantenida (más allá de un cierto repunte en 2010) de la perforación hidrocarburífera empeora las perspectivas de futuros incrementos de la producción y dificulta la reposición de las reservas actualmente explotadas. Una tendencia que se asocia a la forma en que se ha desarrollado el proceso de nacionalización. Como señalamos más arriba, el citado Decreto garantiza una recuperación de la propiedad pero no necesariamente el control de las operaciones. En lo que a las inversiones se refiere éstas debían quedar garantizadas tanto por la propia YPFB como por los compromisos suscritos por las empresas privadas en los acuerdos sobre inversión que deberían haberse firmado inmediatamente después de los nuevos contratos. Sin embargo, en algunos casos, éstos se retrasaron hasta dos años. En otros, los compromisos asumidos por ciertas transnacionales en septiembre de 2007 para 2008 y 2009 no se cumplieron. Por su parte

YPFB no ha tenido ni la capacidad de hacer cumplir esos compromisos, ni la de acometer ella misma las inversiones¹⁰.

2.2.2 Producción

Gráfico 2.1. Bolivia. Producción de gas natural, 2000-2010 (millones de metros cúbicos)

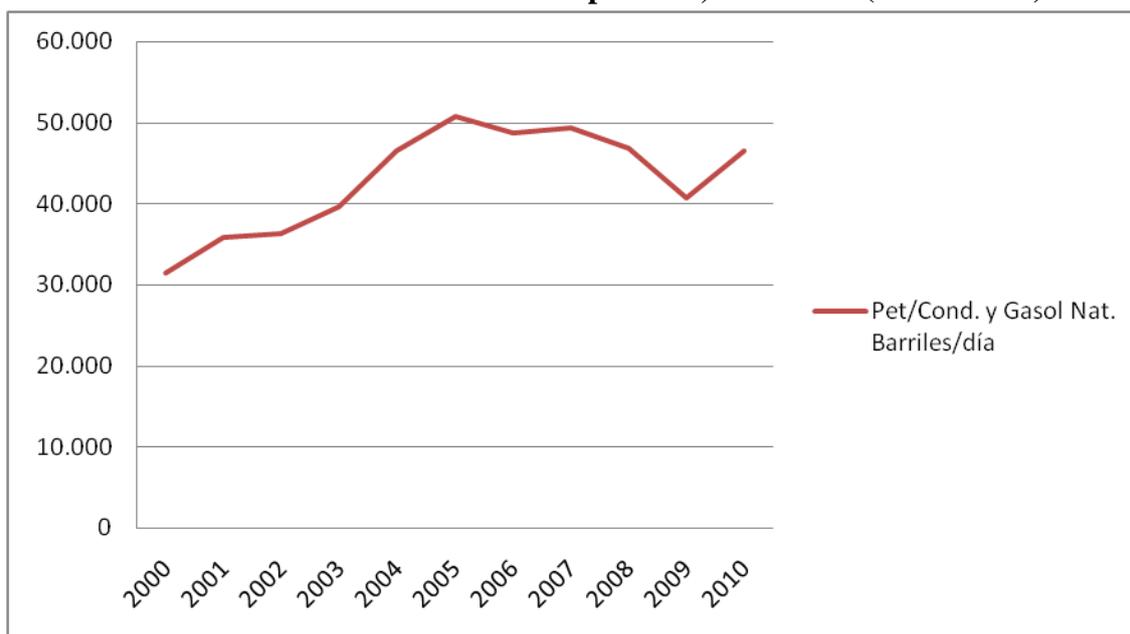


Fuente: YPFB

Desde 1997, como se ha dicho, las petroleras habían realizado importantes inversiones en exploración y explotación que se tradujeron en incrementos de producción, más importantes en el caso del gas, principalmente a raíz de los contratos de exportación a Brasil desde 1999. La evolución en el caso del petróleo fue mucho más modesta que en el caso del gas, algo derivado de que los líquidos se consumen casi exclusivamente en el mercado interno y por tanto no existió ese impulso de demanda que sí se dio para el gas por la apertura del mercado brasileño. Como se aprecia en las tablas, el crecimiento desde el año 2000, no obstante, se estanca desde 2006 y cae en 2008, recuperándose levemente después. Otra cuestión relevante es la paulatina modificación de la composición de la producción, a favor del gas y en detrimento de los líquidos (en 2010, 86,2 % frente al 13,8 %, máxima desproporción histórica. Véase CBH, 2010).

¹⁰ La sucesión de varios presidentes en cuatro años refleja las dificultades de gestión con las que se ha encontrado la compañía. Además, ha habido que esperar hasta finales de 2009 para que se elaborara un plan de inversiones para los próximos cinco años. En el marco de estas nuevas iniciativas y ante la más que previsible reelección de Evo Morales (que luego quedó ampliamente confirmada) también algunas compañías privadas anunciaron renovados compromisos de inversión.

Gráfico 2.2. Bolivia. Producción de petróleo, 2000-2010 (barriles/día)

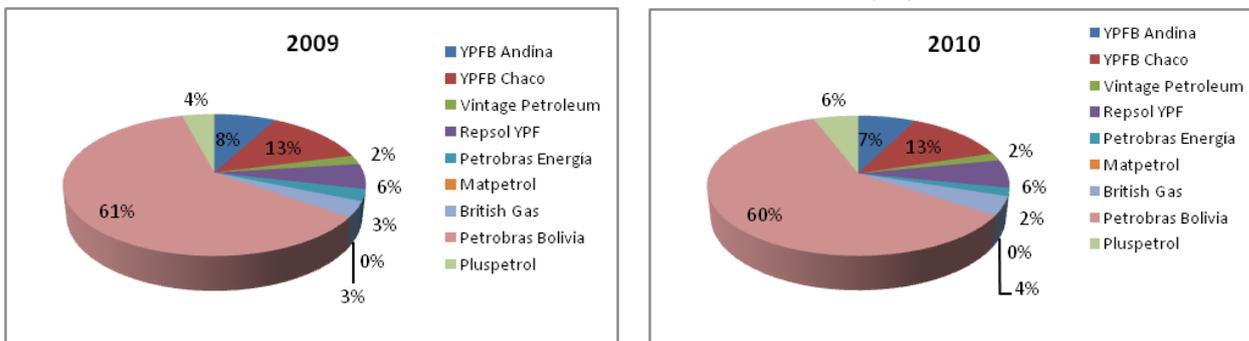


Fuente: YPFB

Teniendo en cuenta que la explotación de hidrocarburos es un conjunto amplio y heterogéneo de tareas (desde la perforación de pozos de desarrollo, el tendido de líneas de recolección, la construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, hasta toda la actividad en el suelo o subsuelo dedicada a la producción, recolección, separación y procesamiento, hasta el almacenaje de los hidrocarburos producidos) se puede concluir claramente que las inversiones destinadas para tal propósito, pese a mostrar una recuperación y ligeros incrementos interanuales como se ha visto, no fueron suficientes. De ahí que los datos oficiales muestren una producción promedio de gas natural y de petróleo en Bolivia prácticamente invariables (estancada) durante el periodo 2006-2010, algo curioso considerando que Bolivia pretende mantener su “status” de mayor exportador de gas natural en la región.

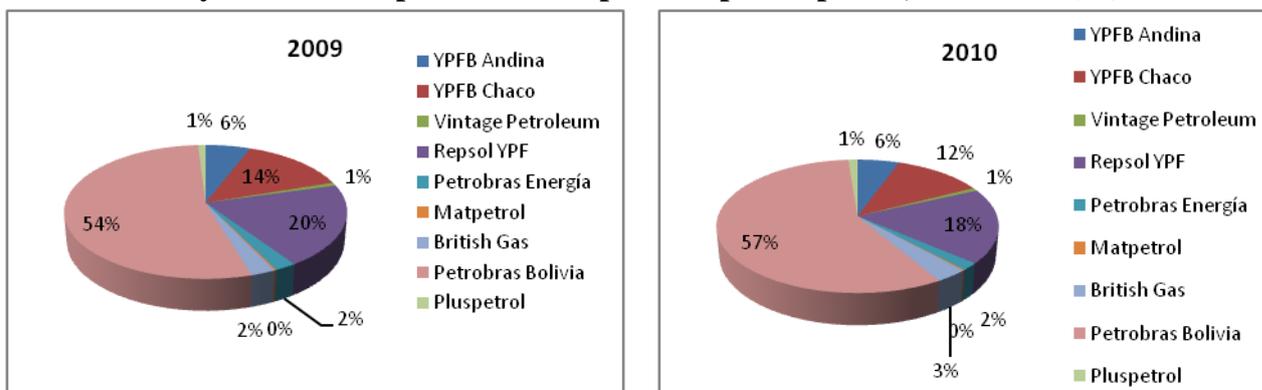
Reflejando la producción por empresas, se percibe una posición mayoritaria de Petrobras, tanto en gas como en petróleo, a mucha distancia del resto. La petrolera estatal, a través de sus dos subsidiarias en *upstream*, apenas llega a la quinta parte de la producción (contando con Andina que, como sabemos, pertenece a Repsol-YPF en casi un 50 % de su capital). Y precisamente Repsol-YPF aparece como segunda productora de hidrocarburo. Nos encontramos, por tanto, que tras un lustro de política de nacionalización la producción en gran medida sigue en manos de las petroleras extranjeras, sin que YPFB haya recuperado el papel que tuvo antes del proceso de capitalización.

Gráficos 2.3. y 2.4. Bolivia: producción de gas natural por empresas, 2009-2010 (%)



Fuente: Anuario 2010, Ministerio de Hidrocarburos y Energía

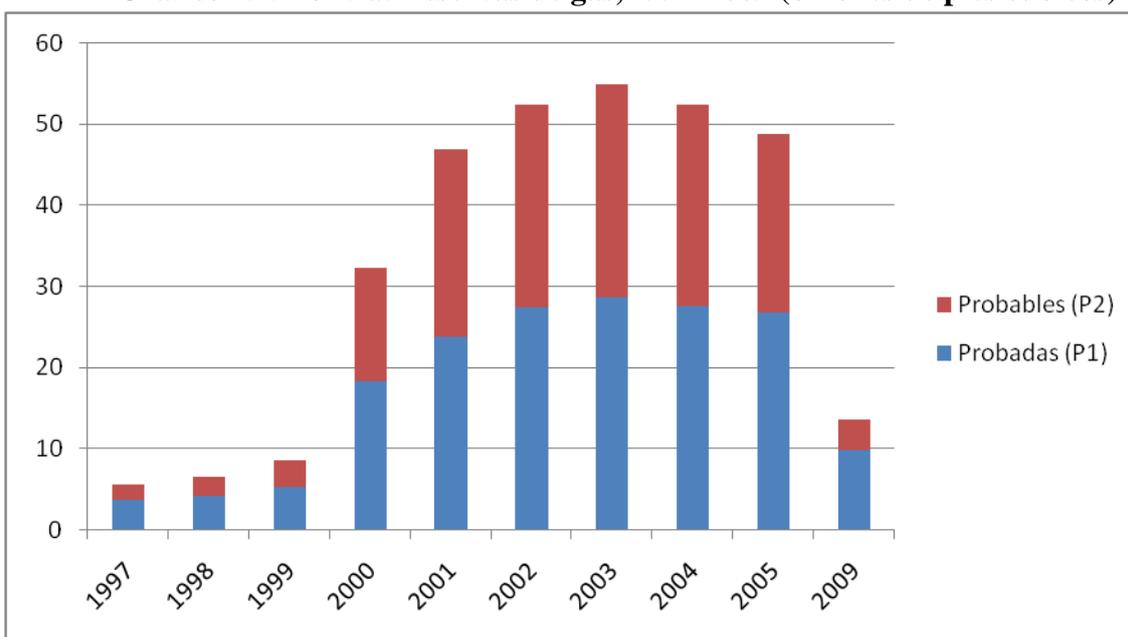
Gráficos 2.5. y 2.6. Bolivia: producción de petróleo por empresas, 2009-2010 (%)



Fuente: Anuario 2010, Ministerio de Hidrocarburos y Energía

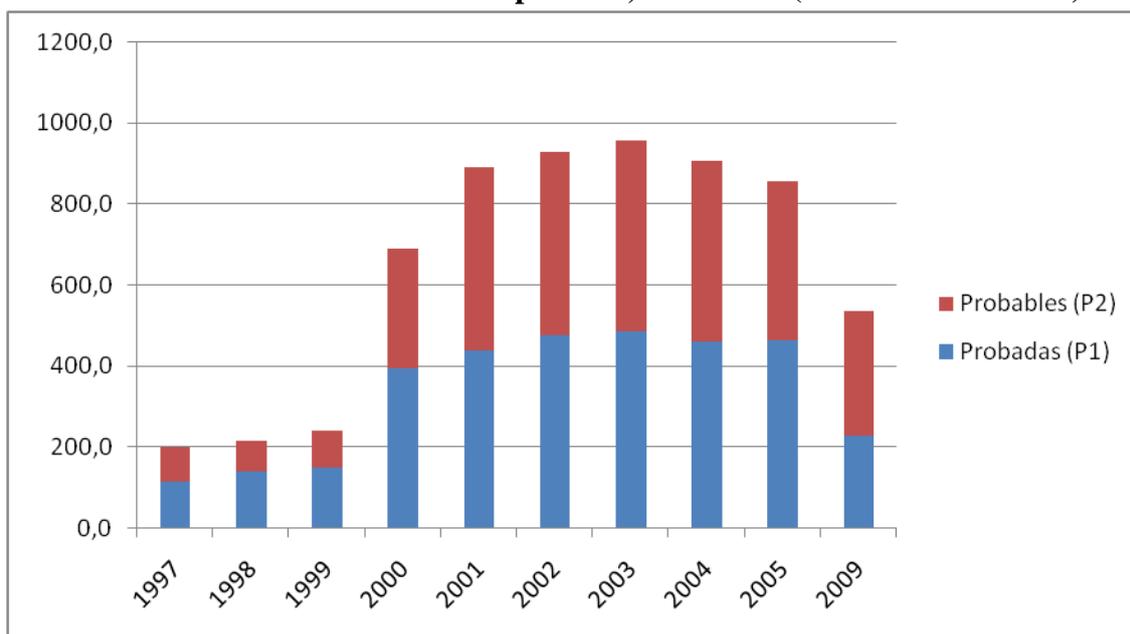
2.2.3 Reservas

Gráfico 2.7. Bolivia. Reservas de gas, 1997-2009 (billones de pies cúbicos)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Gráfico 2.8. Bolivia. Reservas de petróleo, 1997-2009 (millones de barriles)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

La evolución de las reservas ha sido tradicionalmente tema de arduas discusiones y de implicaciones políticas en Bolivia. Esa tradición se ha mantenido con la última certificación de reservas, esperada durante cuatro años desde el anterior dato de 2005. En efecto, en 2011 se ha hecho pública la última certificación de reservas que constata lo que se venía estimando desde hace tiempo: a 31 de diciembre de 2009, como resultado de las bajas inversiones en exploración, la consultora Ryder Scott certificó en 9,7 billones de pies cúbicos (TCF) el volumen de reservas gasíferas probadas en Bolivia. Dicho volumen le quitó al país el privilegio de ser la segunda potencia gasífera, tras Venezuela, de la región y lo ubicó por detrás incluso de Perú, Argentina y Brasil. Las reservas probadas de petróleo en el país también se certificaron a la baja, aunque con una reducción menos acusada. A pesar de que la evolución a la baja de las inversiones de exploración pronosticaban un descenso significativo de las reservas, el desfase con las reservas de 2005 ha generado interpretaciones que, además, aluden al hecho de que quizá esa certificación apareciera inflada a partir de informaciones erróneas por parte de las petroleras extranjeras, en un momento en que YPFB apenas era una agencia fiscalizadora pero sin medios para supervisar realmente la actividad de las empresas operadoras

Los cálculos no obstante resultan reveladores de desajustes importantes, y no aclarados, en la evolución de las reservas. En efecto (Rodríguez, 2011), la certificación de reservas de 2006 estableció que, a 31 de diciembre de 2005, las reservas probadas ascendían a 26,7 TFC. Por su parte, la última certificación, de 2011, establece que el 31 de diciembre de 2009 las reservas accedían a los 9,7 TCF mencionados. Si en ese período el consumo ha sido de 2,6 TFC, hay un volumen de 14,5 TCF de reservas “desaparecidas”. No ha habido una explicación oficial al respecto por parte ni del Ministerio ni de YPFB, a pesar de haber sido exigida desde todos los ámbitos. Sí existen

muchas hipótesis que apuntan desde errores en la medición, sobreestimación de las reservas o explotación irracional de los megacampos.

2.3 Industrialización del hidrocarburo

El objetivo de la industrialización del gas fue proclamado desde el mismo inicio de la presidencia de Evo Morales. De hecho, el vicepresidente García Linera estableció el año 2007 como el año de la industrialización del gas¹¹. La estrategia industrializadora se plasmó en los esfuerzos de la Gerencia Nacional de Industrialización (GNI) de YPFB, especialmente en el período en que Saúl Escalera fue gerente, entre febrero de 2006 y marzo de 2009. En ese período se creó la Empresas Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH), en 2008 (DS 29511), y se impulsaron varias iniciativas para desarrollar polos petroquímicos que, no obstante, no se culminaron. En efecto, la GNI impulsó los proyectos de industrializar el gas natural boliviano y avanzó mucho en otras áreas: (a) diseño de una estrategia nacional de cuatro crear polos de desarrollo basados en el gas natural; (b) creación de complejos industriales con plantas petroquímicas en cada polo, y (c) elaboración de estudios conceptuales, de prefactibilidad y de factibilidad para la construcción de diversas plantas petroquímicas en el país. Así, la GNI planificó un total de nueve proyectos concretos de las siguientes plantas industriales que implicaría una inversión de 7.700 millones de dólares (Escalera, 2010):

PLANTAS PETROQUÍMICAS EN POLOS DE DESARROLLO

Plantas en Polo Carrasco Tropical, Cochabamba:

- 1) urea;
- 2) amoníaco;
- 3) etanolaminas;
- 4) fertilizantes DAP/NPK.

Plantas en Polo Villamontes, Tarija:

- 5) GTL-Diésel.
- 6) dimetil éter (DME).

Plantas en Polo Puerto Suarez, Santa Cruz:

- 7) urea;
- 8) amoníaco.

Plantas en Polo Uyuni, Potosí:

- 9) fertilizantes NPK.

Además, todos los polos de desarrollo descritos incorporaban la construcción en los mismos de plantas termoeléctricas para su abastecimiento energético.

La rentabilidad de estos proyectos petroquímicos se consideraba asegurada en la medida en que los países vecinos, especialmente Brasil, tienen grandes déficits de insumos masivos como fertilizantes, plásticos y otros. Finalmente, la inversión demandada para todos los proyectos elaborados por la GNI supera los 7.000 millones de dólares, que deberían ser cubiertos por cada una de las empresas mixtas que tendrían que ser creadas entre empresas socias privadas y la participación de YPFB. Todos estos proyectos fueron incluidos en el Plan Estratégico Empresarial de YPFB para el período

¹¹ De hecho en noviembre de 2006 se había presentado el primer proyecto de industrialización que se llevaría a cabo en Ayo Ayo, La Paz, consistente en una planta de conversión de gas a líquidos, diésel y gasolina sintética que se concluiría en dos o tres años a través de una empresa mixta con participación de YPFB y socios de EE.UU. y de Colombia y una inversión de unos 250 millones de dólares. El proyecto nunca se llevó a cabo (Villegas, 2011).

2009-2013, aprobado en diciembre de 2008, con Santos Ramirez como presidente de YPFB. El relevo de Ramírez por un nuevo presidente, Carlos Villegas, implicó paralizar todos los proyectos hasta la constitución efectiva de la EBIH. De hecho la GNI se había liquidado en noviembre de 2009 sin haber llevado a cabo ninguno de los proyectos.

En efecto, en 2008 se crea la EBIH, pero no es hasta 2010, en julio, que no se nombra una dirección de la misma, encabezada por Gloria Ayala como Gerente General. Se produjo entonces un reinicio de la estrategia de industrialización que, en realidad, supuso retrotraerse a 2006. En efecto, el nuevo equipo directivo en la EBIH, sin apoyarse en los avances que ya se había logrado en la época de la GNI dirigida por Saúl Escalera, estableció un nuevo plan de inversiones para el período 2009-2015 con una nueva programación incorporando algunos de los proyectos ya diseñados por Escalera. En concreto, al información oficial que suministra EBIH en 2011 habla de seis proyectos para el período 2011-2018, con una inversión estimada de 6.070 millones de dólares, como refleja el siguiente recuadro¹²:

<i>Planta</i>	<i>Departamento</i>	<i>Inversión (millones de \$)</i>	<i>Funcionamiento</i>
Petrocasa-Caracollo	Oruro	70	2012
Urea-Carrasco	Cochabamba	900	2014
GTL-Carrasco	Cochabamba	700	2014
Urea-Mutún	Santa Cruz	1.500	2015
Polietileno-Mutún	Santa Cruz	1.700	2018
Polietileno-Chaco	Tarija	1.200	2018

El avance de estos proyectos es dudoso por dos factores fundamentales: los compromisos de exportación a Brasil y el coste del gas para industrializar. Desde el Ministerio se insiste en que no se va a subvencionar la petroquímica con un gas barato y que el precio debe ser el mismo que el que paga Argentina. Ello, a su vez, se complementa con una circunstancia muy significativa: en mayo de 2010 Brasil inició acciones en Matto Grosso del Sur para construir una planta de fertilizantes que usará gas boliviano, mientras planea construir tres más (Rodríguez, 2011). Todo ello choca por otra parte con la constatada valorización del gas natural, donde se calcula que 1 tonelada

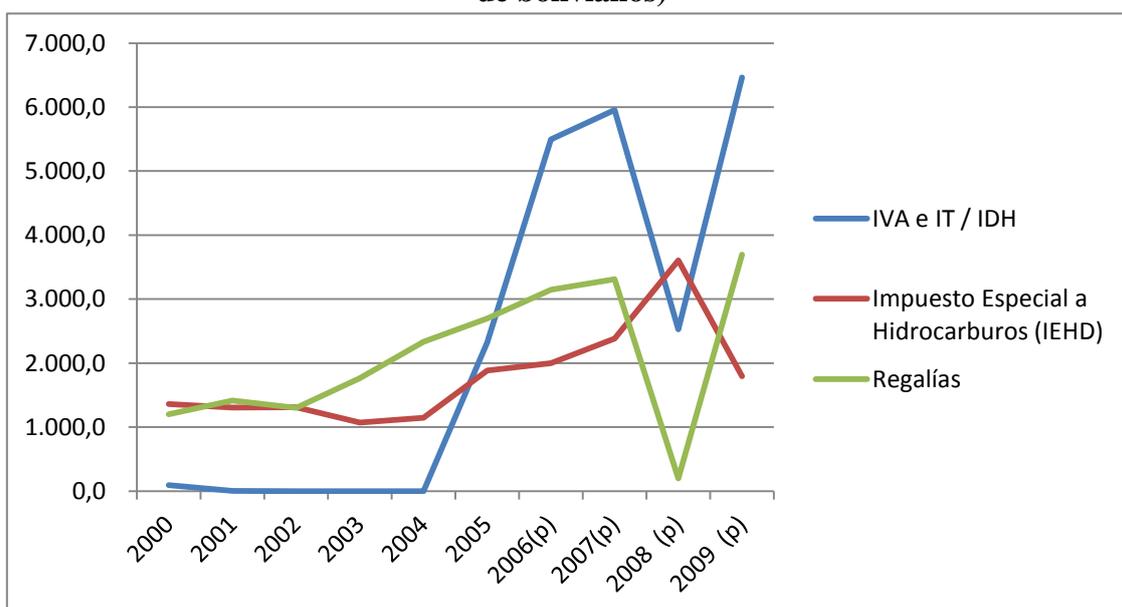
¹² La EBIH incorpora también dos proyectos para llevar a cabo en El Alto (La Paz) para la fabricación de tapones, tuberías y accesorios plásticos para el transporte de gas por 17 millones de dólares para entrar en funcionamiento en 2012. No obstante, el carácter de estas actividades, y el alcance de las mismas, es diferente al del resto de proyectos recogidos en el cuadro.

de gas natural, que cuesta 200 millones de dólares, industrializado en petroquímica cuesta 700 millones y como plástico 3.000 (Rodríguez, 2011). Nos encontramos, por tanto, con una dimensión en la que apenas se ha avanzado, relegado políticamente de modo permanente ante la prioridad de la exportación de gas a Brasil y Argentina. Sigue siendo, por tanto, un desafío sin acometer.

2.4 Dimensión fiscal

El análisis de la dimensión fiscal nos lleva a tratar tanto la evolución de los ingresos fiscales procedentes de la actividad hidrocarburífera y, por tanto, la parte de la renta petrolera que va a controlar el Estado, como el uso que se hace de esos recursos. Esta es precisamente la cuestión en la que más nítidamente se han puesto de manifiesto avances importantes de los objetivos del gobierno. En efecto, está constatado el aumento sustancial de los ingresos por hidrocarburos en el país desde 2006, a partir de la entrada en vigor de la ley de hidrocarburos y del DS de nacionalización. Es precisamente el nuevo IDH el componente que aporta mayores ingresos. En conjunto, hay un despegue muy significativo de los ingresos hidrocarburíferos, tanto en términos absolutos como en cuanto a participación sobre el total de ingresos públicos como se aprecia en los gráficos siguientes:

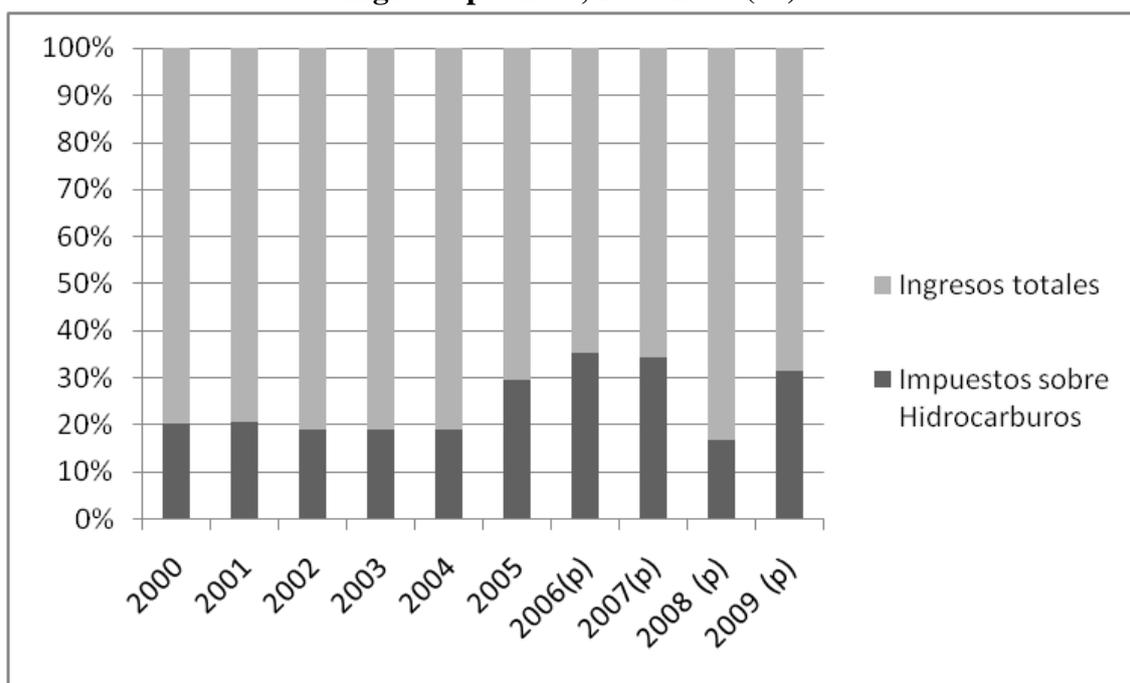
Gráfico 2.9. Bolivia. Evolución de ingresos hidrocarburíferos, 2000-2009 (millones de bolivianos)



(p): Preliminar

Fuente: Unidad de Programación Fiscal

Gráfico 2.10. Bolivia. Participación de los ingresos hidrocarburíferos en el total de ingresos públicos, 2000-2009 (%)



(p): Preliminar

Fuente: Unidad de Programación Fiscal

Por tanto, el sector hidrocarburífero aporta un porcentaje sustancial de las recaudaciones de impuestos, participación que se ha hecho más significativa en el marco actual. Una tercera parte de los ingresos públicos proceden del sector, destacando de todos los ingresos hidrocarburíferos el IDH y las regalías, lo que refleja la importancia de las recaudaciones originadas en el *upstream* para el propio sector y para el conjunto del sector público. Estos ingresos originados en el *upstream* responden fundamentalmente a la coyuntura al estar en función de los precios internacionales y la importancia de las exportaciones sobre el total de la producción. Por su parte, el IEHD, recaudado de las actividades de *downstream*, es un impuesto al consumo interno de derivados y no responde al comportamiento del precio del petróleo puesto que los precios de los derivados están regulados en el mercado interno.

¿Cómo se han utilizado esos mayores recursos captados por parte del Estado boliviano? Para responder a esta cuestión hay que tener en cuenta dos cuestiones: el reparto que de los recursos establece la legislación entre diferentes entidades y administraciones del Estado, por una parte y, por otra, la política de subvenciones. Respecto a la primera cuestión, la ley de hidrocarburos 3058, como ya se explicó, estableció un reparto genérico del IDH entre departamentos productores, no productores y el TGN. No obstante, la plasmación concreta de ese reparto ha sido controvertida y continuamente modificada por una serie de decretos supremos (28223, 28333, 28421, 29322), lo que ha impedido una estabilidad mínima de las condiciones de uso de la renta petrolera que permita un análisis riguroso de sus implicaciones con cierto alcance interpretativo. Actualmente, el reparto de la renta petrolera controlada por el Estado se rige según los siguientes criterios de reparto:

i) Un reparto inicial del IDH recaudado según los siguientes porcentajes: 12,50 para el departamento productor; 31,25 para los departamentos no productores y 56,25 para el TGN. Hay por tanto, un reparto entre TGN y departamentos.

ii) La recaudación de los departamentos se reparte como sigue:

- 24,39 % para la prefectura (gobierno) del departamento
- 68,99 % para los municipios del departamento
- 8,62 % para la universidad pública del departamento

iii) A su vez, el TGN debe destinar:

- 5 % para el Fondo Compensatorio para los municipios y universidades de los departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba,
- 5 % para el Fondo de Desarrollo de los Pueblos Indígenas y originarios y Comunidades Campesinas
- 5 % para el Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a la masificación del uso del gas natural
- Un porcentaje a determinar cada año en el presupuesto estatal para las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional de Bolivia

iv) Un 30 % del IDH que le corresponde a las prefecturas, municipalidades, TGN y Fondo Indígena debe destinarse al Fondo de Renta Universal de Vejez utilizado para pagar la Renta Dignidad para mayores de 60 años.

Ese reparto de los recursos del IDH y de las regalías¹³ entre departamentos y otros destinos ha limitado enormemente la capacidad financiera de la corporación YPFB y ha restado recursos para la política nacional de industrialización del gas. En definitiva, la fragmentación en el reparto de la renta petrolera no ha permitido un uso de la misma inscrito en la estrategia de desarrollo nacional, reproduciendo ciertas pautas propias de los modelos rentistas de explotación hidrocarburífera. Se confió desde el principio que la redistribución regionalizada de los ingresos hidrocarburíferos impulsaría, por sí misma, las estrategias desarrollistas, a modo de un nuevo automatismo.

Además de ello, hay muchas dudas sobre el uso que se hace de los recursos, especialmente por parte de las prefecturas. La evaluación que del uso del IDH presentó el Ministerio de Hacienda en el Presupuesto General de la Nación de 2008 concluyó que más del 50 % de los fondos recibidos por las prefecturas estaban siendo destinados al gasto corriente y no a la inversión. No sólo eso, sino que cada año ha quedado un remanente de esos fondos en las cuentas habilitadas al efecto en el Banco Central sin utilizar.

Otra fuente de uso de la renta petrolera, central en la política hidrocarburífera de los diferentes gobiernos, han sido las subvenciones a productos derivados destinados al mercado interno. En efecto, las refinerías del país producen aproximadamente el 70 %

¹³ Hay que recordar que las regalías equivalían al 18 % del valor del hidrocarburo (11 % para los departamentos productores, 1 % para los departamentos de Beni y Pando y el 6 % para el TGN).

de combustible consumido, diésel o GLP en concreto, por lo que el 30 % de esa demanda debe ser cubierta con importaciones, fundamentalmente de Argentina y Venezuela. Fue en 2003 cuando por DS estableció un mecanismo de subvención vinculado a la evolución de los precios internacionales. Así, el producto es comprado a precios internacionales y posteriormente vendido en el mercado interno a precios muy inferiores. Además, el sector eléctrico también se beneficia de la subvención. Las empresas generadoras de electricidad utilizan el gasoil de las refinерías a un precio subvencionado. Ello genera diferencias muy significativas entre los precios internos en Bolivia y en los países vecinos que da cuenta del esfuerzo presupuestario que suponen las subvenciones. Los precios (en bolivianos) del GLP en garrafas de 10 kg. para 2010 eran:

Bolivia: 22,5

Argentina: 29,2

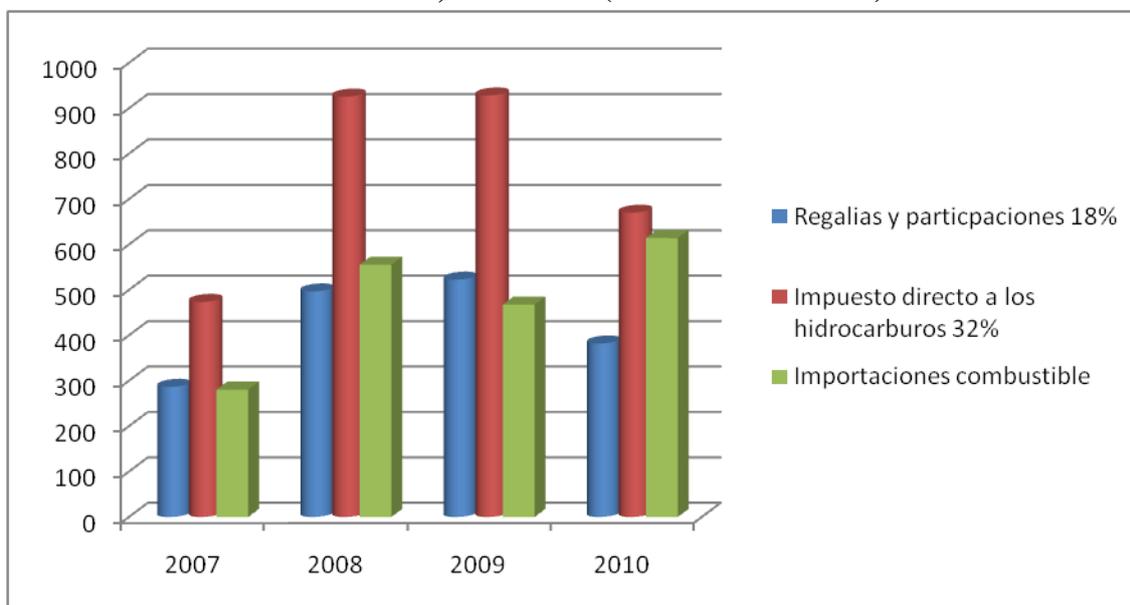
Perú: 75,4

Uruguay: 80,4

Brasil: 105,8

Chile: 110

Gráfico 2.11. Bolivia. Ingresos por regalías e IDH y egresos por importaciones de combustibles, 2007-2010 (millones de dólares)



Datos 2010: IDH, enero-septiembre; importaciones, enero-diciembre.

Fuente: Rodríguez (2011b).

El coste de esta política, por tanto, es muy significativo (Rodríguez, 2011b). En concreto, entre 2007 y 2009 se destinó a la importación de combustible el equivalente a las regalías recibidas mientras que en 2010 la importación ya superó a las regalías y supuso más de la mitad de los ingresos del IDH (gráfico 2.11.).

2.5 Dimensión externa

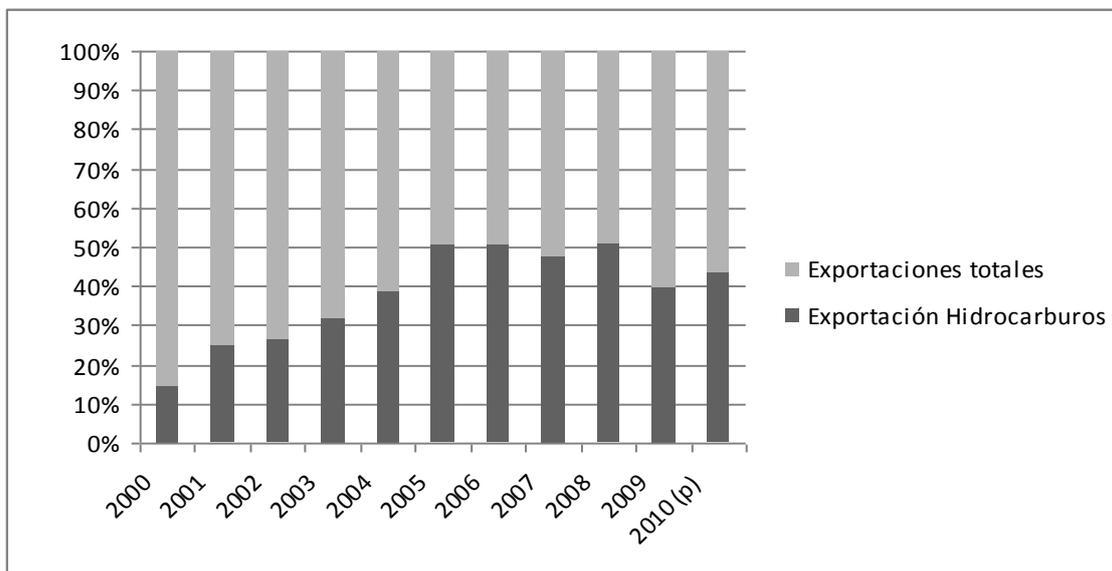
Se verán, por último, los aspectos referidos a la dimensión externa. Se trata, en definitiva, de ver la evolución que ha habido en los patrones de inserción externa de la economía boliviana a lo largo de los últimos diez años, en cuya mitad se produce precisamente el cambio de MR. Para ello se utilizarán datos de la participación de las exportaciones hidrocarburíferas en el total de las exportaciones bolivianas y sobre su composición. También se verá la evolución de las importaciones de petróleo y derivados.

El primer rasgo es el peso creciente que a lo largo de los años van tomando las exportaciones de hidrocarburos hasta situarse en la mitad del total de las exportaciones bolivianas, porcentaje mantenido con oscilaciones en el período de vigencia del nuevo MR (véase el gráfico 19). No se constata por tanto una reducción de la dependencia externa del hidrocarburo pudiendo calificar a la economía boliviana como una economía altamente dependiente del mismo al responder de cerca de la mitad de sus ingresos por exportaciones (con un patrón exportador donde las exportaciones tradicionales - hidrocarburos y minerales- representaron en 2010 tres cuartas partes de las exportaciones totales¹⁴).

Actualmente, Bolivia exporta fundamentalmente gas natural, puesto que la mayoría del petróleo es consumido por el mercado interno. El gas exportado se destina a Brasil (desde el contrato firmado en el año 2000), que explica el incremento de la participación de las exportaciones de gas en el total exportado durante el primer quinquenio del siglo. El incremento de las ventas a Brasil fue restando peso al otro mercado tradicional de Bolivia, Argentina. No obstante, la firma de sucesivos contratos de exportación a Argentina desde 2004 impulsó las ventas de gas con mayores precios negociados. Todos esos contratos de exportación a Brasil y Argentina, aun asegurando el mercado para el gas boliviano, han actuado como freno a una posible diversificación de mercados que pudiera atenuar el fuerte carácter dependiente de la inserción externa de la economía boliviana.

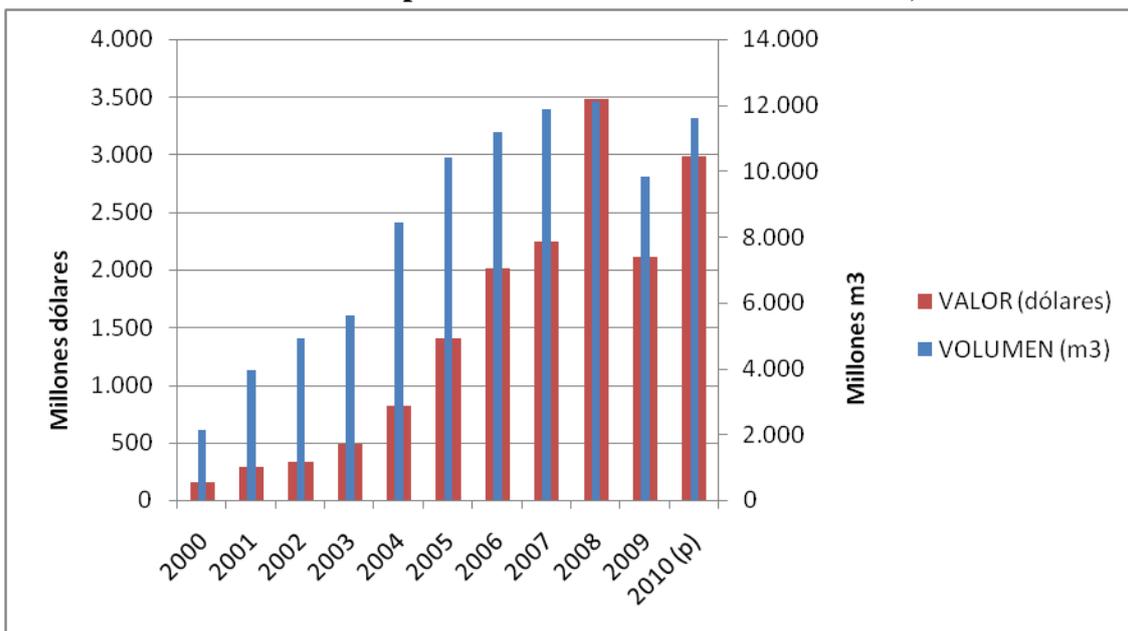
¹⁴ Según el Instituto Nacional de Estadística

Gráfico 2.12. Bolivia. Participación de las exportaciones de hidrocarburos en las exportaciones totales, 2000-2010 (%)



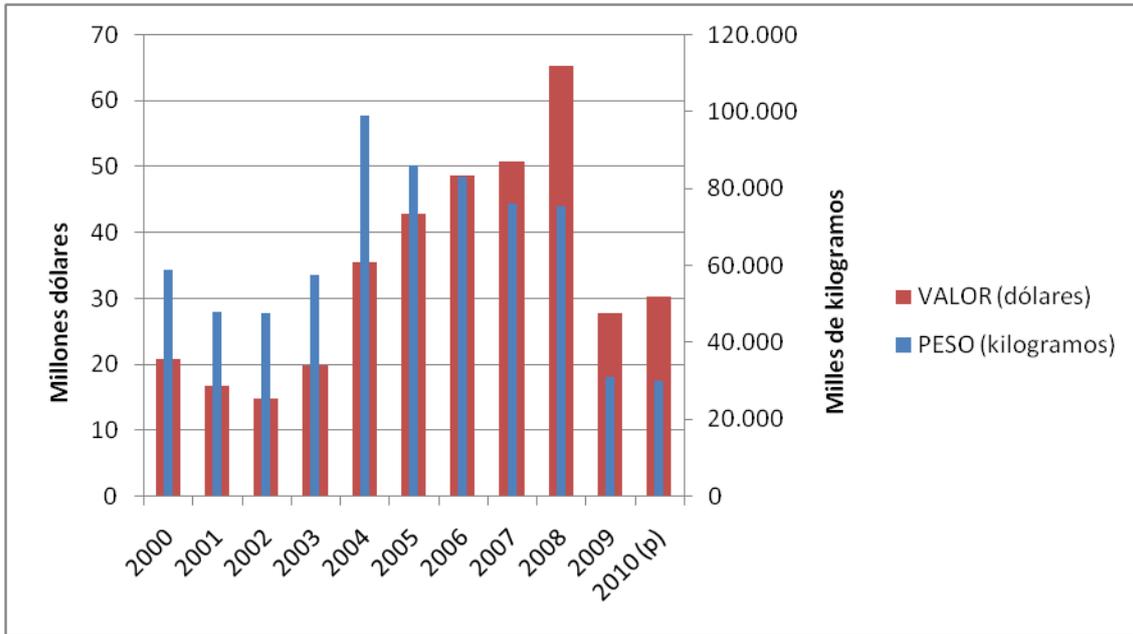
Fuente: elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas

Gráfico 2.13. Bolivia. Exportaciones de hidrocarburos crudos, 2000-2010.



Fuente: Instituto Nacional de Estadística

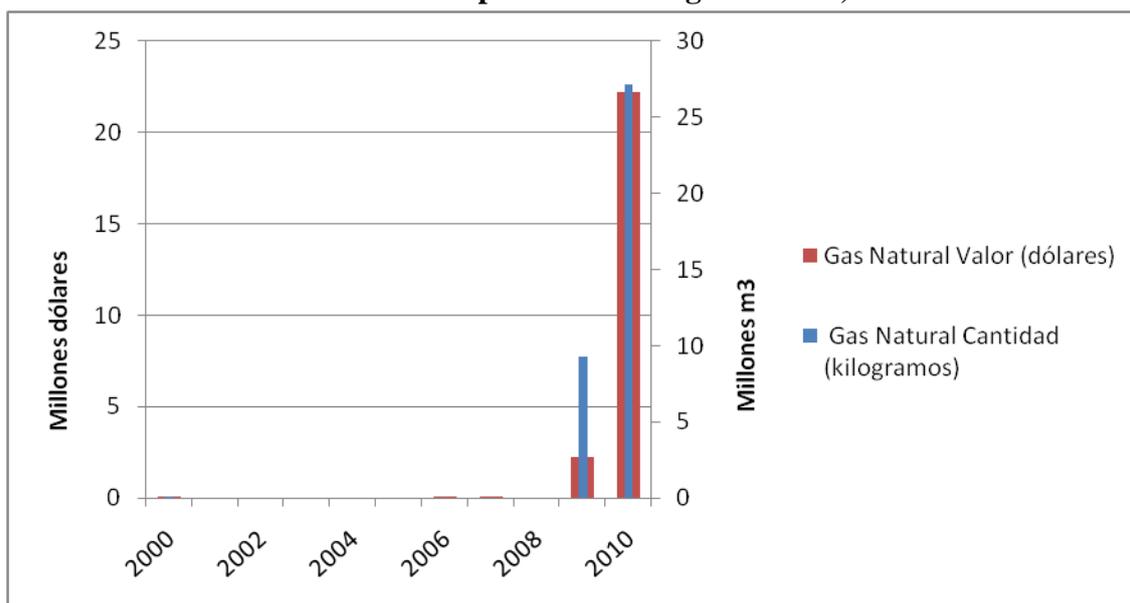
Gráfico 2.14. Bolivia. Exportaciones de productos de la refinación de petróleo, 2000-2010.



Fuente: Instituto Nacional de Estadística

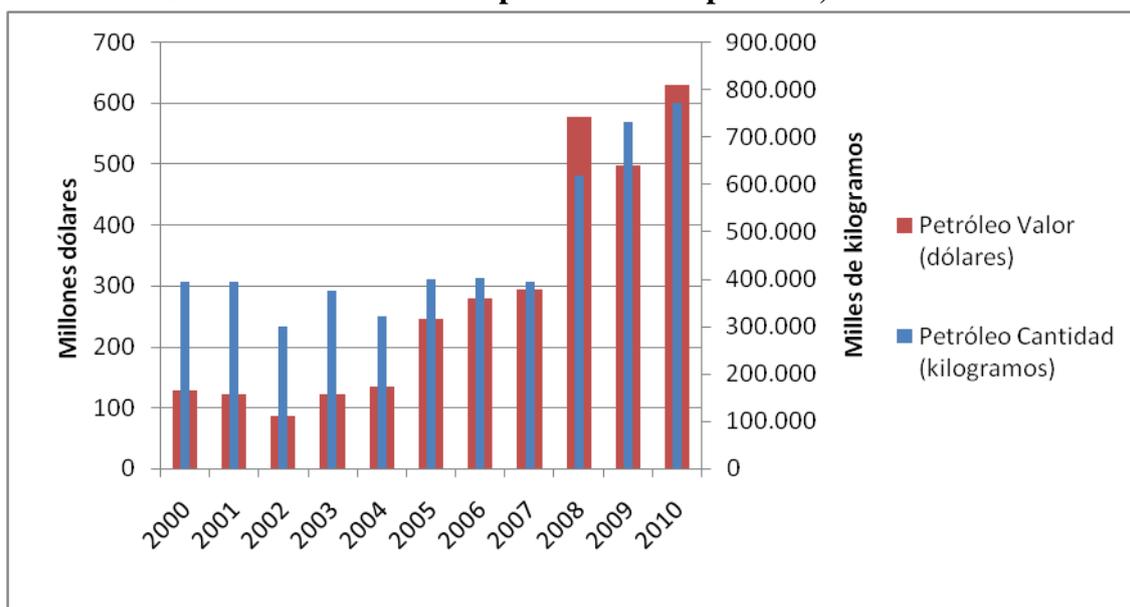
El segundo rasgo que define, y se mantiene, de la inserción externa boliviana es la importancia de las exportaciones de hidrocarburos crudos respecto a los productos de refinación. En efecto, como se aprecia en los gráficos 2.13 y 2.14, hay una desproporción abrumadora entre las exportaciones de unos y otros, con una participación residual de las exportaciones de productos de refino (para el año 2010, por ejemplo, 30 millones de dólares de ventas externas de productos de refinación frente a cerca de 3.000 millones de dólares las ventas del hidrocarburo crudo). Es decir, Bolivia *sólo* exporta producto bruto sin elaborar, precisamente la materia prima que sí se transforma en Brasil y Argentina.

Gráfico 2.15. Bolivia. Importaciones de gas natural, 2000-2010.



Fuente: Instituto Nacional de Estadística

Gráfico 2.16. Bolivia. Importaciones de petróleo, 2000-2010.



Fuente: elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas

Este aspecto se refuerza con un tercer rasgo. En efecto, como se aprecia en los gráficos 2.15 y 2.16, las necesidades energéticas no han dejado de crecer, impulsando las importaciones, tanto de petróleo, lógico en Bolivia, como de gas natural, donde a lo largo de los tres últimos años se han dado significativos incrementos de los flujos importados. Las necesidades energéticas internas, no cubiertas con una producción nacional comprometida en los contratos de exportación a Brasil y Argentina, estarían forzando a un incremento de las importaciones de productos que, posteriormente, son subvencionados para el mercado interno, derivando hacia estos fines, por tanto, una parte con perspectivas crecientes de la renta petrolera.

3. EL CASO DE BRASIL

El sector de hidrocarburos tiene una importancia creciente en la economía brasileña¹⁵. Según estimaciones de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) (ANP, 2005) la contribución del mismo al PIB ha experimentado un constante aumento desde 1998 coincidiendo con la adopción de cambios significativos en el MR. Así, en 2005, último año para el que se ha elaborado esta estimación, la contribución superaba ya el 10% frente al 2,75% en 1997. Teniendo en cuenta los aumentos en la producción y, sobre todo, en los precios, es muy probable que desde entonces esta participación haya seguido aumentando significativamente. Por ello y porque el caso brasileño se aleja, al menos aparentemente, de un modelo de explotación de los hidrocarburos típicamente “rentista” su análisis es particularmente interesante para los objetivos de este proyecto.

3.1 El marco regulatorio del sector petrolero en Brasil

Antes de entrar a detallar los rasgos característicos del MR es útil conocer los factores que lo han ido condicionando. Ello nos facilitará poder identificar los vínculos entre este MR y el desempeño del sector.

3.1.1 Condicionantes

Como ya hemos señalado el MR brasileño experimentó un cambio sustancial durante la década de los noventa. El punto de partida para esta ruptura fue la aprobación en 1995 de una enmienda constitucional al artículo 177 de la Carta Magna en el que se reconocía el monopolio estatal en las actividades de exploración, producción, refinado y venta de derivados de petróleo. Tras la enmienda constitucional, se aprobó la ley nº 9.478/97, más conocida como Ley de Petróleo, considerándose las dos medidas la base del nuevo MR.

A continuación vamos a presentar, de manera sintética, los elementos fundamentales que desde una perspectiva interna influyeron en la adopción de ambas medidas y de otras que irán conformando el MR que surge tras el abandono del monopolio estatal.

i) La estructura económica del país. Particularmente dos aspectos de esta estructura inciden en las características del MR: la matriz energética (con una alta participación de fuentes renovables) y el grado de desarrollo industrial y tecnológico de la economía brasileña (relativamente superior al de otras economías petroleras mucho más dependientes de insumos y tecnología). Ambos aspectos han influido tanto en el diseño de la política energética como en el de la industrial los dos ejes fundamentales que vertebran la política de hidrocarburos.

ii) La orientación general de la política económica. Los orígenes del MR que se desarrolla a partir de 1995 se vinculan con la consolidación de las políticas de estabilización y ajuste en el conjunto de la región (el también llamado Consenso de

¹⁵ Según la metodología de la ANP (2005) este sector incluye: extracción de petróleo y gas natural, refinado, producción y distribución de gas, comercialización. La forma en que se presentan los datos hace imposible separar la actividad de extracción de petróleo, que es en la que se va a centrar nuestro análisis, de la de gas. A pesar de ello existen sobradas evidencias de que la primera tiene un peso mucho mayor.

Washington) que en Brasil se materializan en la aprobación del Plan Real en 1994. Así, la adopción de políticas macroeconómicas de estabilización y la reforma del Estado orientada a disminuir la participación e intervención del mismo en la economía influirán en la ruptura del modelo del monopolio estatal y en el uso dado a una parte importante de la renta petrolera captada por el gobierno.

Desde los primeros años de este nuevo siglo se aprecian ciertos cambios en la orientación general de la política económica tales como la recuperación de algunos elementos de política industrial. Todo ello a pesar de la continuidad en las políticas macroeconómicas. En el sector petrolero, estos hechos se han dado en un contexto marcado por los descubrimientos de nuevas reservas en 2003 y en 2006 que han facilitado la adopción de nuevas medidas. Así, a partir de 2003 si bien no hay una modificación sustantiva del MR (como la que ocurrirá a partir de los descubrimientos del presal), sí se producen intentos por incidir más activamente en el desarrollo de la denominada *cadena offshore*¹⁶. Esto se manifestará, por ejemplo, en la creación del *Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural* (Prominp). Este programa fue creado en 2003 por el Gobierno federal con el objetivo de aumentar la participación de industrias locales en la cadena offshore. También en 2007 se presenta *El Programa de Aceleração do Crescimento* (PAC) que propone fuertes inversiones en infraestructura, particularmente en el sector de la energía. Los hidrocarburos absorben una alta proporción de los recursos del PAC, buena parte de los cuales son invertidos a través de Petrobras.

iii) La política energética. La ley de Petróleo de 1997 plantea que el desarrollo del sector hidrocarburos debe quedar integrado en una política energética general. Para garantizarlo se crea el Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) encargado de establecer los objetivos y las directrices generales de la política energética general que en los últimos años se han centrado en garantizar el autoabastecimiento. Estos objetivos y directrices son, probablemente, el determinante más visible del MR.

iv) Disponibilidad y localización de reservas. En Brasil la mayoría de la producción de petróleo se desarrolla en aguas profundas lo que supone un aumento significativo de los costes de exploración y producción además de introducir mayor incertidumbre y dificultades técnicas. Según el organismo regulador este hecho ha condicionado fuertemente el MR brasileño en aspectos tales como el régimen fiscal que, como veremos, es uno de los menos gravosos para las compañías.

En definitiva, los determinantes del MR brasileño presentan ciertas similitudes con otras economías productoras de petróleo de la región. Sin embargo también se ha podido ir constatando la existencia de numerosas y significativas particularidades que, al menos a priori, le han permitido desarrollar un MR distanciado de otros típicamente

¹⁶ Esta cadena incluye actividades que van desde el procesamiento y mapeo geológicos, la construcción de sondas, construcción de unidades de producción (plataformas fijas y semiflotantes), construcción de barcos, apoyo logístico, servicios de gestión medioambiental,... Una descripción más detallada de las actividades incluidas en esta cadena puede encontrarse en ONIP (2010).

asociados a un modelo de explotación de hidrocarburos rentista¹⁷. A lo largo de este trabajo veremos si efectivamente es así.

3.1.2 Características

En el caso brasileño, lo primero que hay que tener en cuenta es que actualmente coexisten distintos MR dentro del sector: el que se fijó en los noventa y que está todavía vigente para todas las áreas ya concesionadas y el que se está definiendo (aunque en octubre de 2011 algunos aspectos como el régimen fiscal estaban todavía por determinar) para el desarrollo específico de la zona de presal. Nuestro análisis se va a centrar en el primero pues la mayoría de estos cambios no ha tenido todavía un impacto significativo en las variables en las que va a ser analizada la trayectoria del sector. Ello se debe a que este nuevo MR es muy reciente, de 2010, no habiendo transcurrido ni siquiera un año entero desde que han sido aprobadas muchas de sus medidas.

A. Estructura institucional

El Ministerio de Energía y Minas es el principal responsable de la política energética nacional y es quien se encarga de plantear los objetivos generales de la misma. Por su parte, el Consejo Nacional de Política Energética mediante sus resoluciones (que no tienen rango de Ley) trata de orientar al regulador para la adopción de medidas concretas que garanticen el cumplimiento de los objetivos generales. Será precisamente el órgano regulador, la ANP, el encargado de *promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles* (art.8, I, del capítulo IV de la Ley n° 9.478/97). La ANP ha sido el organismo fundamental encargado de garantizar el paso de un monopolio estatal a otro de libre competencia.

Una de las funciones más importantes de la ANP es poner en marcha las distintas *rondas de licitación*. A través de ellas se adjudican mediante un proceso de libre competencia distintos campos petrolíferos para su exploración y producción por las compañías adjudicatarias. La decisión para iniciar una ronda de licitación depende de las instancias que determinan la política energética pero tal decisión es ejecutada por la ANP. Este organismo se encarga del estudio de las necesidades de inversión y propone las características concretas de cada ronda.

Desde la ruptura del monopolio estatal hasta 2010 se han puesto en marcha 11 rondas de licitación. La primera de ellas (1998), denominada ronda cero, no fue propiamente dicha una ronda de licitación. Se trató más bien de un conjunto de acuerdos firmados entre la ANP y Petrobras para adecuar las condiciones en las que estaba operando esta empresa a la nueva normativa y a la supervisión por parte de la ANP.

¹⁷ El gobierno brasileño describe la situación de la siguiente manera (MEM, 2010:13):

En la geopolítica del petróleo actualmente se pueden identificar dos posiciones contrapuestas: la de los países productores con grandes reservas, baja tecnología, reducido grado de desarrollo industrial, mercado pequeño e inestabilidad institucional; la de los países consumidores con pocas o nulas reservas, mercado amplio, alta tecnología, desarrollo industrial y estabilidad institucional. Sin embargo Brasil se encontraría en una posición privilegiada pues dispone de grandes reservas pero, además también de tecnología, desarrollo industrial, mercado amplio y estabilidad institucional.

Entre 1999 y 2008 se han realizado rondas anuales lo que computa un total de 10 subastas a través de las cuales se han asignado 765 bloques exploratorios que se extienden por un área total de 526.525 Km² de los cuales un 40% aproximadamente en áreas offshore (ver tabla 3.1). Entre 2008 y 2010 no se lanzaron nuevas rondas debido a los cambios que se estaban produciendo en el MR tras los descubrimientos del presal. Como se puede apreciar en la tabla 3.1, a partir de la quinta ronda se produce un aumento significativo de las ofertas presentadas que es debido al mayor número de bloques ofertados. Esto es resultado, a su vez, de una nueva metodología aplicada a la división de áreas en bloques.

Tabla 3.1. Brasil. Resultado de las rondas de licitación de bloques para exploración y producción de petróleo y gas natural, 1999-2008

Rondas de Licitación	Primera Ronda 1.999	Segunda Ronda 2.000	Tercera Ronda 2.001	Cuarta Ronda 2.002	Quinta Ronda 2.003	Sexta Ronda 2.004	Séptima Ronda 2.005	Novena Ronda 2.007	Décima Rodna 2.008
Bloques ofertados	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130
Bloques concedidos	12	21	34	21	101	154	251	117	54
Ofertas totales realizadas	21	46	57	33	106	188	379	276	92
Ofertas de Petrobras*	7	10	20	9	89	113	109	57	28
Ofertas sin Petrobras	14	36	37	24	17	75	270	219	64
Ofertas vencedoras de Petrobras*	5	7	15	8	87	103	95	27	26
Ofertas vencedoras sin Petrobras	7	14	19	13	14	51	156	90	28
Ofertas en exclusiva	10	27	38	28	103	109	248	168	63
Ofertas en consorcio	11	19	19	5	3	79	131	108	29
Consorcios vencedores	6	10	13	5	3	64	87	46	18
Consorcios vencedores con Petrobras	4	5	8	5	3	48	53	21	9
Consorcios vencedores sin Petrobras	2	5	5	0	0	16	34	25	9
Ofertas vencedoras Petrobras exclusiva	1	2	7	3	84	55	42	6	17
Bloques onshore concedidos	0	9	7	10	20	89	210	65	54
Bloques offshore concedidos	12	12	27	11	81	65	41	52	0
Área concedida (km2)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030
Área offshore concedida	54.660	37.847	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735	13.419	0
Bacias sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7
Empresas vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17
Novos operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2
Conteúdo local médio – etapa de exploração	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento e produção	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Levantamento sísmico 2D mínimo (quilómetros de linhas)	43.000	45.850	44.700	17.000	83.700	Variável	Variável	Variável	Variável
Nº mínimo de poços exploratórios a serem perfurados	58	96	136	83	210	Variável	Variável	Variável	Variável
Bônus de assinatura (milhões de US\$)	181	262	241	34	9	222	485	1.141	38
Investimento mínimo no primeiro período exploratório (milhões de US\$ em três anos)	65	60	51	29	121	681	829	739	259

Fuente: Elaboración propia con base a datos de ANP y Silva (2010: 209-210)

En esta quinta ronda se introducen también otras modificaciones como el establecimiento de un límite mínimo al contenido local. Estos hechos unidos al escaso éxito obtenido hasta entonces por la mayoría de las transnacionales explorando en el país provocaron una disminución notable de sus ofertas. La situación cambió drásticamente en la sexta ronda como resultado de los descubrimientos a finales de 2003 de importantes nuevos yacimientos.

B. Mecanismos contractuales

Una vez adjudicadas las distintas áreas a las compañías ganadoras del proceso de licitación, cada una de ellas tiene que firmar un contrato con la ANP el cual establece una serie de parámetros que van a guiar la actividad de la empresa adjudicataria.

La normativa vigente así como los parámetros específicos establecidos para cada ronda crean un marco general para todos los contratos. Dentro de ese marco general el contenido de cada uno va a depender de las condiciones ofertadas por las compañías en cada caso. Tres son los aspectos fundamentales que deben figurar en todas las ofertas y que son tenidos en cuenta como criterios de asignación. Estos tres elementos serán posteriormente parte fundamental de los contratos que se firmen.

i) Compromisos de inversión. Los contratos recogen el compromiso asumido en la oferta con el Programa de Exploración Mínimo (PEM), que incluye las distintas actividades de exploración que va a realizar la compañía.

ii) Bono de asignación. Valor en dinero ofrecido por la empresa como contrapartida por la adjudicación del bloque exploratorio. El bono de asignación es una fuente más de recaudación fiscal que se suma al pago de royalties y a las participaciones especiales.

iii) Compromisos de adquisición por parte de la empresa adjudicataria de un porcentaje de bienes y servicios locales para el desarrollo de las actividades de exploración y producción en los distintos bloques adjudicados. Estos compromisos relativos al contenido local tienen como finalidad favorecer el desarrollo de la cadena offshore. La inclusión en el MR actual de medidas en materia de contenido local es en gran parte herencia de la etapa desarrollista en la cual Petrobras desplegó una intensa labor de impulso y fortalecimiento de proveedores locales que elevó en esos años los niveles de contenido local¹⁸. La importancia que el regulador ha querido darle queda de manifiesto en el hecho de que haya sido incluido como criterio de asignación. Más recientemente esta cuestión ha cobrado una importancia mayor pues a partir de la quinta ronda se establece un porcentaje mínimo de contenido local.

Fuera de los criterios de asignación pero como un elemento más que singulariza los contratos celebrados en Brasil se incluye la cláusula de inversiones en actividades de I+D. Las empresas adjudicatarias asumen el compromiso de invertir como mínimo el 1% del valor de la producción bruta en el caso de campos de alta rentabilidad o de alto volumen de producción¹⁹.

Además, también se incluyen otros aspectos como los pagos por la ocupación de áreas y las condiciones de su devolución, el pago de royalties, las responsabilidades de los concesionarios en temas medioambientales y de seguridad laboral, etc.

C. *Régimen fiscal*

Para determinar el régimen fiscal que afecta al sector petrolero es necesario distinguir entre formas tributarias y no tributarias. Las primeras incluyen aquellos impuestos que, de forma general, gravan cualquier tipo de bien o servicio producido o comercializado en la economía brasileña. Según las estimaciones de la ANP para el conjunto del sector de petróleo y gas, estos ingresos representan en torno al 80% de la recaudación fiscal procedente de estas actividades. Entre los tributos incluidos aquí, se encuentra el impuesto sobre el valor añadido cuya recaudación representa casi la mitad del total de la recaudación tributaria.

Las segundas, a las que se les denomina *participaciones gubernamentales* (definidas en el artículo 45 de la Ley del Petróleo) incluyen cuatro mecanismos de recaudación específicos que inciden en las actividades de exploración y producción: los royalties, las participaciones especiales, los bonos de asignación y la tasa de ocupación

¹⁸ Aunque en los últimos años estas inversiones hayan perdido protagonismo frente a otras destinadas a la exploración y producción, la compañía ha seguido poniendo en marcha nuevos programas como los de PROCAP en coordinación con universidades y centros de investigación algunos de cuyos proyectos le permitieron desarrollar la tecnología de aguas profundas (Siqueira de Andrade 2009: 55-60).

¹⁹ Durante el periodo 2001-2010, las aportaciones por este concepto han sido superiores a los 500 millones de reales anuales siendo Petrobras la responsable del 99,2% de tales desembolsos. Obviamente esto guarda relación con la participación de dicha empresa en la producción (ver apartado 3.1)

de área. Será en estos cuatro conceptos en los que nos detendremos para estudiar el régimen fiscal que afecta específicamente al sector objeto de estudio pues es sobre ellos sobre los que incide el MR analizado y no sobre los ingresos tributarios que dependen de forma más general del régimen fiscal general.

De los cuatro conceptos mencionados los dos más importantes (en términos de su capacidad recaudatoria) son los royalties y las participaciones especiales que representan más del 90% del total de las participaciones gubernamentales. Además, ambos mecanismos, a diferencia de los otros dos, están referidos a la producción quedando establecidas en la Ley del Petróleo los porcentajes correspondientes a cada uno de ellos: en el caso de los royalties, la ley establece que el pago por este concepto oscilará entre el 5 y 10% dependiendo de los riesgos geológicos, las perspectivas de producción y otros factores a considerar por la ANP que es quien fija finalmente en el contrato de concesión el valor definitivo; con respecto a las participaciones especiales, que se aplican sólo a los campos de gran producción o alta rentabilidad, las participaciones oscilan entre el 10 y el 40%, porcentajes que se aplican al valor de la producción una vez descontados los royalties, las inversiones en exploración, los costes de producción, la depreciación y otros tributos. Como en el caso anterior, la cantidad exacta quedará establecida finalmente en el contrato de concesión.

La forma en que se distribuyen estos recursos viene fijada también en la Ley del Petróleo que distingue según las rentas provengan de la producción del petróleo en tierra o en mar y según estén referidas al primer tramo del pago por royalties (0-5%) o al segundo (5-10%).

D. Régimen de propiedad: presencia y participación de empresas públicas

Petrobras es la empresa dominante en el sector petrolífero brasileño. A pesar de la ruptura del monopolio en 1995 y del objetivo anteriormente mencionado de atraer inversión extranjera, esta empresa sigue teniendo una alta participación en la producción de petróleo crudo (más del 90% en 2010), participación que es todavía mayor en la de productos derivados. A su vez controla el 100% de la red de transporte y sólo en la distribución su participación está por debajo del 50%.

Su privatización se llevó a cabo con el gobierno de Cardoso que en 1999 pone a la venta acciones de la compañía que terminan por dejar en manos del Estado el 40% del capital total y el 54% de las acciones con derecho a voto frente al 87% con que había contado hasta entonces.

En cualquier caso, la importancia de Petrobras para el sector (y para la economía brasileña) va más allá de lo que pueden reflejar las estadísticas. Los últimos gobiernos han seguido influyendo en la estrategia de la empresa para lograr su funcionalidad, que no subordinación, a la política económica aplicada y, más específicamente a la energética. Esto se ha manifestado en distintos aspectos entre los que podemos destacar los siguientes:

i) La intensificación del programa de inversiones en exploración tras la crisis energética de 2001. Como respuesta a esta crisis garantizar el suministro y lograr

el autoabastecimiento se convirtieron en objetivos clave de la política energética cuyo cumplimiento exigía un aumento de las inversiones.

ii) Tras los descubrimientos del presal y logrado el autoabastecimiento, el gobierno de Lula declara como nuevo objetivo central de la política energética la industrialización del hidrocarburo. En coherencia con ello y de acuerdo a las propuestas del PAC, Petrobras recoge en su plan de negocios el aumento de sus inversiones en refino. Entre 2007 y 2009, las inversiones en esta área crecieron un 73% frente al 49% en el de exploración y producción. Sin embargo buena parte de estas inversiones estuvieron orientadas a modernizar y adaptar la capacidad instalada y no tanto a aumentarla.

iii) El apoyo de Petrobras al fortalecimiento de la cadena offshore. Los porcentajes de contenido local de esta compañía han sido superiores en la mayoría de los casos a los de otras firmas. En gran medida esto es resultado de la dinámica heredada de la época del monopolio y de las políticas desarrollistas en el marco de las cuales la propia Petrobras financiaba y apoyaba técnicamente programas para la creación y fortalecimiento de estas industrias complementarias que serían proveedoras de la compañía. El MR postmonopolio reconoce la existencia de estos vínculos y trata de fomentarlos a través de los criterios de asignación en las rondas de licitación.

Pero el instrumentalismo en la relación entre Petrobras y los distintos gobiernos no es unidireccional. En opinión de Silva (2010:67) el nuevo MR ha sido funcional a ciertos intereses de la compañía garantizando una situación de “privilegio” en el mercado nacional y apoyando su expansión internacional. Y ello a pesar de que para muchos la venta de acciones se hizo muy por debajo de su valor real y se facilitó el traspaso a empresas privadas de campos explorados con éxito por la empresa pública en los que se habían invertido cuantiosos recursos (Siqueira, 2009: 91-98). En cualquier caso parece que los cambios normativos e institucionales que se han dado en el sector, no han impedido que la compañía siga mantenido en esencia algunas de sus características fundamentales y su posición de liderazgo en el mercado brasileño.

Esta posición va a quedar afectada por los cambio regulatorios introducidos desde 2010²⁰. Es probable además que los mismos, unidos a la tendencia alcista de los precios del petróleo, incidan también en las estrategias de las compañías extranjeras en el país y su interacción con Petrobras.

²⁰ Entre otros destaca el aumento de la participación del Estado brasileño en Petrobras (que ha pasado a ser del 59% de las acciones con derecho a voto y el 48% del capital total), la creación de una nueva empresa pública encargada del control de los nuevos contratos que se firmen, o la obligatoriedad de que Petrobras actúe como operadora en todos los campos con una participación mínima del 30%. Este último aspecto ha resultado particularmente polémico pues para unos supone que Petrobras aporte la tecnología que le ha llevado años y muchos recursos desarrollar sin contrapartida por parte de las empresas extranjeras. Para otros, sin embargo, supone romper la tendencia liberalizadora del sector limitando la actuación del capital privado.

3.2. Dimensión productiva

3.2.1 Inversión

Con respecto a la inversión hay tres preguntas claves que trataremos de responder: ¿Quién ha invertido? ¿Cuánto se ha invertido? ¿En qué parte de la cadena de valor del petróleo se ha invertido?

La respuesta precisa a estas preguntas es difícil de establecer pues no existe un registro oficial de las inversiones realizadas por las distintas compañías en el sector. Teniendo en cuenta la proliferación de actores en los últimos años, la ausencia de este registro prácticamente imposibilita conocer con exactitud cuánto se ha invertido o quién lo ha hecho. Sin embargo mostraremos algunos datos que nos permitan dar una respuesta estimativa a estas preguntas.

En primer lugar, podemos señalar que, según el Instituto Brasileño de Petróleo (IBP), en la última década Petrobras ha concentrado aproximadamente el 70% de las inversiones en *upstream* y casi el 100% en *downstream*. El 30% restante habría recaído sobre todo en empresas extranjeras aunque en los últimos años han irrumpido con fuerza algunas compañías nacionales como OGX.

Es posible confirmar en parte estas hipótesis a través del análisis de los datos de IED en actividades de exploración y producción de gas y petróleo²¹. Estas inversiones habrían comenzado a crecer, aunque manteniéndose inicialmente en niveles bajos, desde prácticamente la ruptura del monopolio (ver tabla 3.2). A pesar de ello las inversiones realizadas por Petrobras siguen siendo mayoritarias con participaciones para el área de exploración y producción incluso por encima de las señaladas por el IBP.

Tabla 3.2. Brasil. Inversiones en exploración y producción de hidrocarburos, 1997-2009 (millones de dólares)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
IED en extracción de petróleo y gas natural	10,00	27,00	296,82	480,91	1359,89	508,26	364,62	285,18	896,90	734,05	650,37	1338,97	2533,23
Inversiones de Petrobras en E&P	1849,0	2564,0	2316,0	2869,0	2675,0	2868,0	3021,0	4309,0	5758,0	7041,0	10684,0	14279,0	15928,0
Total inversiones en E&P	1859,0	2591,0	2612,8	3349,9	4034,9	3376,3	3385,6	4594,2	6654,9	7775,1	11334,4	15618,0	18461,2
Participación de Petrobras en E&P	99,46%	98,96%	88,64%	85,64%	66,30%	84,95%	89,23%	93,79%	86,52%	90,56%	94,26%	91,43%	86,28%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Central de Brasil para IED e informes anuales de Petrobras para inversiones de esta compañía

¿Fue la apertura y el cambio en el MR lo que determinó esta evolución de las inversiones? Existe relativa unanimidad entre los analistas del sector al señalar como factores más influyentes los descubrimientos de nuevas reservas y la tendencia de los precios internacionales del petróleo. A pesar de ello el MR ha tenido una influencia que no debe ser ignorada actuando probablemente como condición necesaria pero no suficiente. Las licitaciones han actuado como mecanismo de captación de nuevas

²¹ La falta de un registro sistemático de inversiones en el sector obligan a comparar los datos de inversiones de Petrobras con los datos de IED proporcionados por el Banco central para las actividades vinculadas con el sector de petróleo. La IED puede incluir determinadas operaciones que no suponen en sentido estricto nueva inversión en exploración. Es el caso, por ejemplo, de la venta de acciones de Petrobras o de la compra por parte de transnacionales de bloques con reservas probadas para su explotación. Este tipo de estrategias tiene como objetivo evitar el riesgo exploratorio en aguas profundas. Por otro lado estos datos no incorporan las inversiones de las transnacionales financiadas localmente.

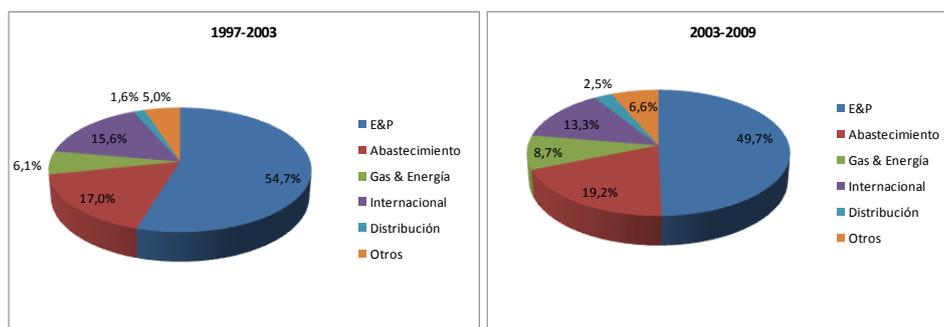
inversiones en el área de exploración y producción. Además, establecen compromisos de inversión en el campo -a diferencia de lo ocurrido en otros de los países analizados- comprometiendo un volumen mínimo de inversión en el *upstream*.

Por otra parte Petrobras ha seguido jugando un papel destacado como inversor líder lo que, dadas las características de la explotación petrolífera en Brasil, ha sido crucial para mantener un crecimiento constante de las inversiones sobre todo durante los años en los que los precios del petróleo no eran todavía altos.

Para cerrar el análisis de la inversión es necesario profundizar en la distribución de la misma entre las distintas partes de la cadena del petróleo. Este análisis será importante para conectarlo más adelante con otra de las variables objeto de estudio en este apartado: la industrialización del recurso y el establecimiento de encadenamientos hacia atrás.

Dado que no disponemos de datos sobre toda la inversión realizada por las distintas compañías pero teniendo en cuenta el protagonismo de Petrobras, utilizaremos los datos de esta compañía para desarrollar el análisis anteriormente mencionado.

Gráficos 3.1 y 3.2. Distribución de las inversiones de Petrobras, 1997-2003 y 2003-2009 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de los informes anuales de Petrobras

Como queda reflejado en los gráficos 3.1 y 3.2, las inversiones en exploración y producción son las que durante todo el periodo han tenido una mayor participación en el conjunto de las inversiones realizadas. Sin embargo en el segundo subperiodo (2003-2009) la participación de las inversiones en abastecimiento (que incluye refino, transporte, comercialización y petroquímica) ha aumentado dos puntos porcentuales. Ello se debe, como ha sido mencionado anteriormente, al impulso dado desde la política energética a las inversiones en refino instrumentalizadas a través de Petrobras. De hecho, la tasa de crecimiento promedio anual de las inversiones en esta área fue de 46% entre 2004 y 2009 frente al 11,8% entre 1997 y 2003.

En la actualidad hay un debate abierto sobre si la política energética debe favorecer las inversiones en el *upstream* para garantizar un aumento de la producción y exportación del crudo (estrategia más rentista) o en el *downstream* para favorecer su industrialización y la venta (al mercado interno o externo) de sus productos derivados (estrategia de industrialización del recurso). Algunos analistas cuestionan la orientación (aunque tímida) dada por los gobiernos de Lula a favor de las tesis industrializadoras.

Frente a ellas, abogan por implementar una estrategia más rentista centrándose en la exportación del crudo para aprovechar la coyuntura actual de precios que permite obtener ganancias mayores por la venta del mismo que por la de sus productos derivados.

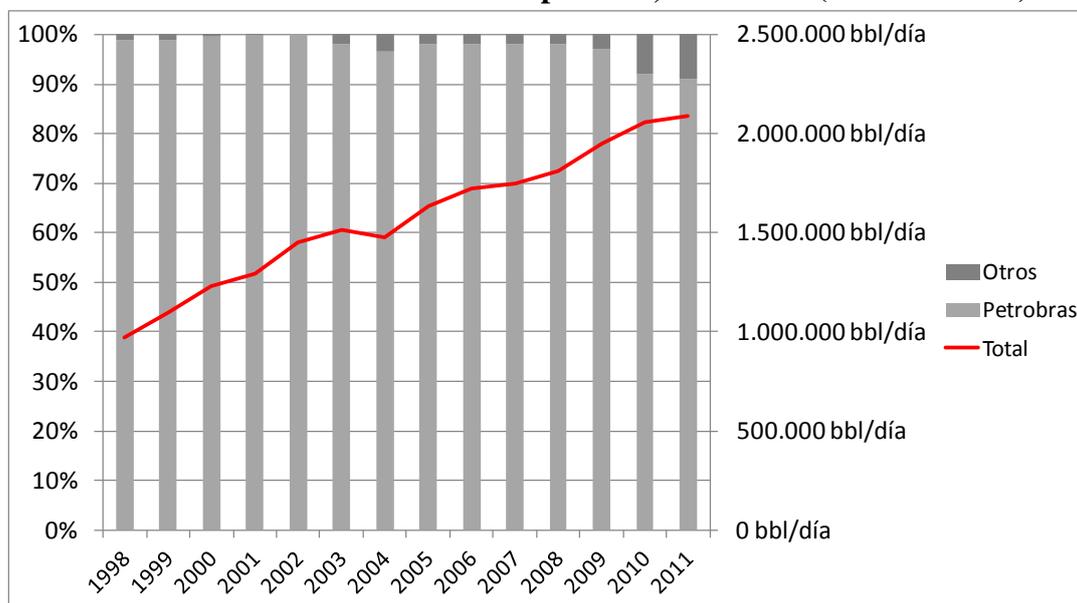
En este sentido, aunque todavía es pronto para valorar si se está produciendo algún cambio en la orientación de la política energética, la información publicada por Petrobras sobre su plan de negocios para 2011-2015 apunta algunas tendencias que deben ser destacadas. En primer lugar se anuncia un aumento de las inversiones en el sector sin precedentes en la historia de la compañía²². En segundo lugar, se fija que el mayor aumento de las inversiones en exploración y producción las que van a concentrar un 87% de todas las realizadas durante ese periodo.

Sea cuál sea la estrategia adoptada, no hay que olvidar que la misma tendrá también impactos significativos en otras variables del sector tales como, por ejemplo, la recaudación fiscal cuestión que será abordada con más detalle en el apartado correspondiente.

3.2.2 Producción y reservas

Como se aprecia en el gráfico 3.3 entre 1998 y 2011 se ha producido un aumento constante de la producción de petróleo a una tasa promedio anual del 9,3% (8.1% la de Petrobras) destacando el fuerte paralelismo en la evolución de la producción total y la de esta compañía²³.

Gráfico 3.3. Brasil. Producción de petróleo, 1998-2011 (barriles al día)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANP

²² El montante total comprometido para todo el periodo es de 389.000 millones de R\$ (224.700 millones de US\$, lo que supone un promedio anual de cerca de 45.000 millones de US\$).

²³ Según datos del anuario estadístico de la ANP (tomados a su vez del BP *Statistical Review of World Energy* 2011) esto le ha permitido a Brasil aumentar su participación en la producción mundial del 1,8 al 2,6% entre 2001 y 2010. La variación pasa a ser mucho mayor si hablamos del contexto regional donde, para el mismo periodo, la participación de Brasil ha pasado del 19,9 al 30,6%, acercándose así a la de Venezuela que para el mismo periodo ha disminuido del 46,7 al 35,4%.

Esto es resultado de la altísima participación de la empresa brasileña en el volumen total producido, participación que se ha mantenido casi inalterada hasta los últimos años. Sólo a partir de 2003 otra compañía distinta a Petrobras, Shell, muestra una tendencia continuada de aumento de su producción en Brasil que, en cualquier caso, se mantiene todavía en niveles muy bajos (un 4% en los primeros nueve meses de 2011).

Por tanto los datos muestran que bajo este nuevo MR ha sido posible garantizar un crecimiento sostenido de la producción. Además se observa claramente como este crecimiento ha venido sustentado por el liderazgo de Petrobras sin que el MR haya supuesto una ruptura radical con el modelo anterior. El objetivo de autoabastecimiento de la política energética ha condicionado fuertemente la estrategia inversora de la compañía en busca de un aumento sostenido de la producción.

Esto ha sido así a pesar de la participación de nuevos operadores en las rondas de licitación y en las actividades de exploración lo que plantea interrogantes sobre los factores explicativos de la todavía baja participación en la producción y la influencia del MR en todo ello.

Es difícil poder establecer una relación causal entre la evolución de la producción descrita y el MR actualmente vigente. Ello es así porque, como en otros sectores, intervienen también factores exógenos a lo que se añade el poco tiempo transcurrido para la materialización de algunas de las inversiones en exploración y explotación de los campos. A pesar de ello parece claro que en el caso brasileño, las particularidades de la exploración en aguas profundas unidas a la experiencia geológica y tecnológica acumulada por Petrobras han contribuido a fortalecer la posición de la compañía. A esto se le une que sigue actuando como instrumento de ejecución de ciertos objetivos de política energética.

Este diagnóstico es confirmado en buena medida si observamos la evolución de las reservas totales y probadas: las primeras han aumentado un 126% y las segundas un 68%. De estas últimas el incremento más significativo se ha dado en las reservas localizadas en el mar tendencia que se agudizará con las nuevas exploraciones en la zona del presal.

Este crecimiento de las reservas hace sostenible en el medio plazo el logro del objetivo de autoabastecimiento pero plantea nuevos retos:

i) Lograr las inversiones necesarias para confirmar la existencia de reservas y materializarlas en producción, reto que parece asumible dada la disminución del riesgo exploratorio y los altos precios del petróleo.

ii) Definir el uso que se le quiere dar al crecimiento esperado en la producción del petróleo: si va a ser destinado a su exportación como *commodity* o si se va a tratar de impulsar un aumento de la industrialización del hidrocarburo.

iii) Establecer el ritmo adecuado de exploración y explotación de las reservas cuestión crucial para incidir (más o menos favorablemente) en el desarrollo del tejido industrial complementario pero también para la captación de ingresos fiscales y cuya

respuesta dependerá en gran medida de los precios internacionales del petróleo y de la estrategia de inserción externa.

Las dos últimas cuestiones nos llevan al análisis de la segunda dimensión propuesta en nuestro esquema analítico y que será objeto de estudio en el siguiente apartado.

3.3. Industrialización del hidrocarburo y fortalecimiento de la cadena *offshore*

Como parte también del desempeño del sector en su dimensión productiva cabe ahora analizar la dinámica de industrialización del hidrocarburo (encadenamientos hacia adelante) y el fortalecimiento de la cadena *offshore* (encadenamientos hacia atrás).

Para valorar lo primero utilizaremos como indicadores fundamentales la evolución de la capacidad de refino así como de la producción y la importación de derivados (ver tabla 3.3). Durante el periodo 1999-2010, la capacidad de refino ha aumentado tan solo en un 10,7% mientras que la producción lo ha hecho en un 19,4% y el consumo interno un 24,3%. En ningún caso estamos hablando de crecimientos elevados aunque son mayores los de producción y consumo que los de capacidad instalada circunstancia que ha sido compatible con una mejora del saldo exterior (salvo en 2008 y 2010). Esto ha sido posible por la existencia de capacidad excedentaria. Las inversiones en refino durante este periodo se han destinado en buena parte a la modernización, mejora y adaptación de las refinerías a los nuevos crudos.

En 2010 los datos muestran una aceleración en el ritmo de crecimiento del consumo pues la tasa se sitúa en un 6,4% frente al promedio anual del periodo que es del 2,03%. Es todavía pronto para saber si esta tendencia de crecimiento se va a mantener alejando así el consumo interno de la capacidad instalada actualmente.

La evolución de esta última variable va estrechamente ligada a la estrategia de Petrobras pues las inversiones en refino son realizadas prácticamente en su totalidad por esta compañía. Además, no existe en el MR ningún mecanismo que penalice o favorezca el uso del recurso primario según se destine a su exportación como materia prima o a refino.

En síntesis tal y como reflejan los datos, tanto en términos cuantitativos como desde el punto de vista de las empresas operadoras la industrialización del hidrocarburo apenas ha experimentado cambios a lo largo del periodo hecho que contrasta con los sí ocurridos en el *upstream*. Esto es coherente con el análisis realizado más arriba sobre las inversiones. La tendencia para los próximos años parece mantenerse en la medida en la que Petrobras y el resto de compañías siguen apostando de forma prioritaria por las inversiones en el *upstream*.

Tabla 3.3. Brasil. Indicadores de producción de derivados, 1999-2010

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Capacidad de refino (m3)	109.682.510	112.967.510	113.598.230	113.853.730	117.631.480	117.631.480	118.616.970	118.616.970	119.748.470	120.505.845	121.436.595	121.436.595
Producción de derivados (m3)	92.243.170	94.041.139	99.331.480	97.053.038	97.559.414	103.158.597	104.386.596	106.283.719	108.512.061	108.141.220	109.475.630	110.148.398
Importación de derivados (m3)	1.953.596	3.227.470	2.838.406	2.394.405	2.225.942	2.644.846	3.335.872	4.958.525	6.937.803	11.173.748	5.571.474	12.980.138
Exportación de derivados (m3)	811.945	1.854.038	2.498.380	2.271.585	2.916.877	3.447.635	5.242.321	6.411.745	7.682.495	9.873.149	5.998.267	7.055.421
Consumo interno (1)	93.384.822	95.414.570	99.671.506	97.175.858	96.868.478	102.355.808	102.480.148	104.830.500	107.767.369	109.441.819	109.048.837	116.073.114
Saldo neto exterior de derivados (2)	-1.141.652	-1.373.431	-340.026	-122.820	690.935	802.789	1.906.448	1.453.220	744.692	-1.300.599	426.793	-5.924.716

(1): Consumo interno = producción + importación - exportación

(2): Saldo exterior = exportación - importación

Cuestión diferente es la que tiene que ver con los encadenamientos hacia atrás, lo que para se denomina “fortalecimiento de la cadena *offshore*”. Este es un aspecto particularmente relevante en el caso brasileño y que, como ya hemos señalado, marca una clara especificidad con respecto a otras economías con abundancia de hidrocarburos. De hecho, tal y como fue reconocido por representantes del ente regulador y otros analistas del sector, favorecer encadenamientos hacia atrás y fortalecer a los proveedores locales es más relevante para el modelo que se pretende implementar que aumentar la presión fiscal.

De acuerdo con este propósito, el nivel promedio de contenido local comprometido en las distintas rondas de licitación ha aumentado significativamente desde la quinta subasta²⁴. Esto sugiere, a priori, un desarrollo creciente de esos efectos de arrastre con impactos positivos para el tejido industrial y la creación de empleo. Sin embargo, es necesario hacer varias precisiones al respecto.

Tabla 3.4. Brasil. Porcentajes promedio de contenido local, 1999-2008

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008
	1ª Ronda	2ª Ronda	3ª Ronda	4ª Ronda	5ª Ronda	6ª Ronda	7ª Ronda	9ª Ronda	10ª Ronda
Fase de exploración	25	42	28	39	79	86	74	69	79
Fase de desarrollo y producción	27	48	40	54	86	89	81	77	84

Fuente: ANP

Por una parte los datos de la tabla 3.4 indican el compromiso asumido por las distintas operadoras en el momento de realizar la oferta y, en caso de ser ésta ganadora, firmar el contrato. Sin embargo, no hay información que permita valorar el grado de cumplimiento de estos compromisos. Hasta 2007 no se aprobaron normas claras para su fiscalización siendo reconocido el incumplimiento por parte de varias empresas²⁵.

Por otra parte es muy difícil valorar el impacto real que tienen estos compromisos en el crecimiento de la industria local y en la creación de empleo. La multiplicidad de actividades implicadas dificulta enormemente poder ofrecer estadísticas sobre el conjunto de la cadena de proveedores de la industria lo que hace prácticamente imposible poder evaluar con exactitud la trayectoria global seguida en los últimos años. A pesar de ello, la información específica de algunos subsectores (como el de construcción naval o máquinas para exploración y producción) apunta a un crecimiento de la actividad y del empleo sobre todo a partir de 2003 (ONIP, 2010).

Si tenemos en cuenta que Petrobras sigue siendo líder en producción y, aunque en menor medida, también en exploración, es obvio que la mayoría de los encadenamientos se hacen con esta empresa siendo probable que buena parte de ellos sean resultado de la política interna de fortalecimiento de proveedores locales de la

²⁴ Recordamos que en las subastas anteriores la oferta era libre por parte de las empresas participantes, a partir de 2003 el regulador establece en cada ronda un porcentaje mínimo que deben recoger todas las ofertas.

²⁵ Incluida la propia Petrobras que a finales de 2011 tiene que hacer frente al pago de una multa por incumplir algunos de los compromisos asumidos en esta materia. Sin embargo la empresa ha condicionado el pago de la misma a su reducción en un 30%.

compañía iniciada en décadas pasadas²⁶. Es decir, como en otras de las dimensiones analizadas, el monopolio ejercido por Petrobras constituye un elemento central del MR que permite explicar en parte los resultados obtenidos en este caso.

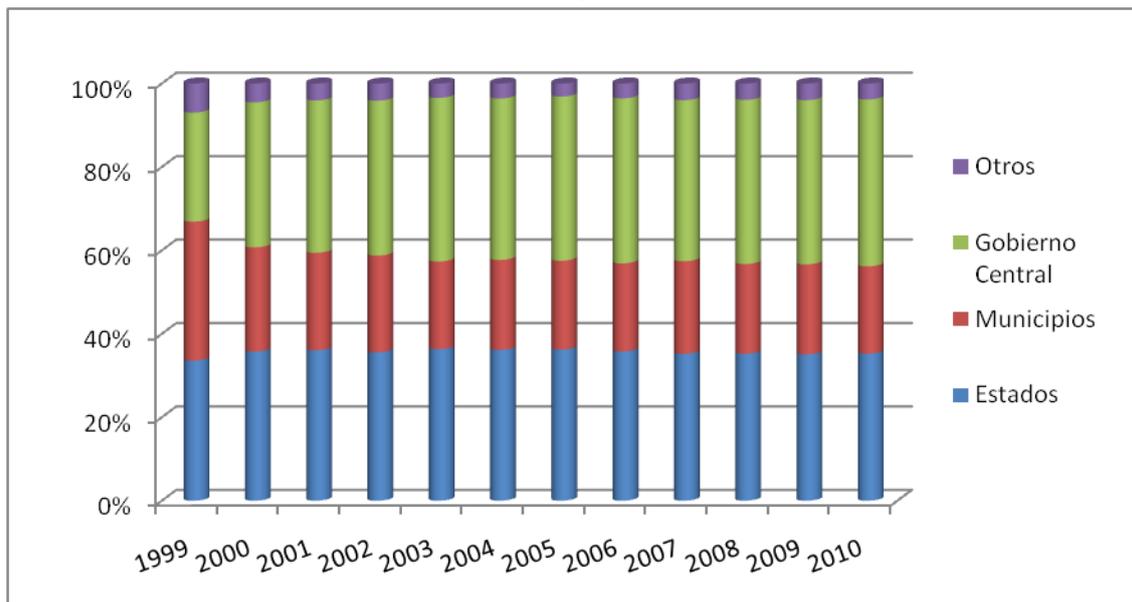
3.4. Dimensión fiscal

El análisis de la dimensión fiscal exige tener en cuenta tanto la evolución de la recaudación como la distribución que se está haciendo de la misma.

Comenzando por lo primero, los datos de la tabla 3.4 reflejan un claro aumento de la participación gubernamental. Este aumento es resultado de los cambios en el MR pues bajo el monopolio estatal por su propia naturaleza no se daban buena parte de los mecanismos actualmente existentes de participación gubernamental en la renta petrolera (de hecho la mayoría de ellos son creados con la ley del petróleo de 1997). De ahí que no tenga sentido la comparación con el modelo anterior.

Centrándonos en la trayectoria experimentada durante el periodo de análisis podemos destacar varios aspectos. En primer lugar llama la atención el crecimiento casi ininterrumpido del valor absoluto de las participaciones gubernamentales. Ese aumento se debe sobre todo al experimentado en los royalties y participaciones especiales que representan en promedio un 96% del total recaudado.

Gráfico 3.4. Brasil. Distribución de royalties y participaciones especiales por administraciones, 1999-2010 (%)



Fuente: elaboración propia con base en datos de ANP

Ese crecimiento de los valores absolutos ha ido acompañado de un aumento también en la parte de la renta petrolera captada por el Estado ya que, aunque con oscilaciones, ha pasado de un 17,5% al inicio del periodo a un 23,4% en 2010 situándose el promedio anual en un 22,2%. Se trata de un nivel significativamente

²⁶ A la estrategia de Petrobras se le une también la del Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) quien tiene operativos programas específicos de financiación a proveedores locales de la cadena petrolera (ya sean de empresas nacionales o extranjeras).

inferior a los estándares internacionales en esta materia que se sitúan en el entorno del 50-60%. Es probable que la tendencia se mantenga tras la aprobación del MR para la zona del presal pues a pesar de la creación de un *Fondo Social* no se han modificado en esencia los gravámenes fiscales²⁷. El planteamiento del gobierno y del regulador es que las necesidades de recursos de ese fondo social se cubran a partir de aumentos en la producción y no con una mayor presión fiscal que pudiera desanimar las inversiones en el sector y frenar su crecimiento potencial²⁸. Con ello se pretende que, con la garantía de fuertes crecimientos en la producción, sea posible combinar lo mejor de una estrategia industrializadora y de otra rentista en cuanto a la contribución de ambas al desarrollo económico del país.

Lo que sí se va a modificar (pero está en octubre de 2011 todavía debatiéndose) es el reparto de esas participaciones gubernamentales entre las distintas administraciones: estados, municipios y gobierno central. Durante el periodo 1999-2010 lo que ha caracterizado ese reparto es una relativa equidad en su distribución entre los tres niveles citados (ver gráfico 3.4). Esa aparente equidad esconde sin embargo una profunda desigualdad pues la participación dentro de los estados y municipios se ha concentrado hasta ahora en un número muy reducido de ellos, los productores. Así, por ejemplo, Río de Janeiro ha concentrado alrededor de un 80% de la recaudación destinada a los estados (Rodrigues y Wulff, 2008: 245).

La utilidad dada a estos recursos depende de la estructura económica del país y la estrategia de desarrollo. Hasta el momento el MR establecía pocas directrices al respecto. La ley del petróleo formula algunas cuestiones para el caso de la participación del gobierno central (fondos destinados al Ministerio de Defensa, de Ciencia y Tecnología, de Minas y Energía y de Medio Ambiente) que, en todo caso, representan una parte muy pequeña del total recaudado. De hecho, la mayoría de la recaudación destinada al gobierno central (86% entre 2003 y 2007) ha ido destinada al Tesoro Nacional para garantizar un superávit primario que dé continuidad a la política de estabilidad macroeconómica y de elevados tipos de interés²⁹. Todo ello pone de relieve como en el caso de Brasil, los recursos para el desarrollo del tejido industrial vinculado a la cadena de petróleo provienen sobre todo de Petrobras y del BNDES más que de la participación gubernamental en la renta petrolera.

3.5. Dimensión externa

Para finalizar el análisis de los resultados nos detenemos ahora en la dimensión externa. El objetivo aquí es identificar la existencia de cambios o líneas de continuidad

²⁷ Si se han incorporado cambios en los mecanismos de captación de la renta. Por ejemplo, se incorpora como criterio de asignación para las nuevas rondas de licitación los pagos en especie, es decir, la cesión al gobierno central por parte de las compañías operadoras de una parte de la producción de petróleo.

²⁸ Si tenemos en cuenta que el citado fondo se va a nutrir sólo con participaciones provenientes de la producción en áreas presalinas es probable que transcurran todavía varios años antes de que el mismo disponga de un volumen significativo de recursos. No olvidemos que se trata de una zona donde apenas se han iniciado todavía actividades de producción.

²⁹ En este sentido estas participaciones no sólo no están ayudando a mitigar la versión brasileña de “enfermedad holandesa” sino que contribuye a mantenerla.

en la forma de inserción externa de la economía brasileña a partir de la evolución de las exportaciones de petróleo.

Para ello utilizaremos datos sobre la participación de las exportaciones de crudo y derivados en la producción nacional de ambos y de éstas en el total de las exportaciones brasileñas.

El primer elemento a destacar es que la trayectoria de crecimiento de la producción de crudos y derivados le ha permitido al país reducir la dependencia externa de estos productos y lograr el autoabastecimiento, uno de los objetivos centrales de la política sectorial.

Tabla 3.5. Brasil. Exportaciones de hidrocarburos y de productos derivados del petróleo, 1999-2010

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Dependencia externa* (mil m3 /día)	36,8	29,3	20,8	10,5	11,1	25,6	2,6	-10,2	-2,1	1,4	-18,9	-9,3
X Crudos/Xs totales	0,8%	1,6%	3,5%	4,8%	5,1%	4,5%	5,9%	7,6%	8,2%	9,3%	8,1%	9,6%
X Derivados/Xs totales	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%
Primarios/Xs totales	24,6%	22,8%	26,4%	28,1%	29,0%	29,6%	29,4%	29,2%	32,1%	36,9%	40,5%	44,6%

*Consumo aparente menos producción

Fuente: elaboración propia con base en datos de la ANP y del MDIC

Junto a este hecho, los datos de la tabla 3.6 muestran como una parte creciente de la producción de crudo se destina al mercado externo (de 2% en 2000 a 31% en 2010). En el caso de los derivados la tendencia es la misma pero mucho menos acentuada. Esto es resultado de las propias disparidades existentes en el crecimiento de la producción de crudo y derivados manifestándose la relación entre la especialización productiva y la comercial. Ésta última puede ser analizada con más detalle a partir de la comparación de los valores de las exportaciones de crudo y derivados con las Xs totales (tabla 3.5). Los datos reflejan una primarización del patrón comercial pues las primeras han experimentado un aumento considerable de su participación en el total exportado (de un 0,79% en 1999 a un 9,59% en 2010) mientras que las segundas han mantenido prácticamente la misma cuota (de un 0,03% a un 0,05%). Desde una perspectiva más general, la dinámica en este sector se une a la de la economía en su conjunto pues en este periodo las exportaciones brasileñas han venido marcadas por el aumento notable de la participación de los bienes primarios (de un 24,64% en 1999 han pasado a un 44,58%).

Tabla 3.6. Brasil. Producción y exportación de petróleo crudo y de productos derivados, 1999-2010 (miles de barriles y porcentajes)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Producción de crudo	400.782	450.626	471.862	530.855	546.080	540.717	596.255	628.797	638.018	663.275	711.883	749.954
Xs de crudo	204	6.819	40.434	85.761	88.246	84.252	100.190	134.336	153.813	158.110	191.859	230.492
Xs/Producción	0,1%	1,5%	8,6%	16,2%	16,2%	15,6%	16,8%	21,4%	24,1%	23,8%	27,0%	30,7%
Xs/producción de crudo	0,05%	1,51%	8,57%	16,16%	16,16%	15,58%	16,80%	21,36%	24,11%	23,84%	26,95%	30,73%
Producción de derivados	580.210	591.519	624.795	610.464	613.649	648.868	656.592	668.525	682.541	680.208	688.602	692.833
Xs de derivados	5.107	11.662	15.715	14.288	18.347	21.686	32.974	40.330	48.323	62.102	37.729	44.379
Xs/producción de derivados	0,88%	1,97%	2,52%	2,34%	2,99%	3,34%	5,02%	6,03%	7,08%	9,13%	5,48%	6,41%

Fuente: elaboración propia con base en datos ANP

4. EL CASO DE ECUADOR

La historia económica contemporánea del Ecuador está fuertemente marcada por la actividad petrolera, principalmente a partir de 1973, cuando se inició la exportación de petróleo. Desde ese momento Ecuador entró en un proceso de modernización fundamentado en el extractivismo de un recurso energético fundamental pero altamente volátil, con las implicancias socioeconómicas y políticas que ello implica. En este capítulo se analiza el sector petrolero en la economía ecuatoriana en la década de los 2000, época caracterizada por el inicio de la dolarización oficial.

Las dinámicas del sector hidrocarburífero han estado muy vinculadas al tipo de regulación implementada por los diferentes gobiernos, en función de la apropiación de renta y el logro de un proceso de crecimiento que reproduce la inserción externa dependiente de tipo primario-exportador y sólo de forma subsidiaria atender las necesidades sociales. Se pueden identificar tres períodos de políticas hidrocarburíferas: i) una primera fase de carácter nacionalista durante los años setenta y la parte inicial de los ochenta; ii) el período de liberalización de la década de los noventa, hasta 2005, y iii) el giro hacia la “soberanía energética” desde 2006, que se profundiza luego con el Gobierno de Rafael Correa en 2007 y la consiguiente promulgación de la nueva Constitución en 2008. Quizás el punto de inflexión quede reflejado en esta última, en la medida que trae aparejada la noción de postdesarrollo denominada “sumak kawsay” o buen vivir (SENPLADES, 2009), que inclusive garantiza la existencia de los “derechos de la naturaleza”, convirtiendo a este país en el primero en el mundo en mantener esta disposición constitucional.

4.1. El marco regulatorio del sector hidrocarburífero. Justificación y determinantes

En el período nacionalista se dictó la Ley de Hidrocarburos (LH), principal cuerpo legal en esta materia y que ha estado vigente desde 1978 hasta la actualidad, pero con varias reformas introducidas por los diferentes gobiernos.

En el caso ecuatoriano, el MR sobre hidrocarburos se relaciona fundamentalmente con la exploración, explotación y comercialización del crudo, pues las actividades de industrialización del petróleo casi siempre estuvieron relegadas a un segundo plano³⁰. Se deduce así la importancia que cobra la captura de la renta petrolera proveniente de la producción y comercialización del crudo, en cuyo caso las variables claves son las modalidades de los contratos petroleros entre el Estado y las empresas petroleras privadas extranjeras.

4.1.1. Objetivos

En términos generales, se podría afirmar que el principal objetivo del MR hidrocarburífero ha estado encaminado a maximizar el ingreso petrolero, ya sea a favor del Estado ecuatoriano o su canalización hacia los intereses de las empresas petroleras

³⁰ Según cifras publicadas por el Banco Central del Ecuador (BCEc, 2011), el valor agregado bruto de las actividades petroleras (a precios constantes) fluctúa entre el 11 al 15% del PIB total en los últimos años, mientras que el valor agregado bruto de las actividades de refinación ha oscilado entre 1,5% y 4%.

privadas. De esta manera se puede entender la serie de reformas legales dirigidas a establecer las condiciones para la exploración, explotación y comercialización del petróleo, que han fluctuado entre los contratos de participación y los contratos de prestación de servicios.

Durante las décadas de los setenta y parte de los ochenta se mantuvieron los contratos de prestación de servicios con las empresas petroleras privadas, pero a inicios de los noventa, los contratos pasaron a la modalidad de participación, bajo el argumento de que los precios internacionales del crudo habían bajado considerablemente y en contraposición los costos de producción habían subido, aunado a la teórica ineficiencia de la empresa estatal que durante la crisis de la deuda de los 80 quedó completamente descapitalizada. Posteriormente, en la fase de la soberanía energética, se vuelve a los contratos de prestación de servicios, como parte de unas políticas para devolver la centralidad al Estado en la gestión de un sector estratégico.

Según el nuevo marco constitucional aprobado por referéndum en 2008, se estableció que los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible del Estado (arts. 1, 317 y 408). El numeral 11 del art. 261 de la Constitución señala la competencia exclusiva del Estado central para ejercer esta propiedad sobre los hidrocarburos, reservándose por tanto el derecho a administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, tales como la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro electromagnético y el agua.

De tal forma que con el advenimiento del Gobierno presidido por Rafael Correa en enero de 2007, y la posterior promulgación de la nueva Constitución, lo que se pretende con el marco regulatorio es garantizar una fuerte presencia del Estado en todos los procesos relacionados con los hidrocarburos, tal como lo veremos más adelante.

4.1.2. Características

A. Estructura institucional

La política de hidrocarburos es una atribución de la Función Ejecutiva. Para el desarrollo de dicha política, el Estado lo debe hacer a través del Ministerio del ramo, concretamente el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) y de la Secretaría de Hidrocarburos. Esta Secretaría es una entidad adscrita al mencionado Ministerio, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que gestiona los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros.

La fiscalización y supervisión de los contratos con empresas privadas es de responsabilidad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la cual es una institución de derecho público, adscrita al MRNNR, con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica según lo establece la reforma de la LH. Esta Agencia

es responsable de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria petrolera que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten sus actividades en el Ecuador, así como de supervisar y fiscalizar la construcción de oleoductos y gasoductos y fijar las tarifas que se cobran a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos. La autonomía de esta agencia significó un cambio substancial con las estipulaciones anteriores, por las cuales estas funciones la realizaba la Dirección Nacional de Hidrocarburos, instancia burocrática de menor rango y dependiente del ministerio mencionado. De esta forma, quedaron separadas en dos entidades diferentes las actividades de gestión de contratos y las actividades de fiscalización.

B. Mecanismos contractuales

De acuerdo con la legislación ecuatoriana, en los contratos de prestación de servicios sólo cuando el prestador de servicios para exploración y explotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. El art. 16 de la LH establece que “de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados”³¹.

Las diferencias económicas entre los diferentes tipos de contratos petroleros son abismales en el contexto ecuatoriano, especialmente entre los de prestación de servicios y los de participación. En efecto, los contratos con las empresas petroleras privadas bajo la modalidad de participación implicaban que el promedio de participación del Estado en el ingreso petrolero llegaba apenas a 18%, incluso con el agravante de que en ciertos casos las empresas transnacionales petroleras no pagaban impuestos ya que declaraban pérdidas (Correa, 2011: 58). Por tales razones, desde inicios de 2008 se inició un largo proceso de negociación de los contratos con las empresas privadas, que finalmente terminó en el primer trimestre del 2011. En un inicio, varias empresas extranjeras dejaron pendientes las negociaciones hasta que a partir de octubre de 2008 se empezaron a cerrar los contratos de prestación de servicios por 12 meses con la entrega del 70% de los precios incrementados. Cinco de nueve empresas, Andes Petroleum y Petrooriental (China), la chilena SIPEC, AGIP (Italia), y la hispano-argentina Repsol-YPF renegociaron su permanencia en los campos al cambiar sus contratos de

³¹ Señalemos a su vez que, de acuerdo a la LH, Petroecuador y los contratistas o asociados, en todos los procesos desde la exploración hasta la comercialización, están obligados a emplear un mínimo de mano de obra nacional, superior al 90% para el personal de obreros, empleados administrativos, y 75% en el ámbito de los técnicos.

participación a los nuevos contratos de prestación de servicios. Lograron así prolongar su actividad entre 6 y 10 años, hasta 2018-25.³²

Con la negociación de contratos, el Estado y las compañías petroleras acordaron una tarifa en promedio de 32,79 dólares por barril extraído, frente a los 35,13 dólares anteriores, lo que supone casi tres dólares por barril menos en cuanto a pagos a las empresas privadas. Se espera con estas medidas una mayor participación estatal en la renta petrolera, que podría subir del 70% al 80% a partir de inicios de 2011. De acuerdo con estos nuevos contratos, por cada dólar de incremento en el precio internacional del petróleo, el Estado recibiría 245 millones de dólares adicionales, y en el caso de que el precio internacional baje, el país se garantizaría el 25% del precio internacional por margen de soberanía. En este último caso, para obtener mayores utilidades, las empresas privadas deberían reducir costos con la tarifa fija, con el consecuente aumento del impuesto sobre la renta. Asimismo, si la contratista aumentase más la producción prevista, el Estado recibirá el 80% del beneficio y las compañías el 20%.

Las petroleras asumen la responsabilidad de colocar los fondos que comprometan ejecutar, en caso contrario, en el pago de la tarifa anual se descontaría la actividad que no sea realizada. Si no invierten en 2 años se da por terminado el contrato. Además, las empresas renunciaron a cualquier tipo de reclamo o indemnización en el tribunal arbitral del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) y a todo recurso arbitral por caducidad de sus respectivos contratos.

Las empresas que quedaron fuera de los contratos y consecuentemente sin actividades en el país fueron Petrobras (Brasil), que operaba en consorcio con otras compañías en el Bloque 18 y el Campo Unificado Palo Azul, y la norteamericana EDC, la cual formaba parte del grupo empresarial Noble Energy, ubicada en el Bloque 3 de la Región Litoral ecuatoriana (extracción de gas). En ambos casos, las autoridades habían iniciado procesos de caducidad del contrato bajo el argumento de incumplimiento de sus obligaciones, pero con esta salida quedaron sin efecto posibles reclamos de las partes. Además, la coreana Canadá Grande, que operaba en el Bloque 1 costa afuera en consorcio con Tripetrol, fue incautada por cuestiones relativas a los años 1999 y 2000, así como la empresa china CNPC, que operaba en el Bloque 11. Las actividades de estas empresas fueron asumidas por las empresas estatales.

Estos nuevos contratos han sido objeto de diversas críticas, por considerar que ha sido un mecanismo para limpiar y perdonar responsabilidades judiciales, económicas y ambientales que tenían las empresas, que las tarifas de extracción del crudo son demasiado elevadas, si se compara con el costo de extracción de los entes estatales; la

³²Según la versión oficial, por la negociación de estos contratos petroleros, el Estado recibirá 1.639 millones de dólares en el 2011 por concepto de ingresos petroleros, cuando en el 2010 recibió 838 millones. Además se firmó un compromiso en firme por 963 millones de dólares en nuevas inversiones para producción y 242 millones de dólares en exploraciones a riesgo, a contabilizarse en los primeros cuatro años bajo la modalidad de contratos de prestación de servicios. Esta nueva inversión se traducirá en un incremento de la producción petrolera del país hasta llegar a 246 millones de barriles anuales. Para tener una referencia, la producción anual del 2010 llegó a 177.

inconveniencia de ampliar plazos con empresas extranjeras cuyos contratos vencían en pocos años, y porque deberían haberse efectuado previamente auditorías operativas, legales, económicas, sociales y ambientales de todos los contratos vigentes (Acosta, 2011).

C. *Régimen fiscal*

La experiencia histórica de Ecuador en materia fiscal de las actividades hidrocarburíferas amplísima, por la serie de reformas y cambios introducidos a lo largo de las últimas cuatro décadas.

En 2002 se expidió la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal, en el marco de negociaciones con el FMI. Esta ley creó el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP), el cual empezó a captar recursos por la participación estatal en los contratos de participación de crudo cuya calidad fuera inferior a 23° API, y del 45% del exceso de ingresos petroleros en relación a los valores presupuestados. En 2005 se reformó la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal, creándose el fideicomiso CEREPS, en reemplazo del FEIREP.

La idea de crear fondos a partir de la renta petrolera se vuelve a repetir cuando en el 2006 se expidió la Ley No 06-57 (Ley Orgánica de Creación del Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Energético e Hidrocarburífero – FEISEH), publicada en el Registro Oficial 267 de fecha 10 de mayo de 2006. Este fondo se alimentaba con los recursos provenientes de la explotación y comercialización estatal directa del Bloque 15 de la Región Amazónica Ecuatoriana, antes en manos de Occidental y revertido al Estado a través de la empresa Petroamazonas, y de los Yacimientos Comunes M1 y M2 U y T, en el Campo Unificado Edén Yuturi, y del Campo Unificado Limoncocha.³³

En el 2006, se promulgó la Ley No. 42-2006, publicada en el Registro Oficial Suplemento 257 del 25 de abril del 2006, la cual reformó la LH aduciendo la aplicación de criterios de justicia y equidad dentro los procesos de contratación petrolera, en el contexto de los altos precios internacionales, que beneficiaba sobremano a las empresas contratistas bajo los contratos de participación con el Estado. Ante esta situación, se dispuso que el Estado perciba una participación de al menos 50% sobre las

³³Petroamazonas es una filial de Petroecuador creada mediante Decreto Ejecutivo en abril del 2010, que subroga en sus derechos y obligaciones a Petroamazonas S.A., creada para operar el Bloque 15 y los campos unificados Edén Yuturi y Limoncocha, que fueron revertidos al Estado como consecuencia de la declaratoria de caducidad del contrato de participación suscrito con la Empresa Occidental (OXY) en mayo de 2006 por incumplimientos contractuales. Además, esta compañía recibió en agosto del 2010 las instalaciones de los bloques 7 y 21 dejados por la empresa francesa Perenco, luego de que abandonara las operaciones al ser embargada su producción por no querer cancelar valores relacionados con la aplicación de la Ley 2006-42. Cuando estaba a punto de finalizar el plazo del contrato, el ministro de Recursos Naturales No Renovables declaró la caducidad de los contratos de participación con Perenco y Burlington. Pero en opinión de Acosta (2011), esta operación no necesariamente es beneficiosa para el país en la medida que se concluyeron sin las correspondientes auditorías operativas y ambientales. Desde este momento Petroecuador también exportará el crudo NAPO, de peor calidad que el Oriente. Señalemos que en diciembre de 2007 el Bloque 15 se convierte en Sociedad Anónima Estatal, con reglamento propio, por decisión de Petroecuador, que junto a Petroproducción serían los únicos accionistas.

ganancias extraordinarias provenientes de los incrementos de los precios internacionales del petróleo.

Esta reforma, en definitiva, buscaba que los mayores ingresos provenientes de los incrementos de los precios internacionales no se quedaran en su mayor parte en las empresas contratistas privadas, sino que estos ingresos extraordinarios lleguen en buena parte a las arcas fiscales. Según cifras oficiales manejadas por el Gobierno de Rafael Correa, antes de las mencionadas reformas, las empresas privadas podían llevarse el 82% de la renta petrolera generada y la diferencia del 18% quedaba para el fisco. Posteriormente, en plenas funciones del Gobierno de Rafael Correa, mediante Decreto Ejecutivo 662 del 4 de octubre de 2007 se estableció que el Estado se aseguraría el 99% de las ganancias extraordinarias. Este porcentaje nuevamente fue cambiado en junio de 2008 cuando se fijó en 70%, sobre la base de las disposiciones del artículo 170 de la Ley de Equidad Tributaria.

Un hecho importante a destacar es que, según estimaciones del Banco Central del Ecuador (BCEc), la aplicación de la Ley 42-2006 generó ingresos a favor del Estado por un monto de 3.141 millones de dólares, contabilizados desde 2006 hasta mayo de 2011. Para tener un referente sobre esta cifra, podría decirse que estos ingresos extraordinarios que entraron al fisco equivalieron al 13,5% de los ingresos totales del Presupuesto del Sector Público no Financiero del 2010.

El 27 de julio de 2010 entraron en vigor nuevas reformas a la LH, que junto a las reformas a la Ley de Régimen Tributario Interno, dieron viabilidad jurídica al contrato de prestación de servicios, que sirvió de base para la renegociación de los contratos con las empresas petroleras. Estos nuevos contratos de prestación de servicios establecieron que las empresas reciban una tarifa por sus servicios, cuyos niveles mínimos son el denominado margen de soberanía del 25%. De las utilidades de las empresas contratistas se debe pagar el impuesto a la renta de sociedades equivalente al 25%, cuando antes el impuesto a la Renta para las empresas petroleras fue del 44.4%. Los trabajadores petroleros ya no recibirían el 15% por concepto de su participación en las utilidades, que tenían derecho según la legislación nacional, sino sólo al 3%. La diferencia del 12% de las utilidades de las empresas debe ir a las comunidades en donde se explota el petróleo.

Las empresas extranjeras que deseen celebrar contratos contemplados en esta Ley deberán domiciliarse en el país y cumplir con todos los requisitos previstos en las leyes. Estas empresas extranjeras se sujetarán a los tribunales del país y renunciarán expresamente a toda reclamación por vía diplomática. Aquélla sujeción y esta renuncia se considerarán implícitas en todo contrato celebrado con el Estado o con la Secretaría de Hidrocarburos. Los actos jurídicos de las instituciones del sector podrán ser impugnados en sede administrativa o judicial. La impugnación en sede administrativa se hará de conformidad con el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva. En sede judicial, se tramitará ante los tribunales distritales de lo contencioso-administrativo. Las controversias que se deriven de los contratos regidos por esta ley

podrán ser resueltas mediante la aplicación de sistemas de mediación y arbitraje de conformidad con lo establecido en la ley y en el convenio arbitral correspondiente.

D. Régimen de propiedad: presencia y participación de empresas públicas

Según disposiciones de la LH, el Estado explorará y explotará los yacimientos petroleros en forma directa a través de las empresas públicas de hidrocarburos. Sólo de manera excepcional podrá delegar estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios o mediante otras formas contractuales de delegación. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el país.

Toda este marco jurídico en el ámbito hidrocarburífero se complementa con la puesta en marcha de una política relacionada con la creación y funcionamiento de empresas públicas, en línea con los artículos 315-316 de la Constitución, que establece que el Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas, con la exigencia de que las compañías públicas detenten mayoría accionarial. Además, se determina que de forma excepcional el Estado podrá delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria dicha participación.

4.2. Dimensión productiva

La producción petrolera de Ecuador se lleva a cabo principalmente en la Amazonía, y ha estado caracterizada históricamente por una marcada inestabilidad. La producción en la década de 2000 muestra un estancamiento a excepción del aumento del 25% registrado en 2004, pasando de 153 a 192 millones de barriles (mb) respecto 2003. En 2006 alcanza los 195 mb, máximo de la pasada década, gracias a la puesta en marcha del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que permitía una mayor capacidad de transporte, el incentivo que constituían los altos precios del petróleo, así como un aumento en las inversiones efectuadas por Petroecuador (BCEc, 2007: 53).

Esta expansión se debe al impulso del sector privado, y en concreto a las compañías Perenco, Occidental (ambas con incrementos superiores al 290%), Repsol YPF y AEC Ecuador, que representaron el 97% de dicho aumento, frente a la caída de la producción de Petroecuador (BCEc, 2007: 53), que pasa de producir 85 mb en 2000 a sólo 49 mb en 2010. Precisamente, uno de los aspectos más notorios de las últimas décadas ha sido la creciente participación del sector privado, que de ser insignificante hasta mitad de los noventa, ha pasado a representar más de la mitad de la producción entre 2003 y 2007, con un máximo de 63% en 2004-05, para iniciar un descenso después de 2006, debido en gran parte a la caducidad del contrato entre el Estado y la compañía Occidental, por lo que su producción, de 21,8 mb, junto a sus activos productivos, fue traspasada a la empresa estatal Petroamazonas.³⁴ Esta empresa ha

³⁴ La cual prevé extraer 160.000 barriles diarios de crudo a partir de 2011, una vez que asuma plenamente las operaciones de Petrobras (una de las empresas que no renegoció su contrato con el Estado), en el bloque 18 y Palo Azul, de donde se extraía un promedio de 20.000 barriles diarios, volumen que se sumará a los 140.000 que extrae actualmente.

incrementado su aportación hasta los 60mb en 2010, en ausencia de lo cual se hubiera producido una disminución progresiva de la producción de crudo de Petroecuador (BCEc, 2007). En el último año, 2010, Petroecuador produce sólo el 45% del total en manos del Estado, al caer su producción un 25% en un año, y pasa a estar por debajo de Petroamazonas.

En los años recientes, las principales compañías extranjeras por niveles de producción han sido Repsol YPF; Andes Petroleum; Occidental; Ecuador TLC; Perenco; AGIP Oil, junto la empresa estatal chilena SIPEC. En 2010 las dos primeras representaron casi la mitad de la producción total, 24,7 y 20,4% respectivamente, frente al 7-10% de las restantes. El cuadro productivo empresarial se completa con la presencia de empresas pequeñas encargadas de la explotación de los campos marginales. Por tipo de contrato, todavía en 2010 unos dos tercios de la producción de crudo (67,8%) se realiza bajo la modalidad de contratos de participación, seguida de la correspondiente a prestación de servicios (17,5%), y finalmente en campos marginales poco más del 10 (11,5%) y una parte mínima bajo servicios específicos (3,3%) (Petroecuador, 2011).³⁵

4.2.1 Inversión extranjera directa

Los flujos de IED muestran una gran inestabilidad año a año, y además no han sido significativos para la economía nacional, ni siquiera llegando al 5% del PIB, pero se concentran en gran medida en el sector de “Explotación de minas y canteras”.³⁶ Durante el período de liberalización de 1990-2006, cerca de las tres cuartas partes de la IED correspondió a la explotación petrolífera (rama 11). La IED en minas y canteras, tras la grave crisis de 1999-2000, se recuperó a partir de 2001, especialmente en 2002 y 2004, como consecuencia de las expectativas alrededor de la construcción del nuevo OCP. Posteriormente, en lo que denominamos el período de soberanía energética, desde 2006, las inversiones se han mantenido por debajo de los niveles alcanzados en los años noventa y primera mitad de 2000s, aun con ciertas fluctuaciones, en parte por la implementación de las nuevas disposiciones regulatorias que intentaban capturar mayor renta petrolera para el Estado.

³⁵ Los campos marginales son aquellos que poseen crudo pesado, requieren de una tecnología cara o bien su producción no supera el 1% del total, y tienen características similares a los contratos de participación.

³⁶ Este sector consta de dos ramas, la mencionada rama 11 de la explotación petrolera y la de “Explotación de minas y canteras”, pero se puede afirmar con seguridad que prácticamente toda la IED del sector corresponde a la rama 11 que tomamos en cuenta en este análisis.

Tabla 4.1. Ecuador. Inversión extranjera directa 2000-2010
(millones de dólares y porcentaje)

AÑO	Explotación Minas y Canteras	PAISES					
		USA		ESPAÑA		FRANCIA	
		Dólares	%	Dólares	%	Dólares	%
2000	-59	-96,05	-	2,43	-	0,00	-
2001	217	176,06	81,2	1,96	0,9	0,00	-
2002	487	330,26	67,8	0,00	-	82,64	17,0
2003	149	-68,02	-	-0,19	-	68,89	46,4
2004	385	30,98	8,0	-0,03	-	14,51	3,8
2005	198	-182,13	-	-0,03	-	-0,76	-
2006	-117	-185,66	-	-0,03	-	-0,76	0,7
2007 (1)	-103	12,00	-	72,78	-	49,95	-
2008 (1)	244	5,72	2,3	45,81	18,8	-0,10	-
2009 (1)	-6	0,68	-	36,16	-	-4,70	73,3
2010 (1)	159	-1,29	-	30,32	19,1	-4,84	-

(1): Cifras sujetas a revisión

Fuente: BCEc (2011)

Este descenso, sobre todo bajo el gobierno de R. Correa, debe ser contextualizado en el marco de la política económica nacionalista de soberanía energética que se ha tratado implementar. En ella, la IED deja de ser una pieza clave en el proceso, ya que el Estado asume buena parte de la gestión mediante las empresas estatales, complementado por un fuerte proceso de endeudamiento público, especialmente a través de empréstitos provenientes de China³⁷. De hecho, la IED por países de origen en el sector de minas y canteras, tradicionalmente con un gran predominio de los capitales estadounidenses, en los últimos años ha disminuido hasta virtualmente desaparecer. Una tendencia muy diferente sucede con las inversiones españolas, pues pasan de ser prácticamente inexistentes en 2000 hasta llegar a representar el 19% del total en los años 2008 y 2009, seguramente vinculadas con las inversiones de REPSOL-YPF. Paralelamente, la inversión del sector público no financiero ha pasado del 4,9% del PIB en 2005 al 12,8% en 2008 y 11,7% en 2010 (BCEc, 2011). Es decir, el circuito de las inversiones de la política petrolera, en términos generales, descansa en las inversiones públicas y en el endeudamiento externo.

4.3. Industrialización. Refinación de petróleo

El procesamiento y refinación del crudo es uno de los principales cuellos de botella de la industria hidrocarburífera del Ecuador. Existen tres refinerías principales: Esmeraldas, La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi (CIS), junto a dos refinerías localizadas en la región oriental y tres plantas destiladoras. Los productos específicos provenientes de las refinerías son básicamente gasolinas, combustible

³⁷ Esta situación tiene varias aristas complejas en el contexto de la economía ecuatoriana. Si bien no parecería ser muy razonable el intercambiar IED por endeudamiento externo, la justificación de las autoridades ecuatorianas es que en el nuevo proceso se asegura una mayor renta petrolera a favor del Estado, mientras que en períodos anteriores la IED estuvo vinculada a una mayor captura de la renta petrolera a favor de las empresas transnacionales privadas. Toda esta situación se viabiliza con el impulso de los nuevos contratos de prestación de servicios con las empresas privadas que reemplazaron a los contratos de participación.

mezcla (Fuel Oil #6) de exportación; fueloil #4; gas licuado de petróleo (GLP) y Jet fuel. Como se aprecia en la tabla 4.2, la producción de derivados apenas se ha incrementado un 5% a lo largo de la década, por lo que se puede hablar de un virtual estancamiento.³⁸

Tabla 4.2. Ecuador. Producción de productos derivados del petróleo, 2000-2010 (miles de barriles y porcentajes)

Años	Total	Gasolinas	Diesel 1-2	Turbo fuel	Fuel oil	GLP	Otros
2000	58.940	26,1	21,5	18,3	23,9	4,8	5,5
2001	56.809	24,6	24,7	19,3	20,9	4,2	6,2
2002	58.769	21,9	21,3	19,3	18,3	3,5	15,7
2003	55.817	23,5	20,6	19,4	15,9	4,0	16,7
2004	59.714	21,9	20,9	17,3	16,8	3,7	19,6
2005	61.620	22,3	21,0	16,9	17,0	3,4	19,4
2006	62.902	23,7	19,6	15,6	18,7	3,4	19,0
2007	65.139	25,4	17,6	13,0	21,0	2,2	20,9
2008	67.553	25,6	17,0	13,1	19,8	3,1	21,5
2009	68.576	27,2	16,7	13,4	15,4	3,1	24,2
2010	61.886	28,6	13,3	14,4	15,3	3,2	25,3

Fuente: BCEc (2011)

La capacidad instalada de refinación es insuficiente para suplir la creciente demanda de combustibles y derivados, lo que conduce a importar grandes cantidades de estos bienes³⁹. Se constata un alto grado de ineficiencia (MEM, 2007), las instalaciones no están preparadas para procesar crudo de 23 °API, más pesado que el nivel para el que fueron diseñadas, de 28 grados, existe un insuficiente nivel de inversiones en repuestos, descuido generalizado en mantenimiento preventivo y correctivo, deficiencias en la administración de la filial Petroindustrial y de las plantas, junto a la salida de personal capacitado y experimentado. Posee además una exagerada dependencia de la refinería de Esmeraldas, donde se ha llevado a cabo entre el 58 y el 64% de la refinación total, aunque menor en los últimos años debido a la caída de su producción hasta los 80.000 en 2010 (BCEc, 2011)⁴⁰.

No obstante, fruto de la cooperación con Venezuela, se han suscrito en 2007 diversos convenios en el área energética. Debemos destacar los proyectos de exploración del Bloque 4 (Golfo de Guayaquil), el intercambio de crudos por derivados, la creación de la ya mencionada empresa de Economía Mixta Río Napo para el incremento de la producción del Campo Sacha, y principalmente, la construcción de la Refinería del Pacífico, con la mencionada creación de la compañía de Economía Mixta Refinería del Pacífico Eloy Alfaro (PDVSA-Petroecuador). Esta refinería debería contribuir a solucionar los problemas productivos, estimándose una capacidad de refino de unos 300.000 barriles por día, y debería estar lista para 2015. A diferencia de las

³⁸Una consideración importante, que se podrá apreciar en el apartado correspondiente a la inserción externa, es que, si bien la producción de gasolinas constituye en torno a la cuarta parte de la producción de derivados, requiere de la importación de nafta de alto octanaje.

³⁹En lo que están muy interesados los intermediarios, y que puede ayudar a explicar que no se hayan construido más refinerías (Aráuz, 2009:362). Esta cuestión la abordamos posteriormente.

⁴⁰Ha visto posponerse los planes de rehabilitación y reconversión, impidiendo así su ampliación, y sigue operando con importantes deficiencias. El MEM (2007: 24) menciona que en 2006 experimentó 170 paralizaciones no programadas y emergentes de sus distintas unidades y sistemas; y más de 50 paralizaciones en 2010, con un alto coste para el Estado, mientras Petroindustrial había programado únicamente cuatro paradas técnicas para dicho año. Por ello, considera que se encuentra prácticamente colapsada (Ibid.:62).

otras refinerías, será una instalación de alta conversión, minimizando los desperdicios y aprovechando, en principio, todo el petróleo (MRNNR, 2011).

4.4. Dimensión fiscal: ingresos y gastos

La cuantificación de la dimensión fiscal de la renta petrolera en Ecuador, tanto por el lado de los ingresos como por la del gasto, constituye un ejercicio extremadamente complejo⁴¹, no obstante lo cual abordamos en primer lugar la cuestión de los ingresos, para analizar después los destinos de la renta petrolera.

4.4.1. Ingresos fiscales

Los ingresos petroleros provienen básicamente de la exportación de crudo, y en menor proporción de derivados, junto a las ganancias extraordinarias, ingresos por la comercialización interna de combustibles y otras imposiciones al sector privado, sujeto todo ello a una gran volatilidad. En la década de los noventa los ingresos petroleros del sector público no financiero representaron en promedio el 7% del PIB, para luego llegar al 9% en los 2000s. En todo caso, en el período de soberanía petrolera han sido muy superiores a los años anteriores, sobre todo por el crecimiento de los precios internacionales, en un contexto nacional de variabilidad de la producción de petróleo crudo. Si entre 2000 y 2007 oscilaron entre 5,8 y 9,2% del PIB, en el último trienio (2008-10) fueron de 16,0; 9,9 y 13,5% respectivamente. En relación al ingreso total del sector público no financiero, la renta del petróleo representa en torno al 25%, con un mínimo en 2002 y superando el 30% en 2008 y 2010 (BCEc, 2011).

4.4.2. Uso de la renta pública petrolera

El análisis del uso de la renta petrolera es sumamente confuso y complejo, a pesar de la reciente aprobación de la Ley para la Recuperación en el Uso de los Recursos Petroleros del Estado y la Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento en 2008 (Grupo Faro, 2009: 11), que pretende simplificarlo. Con esta ley se eliminan los fondos y fideicomisos petroleros y otras preasignaciones de origen petrolero que existían desde los años noventa, incorporando el conjunto de ingresos al Presupuesto General del Estado. La liquidación de la renta petrolera es realizada por el Banco Central, de acuerdo al artículo 16 de la Ley 45 de Petroecuador.

Así pues, una primera aproximación al tema puede abordarse por medio de la “taxonomía” del gasto público del Gobierno central. En este sentido, hacemos referencia a los fondos petroleros, ya desaparecidos, en la medida que sí determinaban un uso determinado del ingreso petrolero. Hay que tener en cuenta que fondos como el FEIREP constituyeron mecanismos de distribución regresiva del ingreso. En un primer momento, el gobierno promulgó un decreto que modificaba el concepto de crudo pesado, que pasaría de 18 a 23° API, lo que obviamente amplió la cantidad de crudo definible como pesado, lo que supondría un regalo importante para los acreedores de la

⁴¹El Banco Mundial (2005) destaca la falta de precisión y transparencia en la información sobre la recaudación de la renta petrolera, y hay que tener en cuenta que Petroecuador recibe la parte que le corresponde al Estado de las operaciones de los contratistas, la añade a su producción petrolera, y además la integra en su contabilidad con subsidios a los precios internos y las complejidades propias de su gestión, lo que hace difícil establecer cifras consistentes.

deuda externa (Acosta, 2009:51-52). Luego se estableció que el 70% de sus recursos se utilizara para la recompra de deuda pública, proceso que provocó la revalorización de los bonos de la deuda ecuatoriana, con las respectivas consecuencias negativas para los intereses de Ecuador. Además, sólo un 10% de sus recursos se destinarían a inversiones en desarrollo humano, y el 20% restante destinado a un fondo de estabilización petrolera (Acosta, 2009:55). Pero mientras por un lado se registraba un superávit en el FEIREP, por otro, en el presupuesto general del Estado había un déficit que debía cubrirse con nuevo endeudamiento externo. Por tanto, los recursos del FEIREP se depositaban en un fideicomiso administrado por el Banco Central con destino en activos de entidades internacionales que proporcionaban una rentabilidad del 1,5-2%, mientras los préstamos que se solicitaban a instituciones similares rondaban el 7%. Aunque en verdad no se recompró la deuda, sirvió para maximizar el valor presente de la deuda y que los inversores internacionales se beneficiaran del diferencial (Acosta, 2009)⁴². Con la posterior sustitución por el CEREPS, se aseguraba que todos los ingresos por la participación estatal en la producción y comercialización de petróleo crudo de hasta 23° API pasaran al Presupuesto General del Estado con la finalidad de hacer frente a la baja inversión social y en ciencia y tecnología.

Tabla 4.3. Ecuador. Subsidios 2000-2010

Años	A	B= C/A	C	D= E/A	E	F = E-C	G	F/PIB (%)	G/PIB (%)
2000	9.016	35,30	318	15,18	137	- 181	-	-1,11	-
2001	11.872	29,07	345	21,57	256	- 89	-	-0,42	-
2002	14.568	29,68	432	24,95	363	- 69	-	-0,28	-
2003	17.079	37,26	636	31,45	537	55	-	0,19	-
2004	17.348	47,77	829	31,92	554	- 275	-	-0,84	-
2005	22.173	66,50	1.474	33,59	745	- 730	1.865	-1,98	5,05
2006	25.933	75,26	1.952	33,84	878	- 1.074	2.480	-2,58	5,95
2007	29.329	83,02	2.435	34,38	1.008	- 1.426	3.246	-3,13	7,13
2008	27.859	103,30	2.878	35,43	987	- 1.891	4.223	-3,46	7,72
2009	32.179	69,58	2.239	35,85	1.154	- 1.085	2.741	-2,09	5,27
2010	41.004	87,45	3.586	38,26	1.569	- 2.017	4.400	-3,54	7,72

A= volumen de importaciones, en miles de barriles

B= precio promedio del barril importado

C= coste de las importaciones (millones de dólares)

D= precio promedio de venta nacional (\$/b)

E= Ingreso por ventas internas importaciones (millones de dólares)

F= subsidios a las importaciones (mill. de dólares)

G= subsidios totales (mill. de dólares)

Fuente: BCEc (2011)

Por otra parte, el ingreso petrolero se dedica a subvencionar los productos derivados. Los productos objeto de subsidios (véase MCPEC, 2010) son el diésel, puesto que la oferta nacional apenas cubre la mitad de la oferta total, debiendo importar diésel 2; las gasolinas, extra y súper, que implica importar nafta de alto octanaje para su producción, el GLP, y otros como el combustible para pesca artesanal, el *jet fuel*, *fuel oil 4*, *spray oil*, solventes, residuos, *fuel oil 6* y las naftas de exportación. El nivel de subsidios que posee Ecuador es sumamente elevado, lo que trae consigo un nivel de

⁴² Este manejo legal sin mayor compromiso con la sociedad ecuatoriana pero con el propósito de servir la deuda externa, ha sido determinado como uno de los ejemplos de las políticas de corte neoliberal (Correa, 2010).

precios de venta al público de los combustibles (gasolina y diésel) bastante bajo en términos relativos.⁴³ Como se aprecia en la tabla 4.3 desde 2005 los subsidios a las importaciones ascienden al 2-3% del PIB, y los totales, incluyendo los que se aplican sobre la producción interna, al 5-7%.

La política de subsidios se ha impulsado desde el año 2000, manteniendo constantes los precios internos de ciertos productos en un contexto de alza del precio de los derivados en el mercado mundial. (MCPEC, 2010:9). Esta actuación ha tenido importantes implicaciones económicas. En el caso de la industria ha favorecido la utilización de técnicas intensivas en GLP y diésel 2, sin incentivar la utilización del *fuel oil* 6, cuya oferta nacional sí cubre la demanda, y se debe exportar, o la electricidad.⁴⁴ Una de las consecuencias de esta disponibilidad abaratada que ha tenido para Ecuador es el excesivo consumo de energía. Por una parte, respecto de su población, por el elevado consumo per cápita, y por otro, en relación al PIB (la intensidad energética), pues se incrementa en mayor medida, con una elasticidad superior a la unidad.⁴⁵ En segundo término, los subsidios incorporan destacadas asimetrías sociales. Es decir, “la estructura vigente de subsidios favorece a los grupos con mayores ingresos que consumen la mayor cantidad de combustibles, y por tanto reciben los mayores beneficios de los subsidios. Es claro que los subsidios a los combustibles no cumplen una función social de transferir recursos a los más pobres, más bien son un incentivo para generar consumo suntuario” (MCPEC, 2010:109) Esta redistribución regresiva del ingreso contradice el principio del artículo 285 de la Constitución de Ecuador, que establece que las transferencias, tributos y subsidios deben conducir a una redistribución progresiva del ingreso.

4.5. Dimensión externa

La actividad petrolera ha condicionado en gran medida la inserción externa de la economía ecuatoriana. Las exportaciones petroleras de crudo y derivados representan un porcentaje considerable del PIB, pero sujeto a importantes fluctuaciones. Descienden del 15 al 8,3% entre 2000 y 2002, y tras un breve alza en 2003 inician una expansión que culmina en 2008, cuando equivalen al 21,5% del PIB, descendiendo después.

4.5.1. Exportaciones de crudo

La estructura de las exportaciones petroleras se basa fundamentalmente en el crudo, pues representa en torno al 90% de las correspondientes al sector. En relación a las exportaciones totales, las de crudo descendieron del 50 al 40% del valor total hasta

⁴³ En una comparativa latinoamericana, Campodónico (2009:28) concluye que le corresponde el mayor subsidio en porcentaje del PIB, con 5,3%. Asimismo, su nivel de precios sólo se ve superado por Venezuela, es similar a Bolivia, y es más barato que el resto: Chile, Perú, Brasil, Colombia, México y Argentina (Ibid.:9).

⁴⁴ El informe del MCPEC (2010:27) recomienda sustituir progresivamente el consumo de GLP por energía hidroeléctrica y energías renovables, en las que Ecuador posee una dotación destacada, o bien reemplazarlo por gas natural, aprovechando la amplia disponibilidad en América del Sur.

⁴⁵ Sobre esta cuestión, remitimos al estudio del MEM (2007). Por otra parte, otra de las consecuencias ha sido impulsar la generalización del contrabando, es decir, transacciones fraudulentas aprovechando el diferencial de precios con los países vecinos, Perú y Colombia. El estudio del MCPEC (2010:72) destaca que el 18,7% del total de GLP consumido en el país se desvía a uso industrial, junto al 30% del diésel 1.

2003, momento a partir del cual, al calor del alza del precio del barril (de 19 dólares por barril (\$/b) de promedio a 82 entre 2001 y 2008), han llegado a representar en 2008 el 63%, para caer en 2009 al 50% con la crisis económica mundial.

Con algunas variaciones, el porcentaje de barriles exportados respecto del total producido se ha mantenido en niveles similares en las dos últimas décadas, entre 62 y 64%, aunque cae a 60% en 1999-2003 y se incrementa desde 2004 hasta 67-69%. Dado el aumento en la producción de crudo, se observa por tanto un aumento del 44% en el número de barriles exportados entre 2000 y 2010. Sin embargo, este cambio se produce casi exclusivamente entre 2003 y 2004, cuando la cifra aumenta en un 40%, desde 92 hasta 129.000 barriles. En 2006 se llega al máximo de 136.000 barriles exportados, que no se supera desde entonces.

Tabla 4.4. Ecuador. Exportaciones de petróleo crudo por sectores institucionales (2000-2010)

Años	Petroecuador			Compañías Privadas			Total Petróleo Crudo		
	Volumen Miles b.	Valor \$ (Mill.)	Precio \$/ b.	Volumen Miles b.	Valor \$ (Mill.)	Precio \$/ b.	Volumen Miles b.	Valor \$ (Mill.)	Precio \$/ b.
2000	43.085	1.074	24,92	43.112	1.070	24,82	86.197	2.144	24,87
2001	47.379	900	18,99	42.529	823	19,34	89.907	1.722	19,16
2002	43.728	965	22,06	40.535	874	21,57	84.263	1.839	21,82
2003	43.038	1.130	26,26	49.404	1.242	25,15	92.442	2.372	25,66
2004	50.420	1.622	32,17	78.989	2.277	28,82	129.409	3.899	30,13
2005	53.697	2.300	42,84	77.898	3.097	39,75	131.595	5.397	41,01
2006	71.965	3.730	51,84	64.669	3.204	49,54	136.634	6.934	50,75
2007	66.607	4.012	60,17	57.491	3.417	59,43	124.098	7.428	59,86
2008	77.480	6.461	83,3	49.871	4.105	82,3	127.351	10.566	82,9
2009	83.470	4.460	53,4	36.088	1.824	50,5	119.558	6.284	52,5
2010	93.241	6.729	72,1	30.905	2.200	71,2	124.146	8.929	71,9

Fuente: Petroecuador (2011) y BCEc (2011)

Si en la primera mitad de la década de 2000s las exportaciones se repartían a partes iguales entre Petroecuador y las compañías privadas, en barriles y dólares recibidos, desde 2004 la empresa estatal ha visto incrementarse su participación en las exportaciones, hasta llegar al 75%. A lo largo del decenio, Petroecuador ha exportado un 116% más de barriles, mientras que las compañías privadas han experimentado una caída del 28%. El precio promedio del barril exportado por ambos sectores es muy similar, con una muy leve diferencia a favor de Petroecuador, por lo que el ingreso refleja la cantidad de barriles exportados.

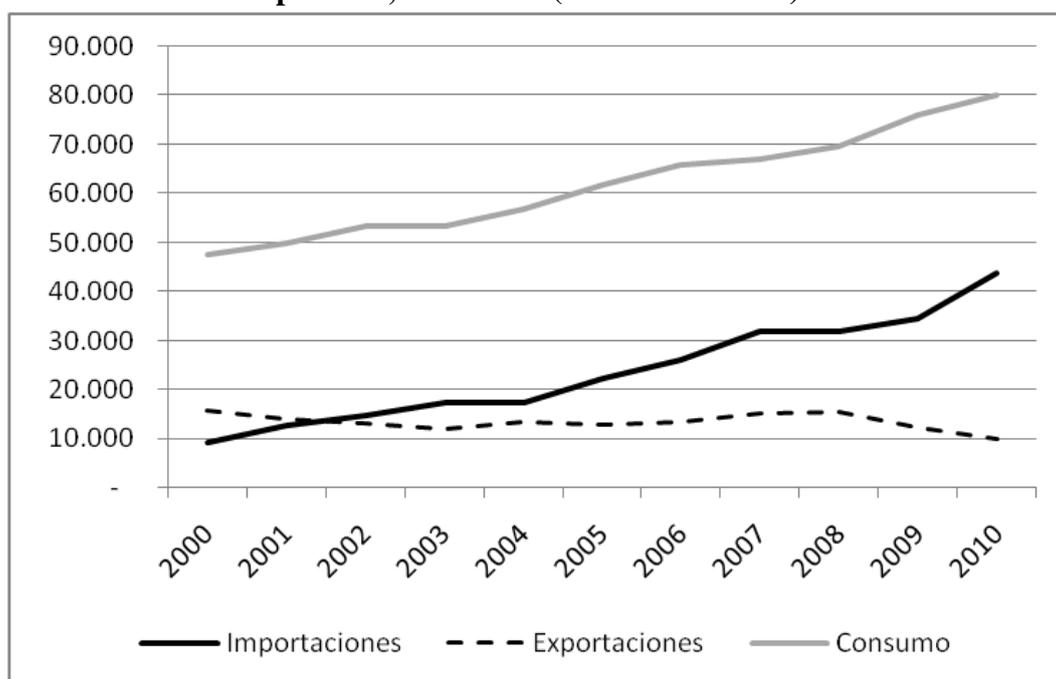
4.5.2. Comercio externo de productos derivados

La consecuencia de las insuficiencias y desequilibrios de la esfera productiva se manifiestan en la inserción externa en forma de una desmesurada dependencia de las importaciones de productos derivados de petróleo.

En la siguiente gráfica se puede observar que el consumo de derivados no ha cesado de aumentar en la última década en presencia de un estancamiento de la producción interna, registrando un incremento acumulado del 67%. Las exportaciones han caído un 36%, lo que ha implicado un extraordinario alza de las importaciones, las cuales han experimentado un alza del 374%. En consecuencia, la oferta interna de

derivados se ha incrementado un 56% entre 2000 y 2010, desde 67,9 a 106,1 millones de barriles, de la cual, si en 2000 se importó el 13,2%, en 2010 se adquirió el 41,7%.

Gráfico 4.1. Ecuador. Importaciones, exportaciones y consumo de derivados del petróleo, 2000-2010 (miles de barriles)



Fuente: BCEc (2011)

El consumo interno de derivados se concentra en cuatro productos diésel 2, gasolina extra, GLP y *fuel oil*, por orden de importancia, que concentran en torno al 80% de la demanda interna, aunque con un creciente papel del resto, que pasa de 10,4% en 2000 a 22,6% en 2009⁴⁶. Esta estructura no se deriva estrictamente de las necesidades del mercado, es decir, de los requerimientos de la estructura económica para su expansión. Como vimos, existe una muy importante intervención por parte del Estado mediante la implementación de subsidios, lo que trae consigo un abaratamiento de ciertos productos derivados, incidiendo tanto en la demanda empresarial como en los hábitos de consumo.

En función de esta demanda interna, Ecuador debe importar una gran cantidad de productos derivados (tabla 4.5), destacando tres tipos: GLP, nafta de alto octano y diésel para abastecer el consumo interno, aunque en los últimos años hayan adquirido cierto protagonismo el diésel *premium*, el *cutter stock* y los diluyentes. Se ha producido asimismo un cambio en la composición por el descenso de la participación del GLP, que de representar la mitad de estas importaciones en 2000 actualmente se reduce a la cuarta parte, aunque entre 2000 y 2010 se multiplica por dos el volumen de barriles. El diésel oil y la nafta de alto octano ven aumentarse en gran medida su participación en las importaciones, superando en ambos casos al GLP en 2010.

⁴⁶Alrededor de un tercio del consumo es de diésel 2, entre el 18 y el 22% corresponde a la gasolina extra, con tendencia descendente, y entre 10-15% para el *fuel oil* y el GLP, el primero viendo reducirse su participación y el segundo manteniéndola constante.

**Tabla 4.5. Ecuador. Composición de las importaciones de derivados, 2000-2010
(miles de barriles y porcentajes)**

Años	Miles de barriles					Porcentajes			
	GLP	Diesel oil	Nafta	Otros	Total	GLP	Diesel oil	Nafta	Otros
2000	4.714	2.833	1.634	31	9.212	51,17	30,75	17,74	0,34
2001	5.512	3.672	2.897	684	12.765	43,18	28,77	22,69	5,36
2002	6.220	4.210	4.138	39	14.606	42,58	28,83	28,33	0,26
2003	6.475	5.839	4.764	232	17.311	37,41	33,73	27,52	1,34
2004	7.159	5.540	4.649	-	17.348	41,27	31,93	26,80	0,00
2005	8.013	8.123	6.038	1	22.175	36,13	36,63	27,23	0,00
2006	8.432	10.178	6.175	1.366	26.151	32,24	38,92	23,61	5,22
2007	9.700	9.981	7.845	4.143	31.669	30,63	31,52	24,77	13,08
2008	9.289	9.868	7.706	5.148	32.011	29,02	30,83	24,07	16,08
2009	9.127	13.005	9.377	3.006	34.515	26,44	37,68	27,17	8,71
2010	9.407	19.453	12.144	-	41.004	-	-	-	-

Notas: GLP: gas licuado de petróleo; Nafta es de alto octano.

Fuente: BCEc (2011)

Las exportaciones de productos refinados del petróleo son mucho más limitadas que las importaciones, oscilando entre 12 y 15 millones de barriles al año, con pocas variaciones en la década de 2000. Sólo tiene alguna relevancia el fuel oil # 6, combustible mezcla que produce la refinería de Esmeraldas, y que representa en torno al 85% del total (unos 10 mil barriles/año), junto al nafta de bajo octano o nafta base (1.200-2.500 barriles).

Desde 2000 se verifica un constante aumento del desembolso en las importaciones de derivados respecto del conjunto de ingresos por exportaciones tanto de crudo como de derivados. Se incrementa del 13,1 al 35,2%, debiendo considerar que en 2010 tales importaciones ya representaban un 44% de las exportaciones de crudo, por lo que el dato que falta para 2010 debe aproximarse al 40%. El precio promedio del barril importado es muy superior al exportado: 60,5 vs. 43,7 \$/b entre 2000 y 2010 considerando sólo el crudo. Sucede que el precio promedio de los derivados exportados es muy similar al del crudo, debido a que los derivados que vende al exterior son generalmente residuos, resultado de las insuficiencias productivas internas (Grupo Faro, 2009).

Además de las insuficiencias cuantitativas, reflejadas en una insuficiente capacidad de refinación incapaz de satisfacer las necesidades internas, existe un desequilibrio cualitativo entre la oferta interna de derivados del petróleo, que además no se corresponde con la demanda. No se ha llevado a cabo un intento de adecuar la oferta interna a la estructura de la demanda ni a las características del crudo nacional, según Acosta (MEM, 2007: 19) por falta de voluntad política, previsión, o bien incluso por los intereses creados alrededor del negocio de importación de derivados. Junto a la insuficiencia cuantitativa, hay que tener en cuenta que constituyen casi exclusivamente derivados pesados, no productos petroquímicos (Acosta, 2010: 106), lo que refleja el atraso productivo interno

En definitiva, la oferta de productos derivados se incrementa a partir de una creciente dependencia de las importaciones, debido a una demanda ascendente de

consumo interno, dejando para las exportaciones cantidades reducidas y de menor valor monetario.

5. CONCLUSIONES

A lo largo de la investigación desarrollada se constata una elevada disparidad entre los MR de los diferentes países estudiados. Esta heterogeneidad es importante puesto que sólo mediante una coordinación supranacional, a nivel regional, puede obtenerse el máximo rendimiento de las políticas hidrocarburíferas. La contradicción o diferente orientación de los marcos de diferentes países productores favorece las prácticas de “dumping” fiscal y aumenta la capacidad negociadora de las compañías petroleras extranjeras, en detrimento de los objetivos desarrollistas de los diferentes gobiernos.

A continuación exponemos las principales conclusiones parciales de los estudios de caso, para extraer a continuación los elementos generales más destacados, finalizando con una serie de recomendaciones de política económica.

Bolivia

Los cambios producidos en Bolivia han supuesto una serie de logros desde la perspectiva de los objetivos desarrollistas del proyecto del Gobierno. El Estado pasó a controlar la comercialización y refino del hidrocarburo, suscribiendo nuevos contratos de explotación con las petroleras extranjeras presentes en el país que imponían unas mayores exigencias fiscales. El Estado ha logrado así un incremento en los ingresos procedentes del petróleo.

La refundación de la corporación YPFB, que ahora integra una gran variedad de empresas como Chaco S.A., Andina S.A., Petroandina SAM, YPFB Transportes S.A., YPFB Refinación S.A. o YPFB Logística S.A., entre otras, tuvo como propósito operar en toda la cadena de la actividad hidrocarburífera.

i) Mediante las subsidiarias en el *upstream* (Andina y Chaco), controla una quinta parte de la producción de hidrocarburos y una serie de campos petroleros;

ii) Con Transredes, YPFB accede al 70% del sistema de transporte por gasoductos, oleoductos y poliductos, participando asimismo en los gasoductos que exporta a Brasil.

iii) En materia de refinación, la nacionalización significó tomar el control y dirección de las dos refinerías existentes en el país: G. Elder Bell y G. Villaruel, creando posteriormente YPFB Refinación S. A., para ejercer la administración de las anteriores.

iv) La nacionalización de CLHB implicó retomar el control del almacenaje y transporte por poliductos en toda la cadena de hidrocarburos, estrechamente vinculadas a las refinerías.

v) Se incrementó la potencia fiscal hasta el 50 % de la producción en boca de pozo, además de la participación estatal de la utilidad.

Paralelamente, se han puesto de manifiesto importantes insuficiencias en el desempeño de los objetivos inspiradores del actual MR.

YPFB ha renunciado a convertirse en una petrolera estatal con posición monopólica que controle completamente la exploración y explotación hidrocarburífera. Si bien se ha recuperado respecto del período de la capitalización, no ha alcanzado el peso que tuvo antes de 1996. Por tanto, se limita a coexistir con las compañías privadas, sin lograr además un compromiso inversor por parte de éstas ni tener una posición dominante, a diferencia de los casos de Pdvsa (Venezuela) o Petrobras (Brasil).

La prioridad otorgada a las actividades de explotación en detrimento de la exploración de nuevos yacimientos se ha traducido en una merma muy significativa de las reservas probadas, lo que amenaza la estrategia desarrollista y los planes de inserción externa de Bolivia en la región.

A pesar de la puesta en marcha de la EBIH y de llevar varios años (desde 2006) proyectando iniciativas para el desarrollo de polos petroquímicos, como en la Estrategia Nacional de Hidrocarburos de 2008, que se proponía modificar el uso intensivo de gasóil y GLP por gas natural, al ser más limpio y barato, y así reducir la subvención a los combustibles importados para el consumo interno, se ha paralizado la industrialización del gas. Por consiguiente, el bloqueo de la industrialización y el consiguiente estancamiento del cambio de matriz energética contribuyen a reproducir la inserción primario exportadora de Bolivia.

Los compromisos, crecientes, de exportación del gas a Argentina y, sobre todo, a Brasil, alejan la pretensión de convertir el mercado interno en el destino primordial del gas boliviano. De hecho, no se ha logrado un abastecimiento completo del mercado interno.

La atomización en el reparto de la renta petrolera en múltiples destinatarios y objetivos resta potencial transformador al hidrocarburo y fomenta pautas rentistas en su uso. Al mismo tiempo, la dependencia de los ingresos hidrocarburíferos impulsa la volatilidad e inestabilidad al asociarse a la evolución de los precios internacionales.

Brasil

El análisis expuesto sobre el caso brasileño permite extraer una serie de conclusiones que se exponen a continuación de manera sintética.

El nuevo MR que surge a partir de 1997 introduce cambios importantes en el funcionamiento del sector pero, a diferencia de lo ocurrido en otros países, no supone una ruptura total con el modelo anterior en la medida en la que Petrobras sigue manteniendo una alta participación en todas las actividades y una fuerte influencia política, cuestiones ambas que van a seguir condicionando fuertemente el desarrollo del sector.

Desde el punto de vista de la dinámica del sector -evaluada a través de las cuatro dimensiones seleccionadas- el incremento de la producción de petróleo y de las reservas es, probablemente, el hecho más destacado y el que permite explicar en buena medida el desarrollo de las demás. Este aumento es condición necesaria para cualquiera de los

objetivos que se le quieran plantear al MR ya sea en una versión más rentista o en otra más industrializadora que pretenda alterar la dinámica de inserción externa.

Precisamente con respecto a esto último, los datos expuestos reflejan que la producción (y exportación) de derivados ha aumentado en mucha menor proporción que la de crudo favoreciéndose en este sentido una especialización productiva e inserción externa más primaria.

Los resultados en términos de fortalecimiento de la cadena offshore a través de las medidas de contenido local son difíciles de precisar por falta de información estadística adecuada. En cualquier caso parece que sin Petrobras o sin las secuelas dejadas por el desarrollismo industrial (y a pesar de la desindustrialización propia del periodo de ajuste neoliberal) difícilmente sería viable una política de contenido local como la que se adopta en Brasil.

Ecuador

En las últimas décadas el MR en Ecuador ha pasado por diversas fases, con distintos tipos de relaciones contractuales con las empresas privadas. Sin embargo, persisten las insuficiencias y desequilibrios productivos tradicionales: dependencia de la actividad de extracción de crudo y muy escasos avances en la industrialización del hidrocarburo, cuyo corolario supone una inserción primario exportadora (y dependiente) en la economía mundial típica de las economías no desarrolladas, y con elevadas y crecientes importaciones de productos derivados. En otras palabras, las distintas modalidades contractuales implementadas en Ecuador no han garantizado en ningún caso que los recursos petroleros sean canalizados a la transformación social y económica del país.

Desde los años noventa el sector privado ha tenido un protagonismo creciente en el ámbito hidrocarburífero, detentando una creciente parte del total de crudo extraído, sólo revertido desde 2006 por el paso a propiedad pública de los yacimientos del Bloque 15, mientras Petroecuador ha sido objeto de un deliberado desfallo en los recursos asignados por el ministerio. Pese a los cambios gubernamentales y del MR, las compañías privadas se han beneficiado sobremanera en los contratos. No obstante, el gobierno de R. Correa ha traído consigo un incremento de la renta petrolera apropiada por el Estado bajo la nueva política de “soberanía energética” gracias a una mayor presencia de la empresa estatal Petroecuador en la producción y exportación del crudo y a la eliminación de fondos petroleros que en la práctica servían para pagar la deuda externa en detrimento del gasto social. Por otra parte, hay que tener en cuenta que en gran medida se debe al alza del precio del crudo, ciertamente apoyado sobre el aumento de la fiscalidad aplicada a tales niveles de precio, lo cual dificulta la tarea de delimitar con exactitud la incidencia del MR. En este sentido, en los contratos de servicios que ha impulsado este gobierno las compañías privadas no asumen riesgos, y el Estado mejora su participación en la renta sólo si el precio del barril se incrementa por encima de los niveles estipulados, que no obstante garantizan grandes beneficios a las empresas transnacionales.

Uno de los problemas de Ecuador es el protagonismo histórico de los intermediarios privados en las transacciones internacionales del sector. Se constata que han incidido negativamente al contribuir a que no se construyan nuevas refinerías y/o se mejore el estado de las existentes, dadas las insuficiencias productivas en el proceso de refinación, han ocasionado menores beneficios en el comercio externo, evitado que productos como el GLP se inserten en los convenios internacionales de intercambio de crudos por derivados, etc., lo que permite sustentar una apuesta por la intervención estatal como vía hacia el desarrollo económico.

En cuanto a la IED, se ha mostrado que tiene actualmente un protagonismo mucho menor en el sector petrolero, ya que el gobierno ha otorgado prioridad a las empresas estatales. Sin embargo, su endeudamiento no elimina la dependencia externa, pero sí limita la estrategia externa por cuanto Ecuador ha girado hacia el eje Venezuela-Brasil-China en lugar de la tradicional vinculación con Estados Unidos.

La política de subsidios a los productos derivados del petróleo supone un elevado coste económico, que no ayuda a un cambio estructural al fomentar las técnicas intensivas en energía y en los productos subsidiados en detrimento de los que el país podría producir, con implicaciones regresivas en el ámbito distributivo, así como en términos medioambientales.

Conclusiones generales

Aunque los tres gobiernos analizados han adoptado cambios en el MR durante el periodo objeto de estudio, estos cambios han tenido un contenido más profundo, al menos en términos formales, en Bolivia y Ecuador. Ello se debe, por una parte, a los precedentes, a saber, la aplicación de los planes de ajuste neoliberal durante las décadas de los ochenta y noventa, lo cual pone de manifiesto la fuerte vinculación entre los nuevos MR y los previamente existentes. Además, esta vinculación va más allá del contenido formal de estos MR pues la mencionada “herencia neoliberal” está influyendo en la forma en que estos condicionan el desempeño del sector. Por otra, al carácter de las estrategias desarrollistas implementadas desde mediados del siglo XX, mucho más intensas y sostenidas en Brasil, y relativamente alejadas del neoliberalismo, que en los otros dos casos. Ejemplos de ello son el alto grado de descentralización y dispersión de la renta petrolera en Bolivia, que dificulta su utilización en políticas de diversificación productiva, y como ha sucedido en Ecuador desde los noventa, parcialmente corregido con el gobierno de R. Correa, la presencia de Petrobras y el BNDES en Brasil, garantizando las altas tasas de inversión necesarias para lograr un aumento de la producción.

El crecimiento sostenido de la producción, más o menos acelerado, constituye un pilar central para los tres MR analizados. Sin embargo, la trayectoria mostrada por los distintos países no siempre ha sido exitosa tras la implementación de nuevos MR. El análisis realizado muestra que la disparidad en esta tendencia es resultado de la también dispar dinámica inversora en los sectores de hidrocarburos de los tres países. Brasil es el país que ha logrado mayores ritmos de crecimiento de la inversión y de la producción, en gran parte por la anteriormente citada presencia de Petrobras y el BNDES. La

debilidad financiera e institucional de las empresas públicas de los otros dos países ha impedido mejores resultados.

Desde el punto de vista de la industrialización del hidrocarburo y de la dinámica de inserción externa, los cambios experimentados en las tres economías, aun partiendo de situaciones muy diferentes, han sido limitados si los analizamos por el patrón productivo y comercial. Sin embargo, para valorar esta cuestión mirando hacia el futuro es preciso tener en cuenta la existencia de una capacidad de refino excedentaria a escala mundial y la debilidad de los márgenes en esta actividad. Según datos de la OPEC, el consumo de estos productos en la economía mundial ha aumentado sólo un 9,8% entre 1999 y 2009, y desde 2005 la tendencia es hacia su reducción. Sin embargo, tomados los datos de forma desagregada se aprecia una cierta redistribución en el consumo mundial, con caídas en las economías centrales pero con aumentos en Asia y América Latina. Esta situación sugiere que un aumento en la exportación de derivados va a quedar limitado, muy probablemente, al ámbito regional, mientras que fuera de la región van a existir fuertes restricciones para que cualquiera de estos tres países logre cambios en el tipo de inserción de su sector de hidrocarburos.

En las conclusiones se han situado los problemas financieros como los de mayor envergadura, sobre todo en los casos de Bolivia y Ecuador. De ello se desprende que cualquier MR debería poner el acento en primera instancia en garantizar los mecanismos adecuados para lograr esta financiación, ya sea mediante la renta procedente de los hidrocarburos o con financiación externa, y que el fortalecimiento de las empresas públicas debe ser el punto de partida y no de llegada de un intento por recuperar el “control y la soberanía petrolera”. Uno de los elementos a considerar es la necesaria centralización en la asignación del ingreso petrolero, superando la dispersión de las asignaciones que favorece la reproducción de prácticas rentistas y dificulta acometer grandes proyectos de inversión necesarios para el desarrollo,

La existencia de una petrolera estatal con capacidad operativa y financiera para estar presente en todas las fases del proceso hidrocarburífero es una condición fundamental para afrontar estrategias de explotación del sector con criterios y objetivos desarrollistas (aumentar el control nacional de la renta petrolera, diversificación productiva, abastecimiento del mercado interno o cambio de los patrones de inserción externa). Ante la ausencia de ese importante sujeto nacional, el protagonismo de las petroleras privadas, normalmente transnacionales, es difícilmente atenuado por el MR. Ello implica en última instancia un fuerte carácter condicionante de las decisiones de las transnacionales sobre la evolución del sector.

Los objetivos de la industrialización del hidrocarburo y del incremento del potencial exportador son difícilmente conciliables, y la preponderancia real de uno de ellos imprime un carácter muy diferente al MR, incluso aunque incrementos extraordinarios de reservas y producción pudieran permitir atender a las necesidades de ambos objetivos. En efecto, la industrialización exige precios bajos del hidrocarburo bruto, mientras que la exportación, en momentos de altos precios internacionales, permite capturar mayores rentas, aumentando el coste de oportunidad de la industrialización. Esta contradicción tiende a relegar esta última, máxime en ausencia de

una empresa petroquímica independiente de la petrolera estatal. Existe asimismo una cuestión adicional en esta contradicción: mientras los “compromisos” de la industrialización son con el propio país, los “compromisos” exportadores son con otros países y están plasmados en contratos y acuerdos internacionales, por tanto con una mayor exigencia y mayores costes de incumplimiento. La postergación reiterada de los planes de industrialización no ha tenido consecuencias y siempre puede ser justificada por dificultades sobrevenidas a la vez que se renuevan retóricamente los impulsos.

Recomendaciones

1.- En la medida en que se asuma que las compañías petroleras extranjeras tengan que estar presentes en el sector, es preciso avanzar en la concreción de los compromisos acordados en los contratos en términos del volumen de hidrocarburo a producir, los períodos para llevar a cabo la actividad, la delimitación de los campos, una estricta supervisión medioambiental y de los costes, todo ello con el propósito de establecer un mayor control sobre la actividad de estas empresas en beneficio de los países.

2.- El impulso real de la industrialización requiere una poderosa empresa petroquímica local con capacidad plena para establecer vínculos de todo tipo con otras petroquímicas extranjeras. Además, debe disponer de una fortaleza financiera que no dependa de las asignaciones o transferencias que pueda recibir de la compañía petrolera estatal o cualesquiera instituciones, sino que debe tener asegurados sus recursos financieros específicos para el pleno ejercicio de sus funciones.

3.- Deberían establecerse medidas concretas para priorizar la exploración petrolera, base de toda la industria. Deberían establecerse parámetros para que las empresas operadoras realizaran determinada cantidad de trabajos de exploración cada cierta cantidad de actividades de explotación ejecutadas. Ello incorporaría unos criterios de sostenibilidad en el cálculo de los costes de la explotación que ahora no existen y ayudaría a incidir en las prácticas de las transnacionales. Además, facilitaría que por parte de gobiernos y empresas se percibiera el sector de modo más integral y que se pusiera un freno a la tendencia a la explotación insostenible del hidrocarburo (como cuando la prioridad es obtener, a corto plazo, mayores ingresos para las empresas y mayor renta para el país). Adicionalmente debería fijarse un determinado porcentaje de la explotación y explotación que tuviera que ser realizado por las petroleras estatales que las obligara a definir proyectos, destinar presupuestos o identificar fuentes de financiación, entre otras tareas, para el logro de esos objetivos. Ello exige, en todo caso, petroleras estatales vigorosas técnica y financieramente.

4.- Teniendo en cuenta que la explotación hidrocarburífera se apoya en recursos naturales no renovables, debería impulsarse la conversión de esa riqueza natural, con el fin de que se convirtiera en otro tipo de riqueza, en concreto en activos financieros y, sobre todo, productivos. Ello podría implicar un compromiso de uso de la renta petrolera que incluyera:

i) Un fondo soberano de capitales, como existe en un gran número de economías productoras y exportadoras de recursos naturales, pues tales fondos limitan el uso de los recursos aportados y sólo disponen de las utilidades generadas por su administración;

ii) potenciar el desarrollo de fuentes energéticas no hidrocarburíferas, siguiendo las recomendaciones del Club de Roma (*Más allá de los límites del crecimiento*, de 1991) sobre los criterios de uso de los recursos naturales.

5.- En la medida en que en América Latina está cobrando fuerza un debate que cuestiona abiertamente las actividades extractivistas como la petrolera y la minera, en términos de su insostenibilidad ambiental (por los altos pasivos ambientales) y de reforzamiento de patrones productivos vulnerables externamente y con reducida creación de empleo productivo en lo interno, se va a requerir en el futuro cercano llevar a cabo estudios más profundos sobre las dinámicas concretas que se crean con este extractivismo y sus reales aportes para superar algunos de los grandes retos de la región, como la pobreza y la desigualdad social.

Creación de una red transuniversitaria para el seguimiento y el estudio de la explotación hidrocarburíferas

Este proyecto ha contribuido a establecer una primera cooperación entre el equipo e investigadores de los países estudiados. Que esa cooperación inicial, plasmada en las discusiones conjuntas e intercambios de materiales, se consolide y se traduzca en una red de estudios permanente dependerá de que se puedan establecer intercambios académicos permanentes (formación de equipos plurinacionales para la presentación de proyectos, publicaciones conjuntas o direcciones conjuntas de tesis doctorales).

Entre los contactos establecidos destacan:

En Bolivia:

.- Saúl Escalera, exgerente de la Gerencia Nacional de Hidrocarburos, profesor emérito en la Universidad Mayor San Simón (Cochabamba)

En Brasil:

.- Ney Mauricio Carneiro da Cunha, superintendente adjunto de Planificación e Investigación de la Agencia Nacional de Petróleo.

.- Edmar Luiz Fagundes de Almeida, director del Centro de Estudios Energéticos de la Universidad Federal de Río de Janeiro.

En Ecuador:

.- Alberto Acosta, exministro de Industria, profesor de Flacso.

.- Hugo Jácome, profesor de Flacso.

6. BIBLIOGRAFIA

- ACOSTA, Alberto (Coord.) (2010): *Análisis de Coyuntura 2009. Una lectura de los principales componentes económicos, políticos y sociales de Ecuador durante el año 2009*, FES ILDIS-FLACSO, Quito.
- ACOSTA, Alberto (2011): “Ecuador: Unas reformas con muy poca reforma”, *Ecuador Debate*, 82, Abril, CAAP, Quito, pp. 45-60.
- ALMEIDA DE OLIVEIRA, Daniel (2010): *O novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*, <http://jus.uol.com.br/revista/texto/14243>
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP) (1999): *Avaliação da competitividade do fornecedor nacional com relação aos principais bens e serviços*, Río de Janeiro.
- ___ (2009): *Estimativa da Contribuição Tributária do Setor de Petróleo e Gás: 2002-2008*, Nota Técnica nº 22, Río de Janeiro.
- ___ (varios años): *Anuario Estadístico*, Río de Janeiro.
- AMERICA ECONOMÍA: “Las 500 mayores empresas de América Latina” (en línea). Consultado el 12 de noviembre de 2011. Disponible en: <http://rankings.americaeconomia.com/2010/500/ranking-500-america-latina-10.php>
- ARÁUZ, Luis Alberto (2009): *Derecho petrolero ecuatoriano*, Petroecuador, Quito.
- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE) (2007): *Memoria anual del Banco Central del Ecuador*, Quito.
- ___ (2011), *Estadísticas económicas*, Quito. <http://www.bce.fin.ec/>.
- BANCO MUNDIAL (2005): “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, ESMAP, Agosto, Washington. http://www.esmap.org/esmap/sites/esmap.org/files/FR30405FR27965_Mexico_Energy%20Policies%20and%20the%20Mexican%20Economy%20January%202004_SpanishFinal.pdf
- BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO (2010): *Relatório Anual*, Río de Janeiro.
- BRITISH PETROLEUM (2011): *Statistical Review of World Energy June 2011*. Londres. <http://www.bp.com/statisticalreview>
- CAMPODÓNICO, Humberto (2009): “Gestión de la industria petrolera en período de altos precios del petróleo en países seleccionados de América Latina”, Serie *Recursos naturales e infraestructura* nº 147, CEPAL, Santiago de Chile.
- CÁMARA BOLIVIANA DE HIDROCARBUROS-CBH (2010): *Cifras 2010 en perspectiva*, Santa Cruz de la Sierra.
- CARVALHAES, Fernando; PINTO, Ana Lúcia (2008): “O Petróleo dom Pré-Sal: os desafios e as possibilidades de uma nova política industrial no Brasil”, *Pesquisa y Debate*, vol. 19, nº 2 (34), Río de Janeiro, pp. 255-271.

- COHELO, Wladimir Tadeu Silveira (2010): *A política econômica do petróleo no Brasil*, <http://www.scribd.com/doc/27582659/Politica-Economica-do-Petroleo-no-Brasil>.
- CORREA, Rafael (2011): *Ecuador: de Banana Republic a la No República*, Random House Mandadori, Bogotá.
- DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTADISTICA E ESTUDIOS SOCIOECONÓMICOS (2008): *As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil*, Nota Técnica nº 71, Rio de Janeiro.
- DE SOUZA CANELAS, André Luís (2007): *Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil: contribuição a variáveis macroeconômicas*, Tesina, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.
- ESCALERA, Saúl (2010): *Industrialización del gas natural en Bolivia. Saga de una ilusión nacional postergada*, Cochabamba.
- FERNÁNDEZ TERÁN, Roberto (2009): *Gas, petróleo e imperialismo en Bolivia*, Plural Editores, La Paz.
- FERRO, Fernando; TEIXEIRA, Paulo (2009): Os desafios do Pré-Sal, *Cadernos de Altos Estudos 5*, Câmara dos deputados, Brasília.
- FIOROTTI, Adriana (2007): *Indústria do Petróleo. Reestruturação Sul-Americana nos Anos 90*, Editora Interciencia, Rio de Janeiro.
- FURTADO, João (2008): “Muito além da especialização regressiva e da doença holandesa oportunidades para o desenvolvimento brasileiro”. *Novos Estudos*, CEBRAP, Edição 81, Julho de 2008, Brasil, pp. 32-47.
- GONZÁLEZ, Erika; SÁEZ, Kristina y LAGO, Jorge (2008): *Atlas de la energía en América Latina y el Caribe. Las inversiones de las multinacionales españolas y sus impactos económicos, sociales y ambientales*. OMAL/Paz con dignidad, Madrid. http://www.omal.info/www/article.php3?id_article=1843
- GONZÁLEZ, Erika y GANDARILLAS, Marco (Coords.)(2010): *Las multinacionales en Bolivia*, Icaria, Barcelona.
- GRANADO, Hugo y otros (2010): *Generación, distribución y uso del excedente de hidrocarburos en Bolivia*, PIEB, La Paz.
- GRUPO FARO (2009). “El origen y destino de los ingresos petroleros”, *La Lupa Fiscal*, Informe 1, febrero.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2011): *Key World Energy Statistics*. Paris.
- LIKOSKY, Michael (2009): “Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries”, *Transnational Corporations*, vol. 18, nº 1, abril, UNCTAD, Ginebra, pp. 1-42.
- MACHINEA, José Luis y SERRA, Narcís (ed.) (2007): *Visiones del desarrollo en América Latina*, CEPAL y Fundación CIDOB, Santiago de Chile.

- MEDINACELI, Mauricio (2007): *La nacionalización del nuevo milenio. Cuando el precio fue un aliado*, Fundemos, La Paz.
- MINISTERIO COORDINADOR DE LA PRODUCCIÓN, EMPLEO Y COMPETITIVIDAD (MCPEC) (2010): *Informe final del estudio: Los Subsidios Energéticos en el Ecuador*, Septiembre, Ecuador.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM) (2007). *Agenda energética 2007-2011. Hacia un sistema energético sustentable*, Junio, Quito.
- MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA (2008): *Estrategia Boliviana de Hidrocarburos*, La Paz.
- ___ (2010): *Informe de gestión 2009 y proyecciones 2010-2015*, La Paz.
- MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES (2011): *Cooperación Ecuador – Venezuela*.
- http://www.mrnrr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=852&Itemid=119&lang=es
- MOLERO, Ricardo; PAZ, María José; y RAMÍREZ, Juan Manuel (2011): “Les hydrocarbures dans le processus de transformation bolivien: nationalisation et capital étranger (2006-2009)”, en *Revue Tiers Monde* (en prensa).
- MOLERO, Ricardo; PAZ, María José (2012): “Development strategy of the MAS in Bolivia: characterization and initial results”, *Development and Change*, (en prensa).
- NASSIF, André (2008): “Há evidências de desindustrialização no Brasil?”, *Brazilian Journal of Political Economy*, vol. 28, nº 1 (109), pp. 72-96, January-March/2008, Sao Paulo.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE) (2009): *Informe de estadísticas energéticas 2009*. Quito.
- ONIP (Organização Nacional da Indústria do Petróleo) (2010): *Oportunidades e desafios da agenda de competitividade para construção de uma política industrial na área do petróleo*, Rio de Janeiro.
- PÁGINA 12: 8 de noviembre de 2011, Buenos Aires.
- PALAZUELOS, Enrique (dir.) (2008): *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*, Akal, Madrid.
- PEREIRA ARAGAO, Amanda (2005): *Estimativa da Contribuição do Setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1955-2004*, ANP, Río de Janeiro.
- PETROECUADOR (2011): *Biblioteca* (información estadística)
<http://www.eppetroecuador.ec/Internet1/Biblioteca/index.htm>
- REFINERÍA DEL PACÍFICO ELOY ALFARO (RDP) (2011): <http://www.rdp.ec>
- RODRIGUES, Normando (2009): *De que nova lei do petróleo precisamos? Razoes para mudar e conteúdo necessario da mudança*,
http://presal.org.br/uploads/documentos/30_documentos_artigo_normando.pdf

- RODRIGUES, Eric Universo; SLAIBE, Fernando Antonio y DE ABREU, Gabriel (2008): Assimetrias entre competidores nos leilões de petróleo no Brasil, Anuario del XXXVI Encontro Nacional de Economía, ANPEC, <http://www.anpec.org.br/encontro2008/artigos/200807211407230-.pdf>
- RODRIGUES, José Roberto y WULFF, Sergio (2008): “Rendas do Petróleo no Brasil: Alguns Aspectos Fiscais e Federativos”, *Revista do BNDES*, v. 15, nº 30, Río de Janeiro, pp. 231-269.
- RODRÍGUEZ, Gustavo (2007): “Luces y sombras de la nacionalización de hidrocarburos en Bolivia”, en AA.VV.: *Monopolios petroleros en América Latina y en Bolivia*. Memoria de seminario internacional 22-28 de agosto, CEDIB, La Paz, Cochabamba.
- __ (2011): *¿Reservas inexistentes o reservas desaparecidas?*, Cochabamba.
- __ (2011b): “Crisis energética y gasolinazo en Bolivia”, en *Petropress*, nº 24, CEDIB, pp. 28-34, Cochabamba.
- SECRETARIA NACIONAL PARA LA PLANIFICACION DEL DESARROLLO (SENPLADES) (2009): *Plan del Buen Vivir 2009-2013*, Quito.
- SILVA FELIPE, Ednilson (2010): *Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo (1997-2010)*, Tesis Doctoral, Universidade Federal do Río de Janeiro, Instituto de Economía, Rio de Janeiro.
- SILVEIRA DA ROSA, Sergio Eduardo (2007): “O debate recente sobre o pico da produção mundial do petróleo”, *Revista do BNDES*, vol. 14, nº 28, Río de Janeiro, pp. 171-200.
- SIQUEIRA DE ANDRADE, Diogo (2009): *As políticas de "conteúdo local" e o desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços do sector de exploração o produção do petróleo: 1998-2008*, Monografía de Bacharelado, Universidade Federal do Río de Janeiro, Instituto de Economía, Brasil.
- TRINDADE, Claudia; CUNHA, Ricardo; ANTELO, Florinda (2005): “Setor de Petróleo e Gas Natural: Perfil dos investimentos”, *BNDES Setorial*, nº 22, septiembre, Río de Janeiro, pp. 3-28.
- VILLEGAS, Pablo (2011): “La industrialización del gas y la refundación de YPF en 5 meses”, en *Petropress*, nº 24, CEDIB, Cochabamba, pp. 35-51.
- YPFB (2011): *Boletín estadístico 2010*, La Paz