

**LA INVERSIÓN EN EL SECTOR
PETROLERO PERUANO EN EL
PERÍODO 1993-2000**

Humberto Campodónico Sánchez

LC/L.1207
Mayo de 1999

Este trabajo fue preparado por el señor Humbero Campodónico Sánchez, consultor para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

RESUMEN	5
I. ANTECEDENTES	7
1. La inversión petrolera en las décadas del 70 y del 80	9
2. Los problemas económico-financieros de PETROPERU en el periodo 1972-1995.....	12
II. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR PETROLERO Y SU IMPORTANCIA PARA EL PROCESO DE INVERSIONES	15
1. Los incentivos y las garantías a la inversión extranjera	15
2. La eliminación del monopolio de la empresa estatal: DL 655	16
3. La nueva Ley de Hidrocarburos de 1993: DL 26221	17
III. EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN	19
1. Los ingresos de la privatización	19
2. El Plan de Transformación de PETROPERU	20
3. La privatización en 1992-1993	20
4. La segunda fase de la privatización: 1996-1997	21
5. La suspensión de la privatización de PETROPERU	24
IV. LAS INVERSIONES EN LA DÉCADA DEL 90	25
1. Las inversiones comprometidas en el periodo 1993-1997	25
2. Las inversiones materializadas en el periodo 1995-1997	27
V. LOS NUEVOS PROYECTOS DE GAS NATURAL	31
1. El Proyecto Aguaytía.....	31
2. La explotación del Gas de Camisea.....	32
2.1 <i>Las negociaciones con SHELL y con el consorcio SHELL/MOBIL</i>	32
2.2 <i>El contrato con SHELL/MOBIL</i>	32
2.3 <i>El retiro del consorcio SHELL/MOBIL</i>	34
2.4 <i>Los incentivos adicionales para SHELL/MOBIL</i>	35
2.5 <i>Marco conceptual de las negociaciones</i>	36
2.6 <i>Consideraciones específicas</i>	37
VI. LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS PETROLERAS DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN	39
1. La rentabilidad de las empresas petroleras.....	39
2. La rentabilidad de la Refinería La Pampilla.....	42

2.1 <i>El incremento de los márgenes de refinación</i>	42
2.2 <i>La evolución de los precios en el mercado interno</i>	43
VII. CONCLUSIONES	45
BIBLIOGRAFÍA	49
ANEXOS	51
Perú: formación bruta de capital de petroperu	53
Indicadores económicos 1996-1997.....	53
Notas	54

RESUMEN

Este trabajo se centra en el proceso de inversiones en el sector petrolero en el Perú y forma parte de una serie de estudios sectoriales sobre la respuesta de la inversión privada frente a las reformas estructurales de la década del 90. Las principales modificaciones legales en el sector comenzaron en 1993, con la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos, que tiene como eje el estímulo a la libre competencia, la desregulación de los mercados y la fijación de precios de los combustibles por la oferta y demanda. De otro lado, si bien la privatización de los activos de PETROPERU comenzó en 1991-92, ésta recién cobró fuerza en 1996 cuando se vendieron los lotes petroleros y la refinería más grande del país. Asimismo, algunos cambios legales e institucionales solo pudieron cobrar plena vigencia desde esa fecha.

A pesar del poco tiempo transcurrido desde la introducción de las reformas legales y de la privatización, se aprecia un importante repunte de las inversiones en exploración, habiéndose firmado una significativa cantidad de contratos con compañías petroleras desde 1993. Ninguno de los pozos perforados ha resultado exitoso hasta el momento, lo que no ha permitido revertir el creciente déficit de la balanza comercial petrolera.

El mismo dinamismo se constata en las inversiones en la distribución y comercialización minorista (estaciones de servicio) de los derivados del petróleo, siendo éste bastante menor en las refinerías de petróleo. Se estudia también el impacto de la liberalización de precios para el mercado interno, en el contexto de baja de los precios internacionales del petróleo. Finalmente, el trabajo analiza con detalle los elementos determinantes del desistimiento del consorcio SHELL-MOBIL, en julio de 1998, en continuar adelante con el plan de inversiones para el desarrollo del importante yacimiento de gas natural de Camisea, que debía transformar profundamente el panorama energético peruano.

I. ANTECEDENTES

Perú es un país productor de petróleo de tamaño pequeño, de acuerdo a los estándares de América Latina. Actualmente ocupa el séptimo lugar en reservas de petróleo con 350 millones de barriles (MMB), frente a 800 MMB en 1980. También ocupa el séptimo lugar en la producción de petróleo, siendo ésta de 118,000 mil barriles diarios. (MBD) para 1997 (el punto más alto de la producción alcanzó 195 MBD en 1980).

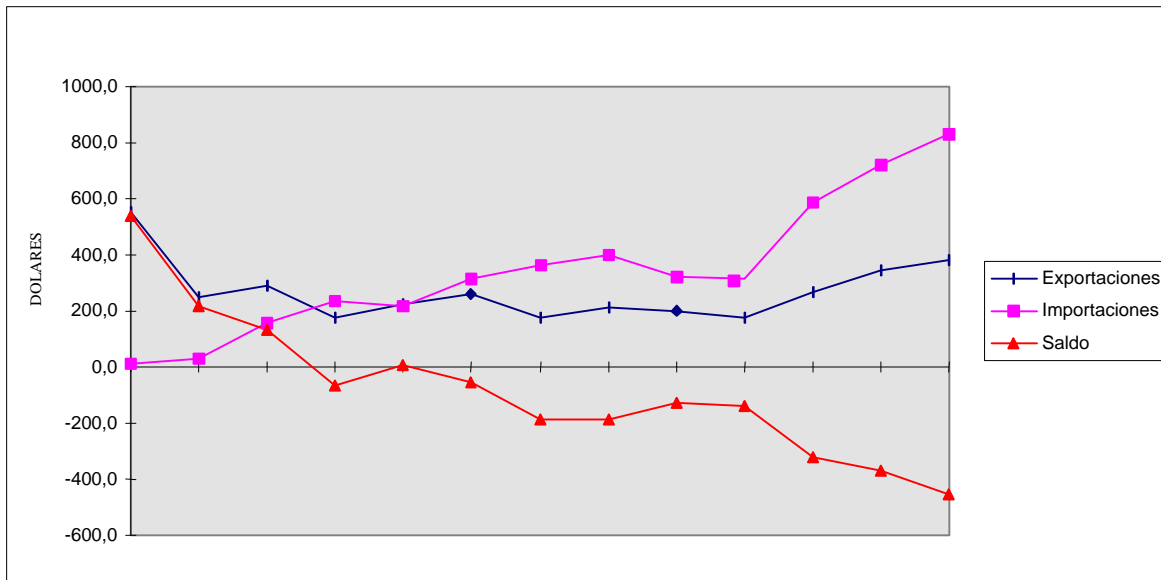
Hasta mediados de la década del 80, el Perú fue un país autosuficiente en materia petrolera con saldos exportables que, si bien no eran tan importantes como los de otros países de la Región, permitieron un importante ingreso de divisas, llegando éstas a representar, en 1980, el 25% del total de las exportaciones. Asimismo, los impuestos provenientes de las actividades petroleras y a los combustibles financiaron entre el 20 y el 30% del Presupuesto de la República en la década del 80.

Desde el punto de vista de la propiedad de las reservas, cabe resaltar que el 100% de las reservas in situ son de propiedad del Estado. En 1994, antes de la privatización de PETROPERU, el 38% estaban en campos operados por PETROPERU y el 62% restante en campos de compañías contratistas, mayoritariamente norteamericanas. En lo que concierne a la producción de petróleo, en ese mismo año, el 35% le correspondió a PETROPERU y el saldo a las compañías contratistas.

Hasta 1996, las dos refinerías más grandes del país, La Pampilla (102 MBD) y Refinería Talara (60 MBD) eran de propiedad de PETROPERU y cubrían ampliamente el consumo interno. Las refinerías tienen mercados complementarios: Talara abastece al norte, sur y parte del centro del país; La Pampilla cubre sobretodo la demanda de Lima (cerca del 50% de la demanda total) y parte de la demanda en el sur del país.

El superávit petrolero se deterioró en la segunda mitad de la década del 80, resultando en una continua baja de las reservas y de la producción de petróleo, como se dijo líneas arriba. Actualmente, la producción nacional (118 MBD) no cubre el consumo interno (150 MBD en 1997). Así, el superávit de la balanza comercial petrolera, que fue de US\$ 538 millones en 1985, se ha convertido en un déficit que va en aumento, llegando a US\$ 450 millones en 1997 (ver Gráfico 1).

Gráfico 1
PERÚ: BALANZA COMERCIAL PETROLERA 1985-1997



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Las causas de la declinación en la producción de petróleo son varias: 1) disminución de la inversión en exploración de petróleo por parte de la empresa estatal PETROPERU, debido a erradas políticas macro económicas y sectoriales en la década del 80; 2) disminución de la inversión internacional en petróleo en la década del 80 (lo que incluye a Perú), sobretudo después del inicio del largo periodo de bajos precios del petróleo en 1985; 3) poca adecuación de la legislación petrolera nacional al cambiante entorno internacional de la década del 90; 4) no explotación, por problemas políticos, del yacimiento de gas natural de Camisea, descubierto en 1984, el mismo que posee reservas de gas natural y de hidrocarburos líquidos que revertirían por completo el actual panorama del sector hidrocarburos en el Perú.

Desde 1991 (Decreto Legislativo 655) y, luego, en 1993 (nueva Ley de Hidrocarburos), en Perú se han efectuado reformas petroleras de gran importancia. De un lado, se modifica el régimen de contratación petrolera, otorgando mayores incentivos a los inversionistas extranjeras (desde 1993 hasta la fecha se han suscrito 37 contratos de exploración comprometiendo montos de inversión que superan los US\$ 1,300 millones) y, de otro, se liberalizan y desregulan las actividades de comercialización, importación de hidrocarburos y sus derivados, manufactura, refinación y petroquímica básica, las cuales podrán ser ejecutadas libremente por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. En lo que concierne a los precios de los combustibles, tradicionalmente sujetos a control, la Ley 26221 estableció que deberán fijarse por el libre juego de la oferta y la demanda.

Asimismo, se ha procedido a la privatización de la empresa estatal PETROPERU. Se considera que la industria petrolera no tiene carácter estratégico y que el Estado debe retirarse de

esta actividad, la cual debe ser desarrollada íntegramente por el sector privado. A la fecha, la empresa ha transferido su flota naviera, la compañía comercializadora de gas, la mayor parte de sus estaciones de servicio, todos sus campos productores, la refinería más importante (La Pampilla), la planta de lubricantes y los terminales y plantas de abastecimiento de combustibles en la zona norte, centro y sur del país.

Finalmente, en mayo de 1996 se firmó un acuerdo con el consorcio SHELL/MOBIL para la explotación del Gas de Camisea. Se estima que las reservas ascienden a 340,000 millones de metros cúbicos (MMm³, ó 12 billones de pies cúbicos) y 650 millones de barriles de condensados (es decir, el doble de las reservas de petróleo actualmente existentes). De explotarse este yacimiento, el país recuperaría su posición de autosuficiente en recursos petroleros. En julio de 1998, sin embargo, se dio por terminado el contrato entre el consorcio y el gobierno peruano (ver más adelante).

1. La inversión petrolera en las décadas del 70 y del 80

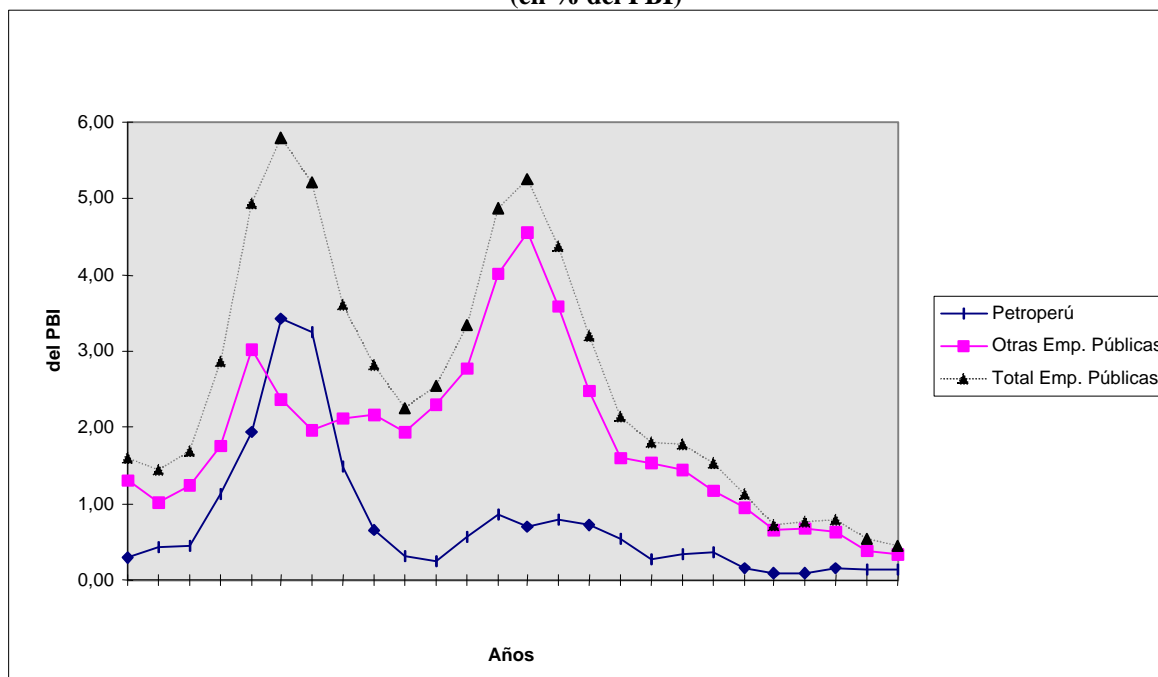
A fines de la década del 60 la inversión pública (incluye gobierno central y empresas públicas) era bastante reducida, alcanzando en 1968 el 2,7% del PBI (ver Gráfico 2). Esto cambió con la llegada al poder del gobierno de las Fuerzas Armadas, en 1969, que impulsó una política de reformas estructurales en la que jugaba rol importante la actividad empresarial del Estado. Así, en 1975, la FBK de las empresas públicas llegó hasta el 5,79% del PBI (Anexo 1). En lo que concierne al sector petrolero, en octubre de 1968 el gobierno privatizó la compañía extranjera productora de petróleo más importante del país, la International Petroleum Company (IPC), procediendo a entregar sus activos a la empresa estatal PETROPERU¹, creada en 1969.

Las inversiones en el sub-sector petrolero en el Perú tienen dos componentes de importancia en las décadas del 70 y del 80: a) la inversión estatal, a cargo de PETROPERU, en exploración y explotación de petróleo, así como en refinación, transporte y distribución²; b) la inversión privada, desarrollada por las compañías contratistas en exploración y explotación petrolera, así como en la distribución minorista de los derivados del petróleo.

En el periodo 1970-1995 las inversiones de PETROPERU atraviesan periodos bastante bien diferenciados (ver nuevamente el Gráfico 1). En el primero de ellos (1970-72), las inversiones se concentran en la exploración de petróleo, aunque en cantidades reducidas. Lo más importante es que se encuentra petróleo en la selva norte del país.

En el segundo periodo, 1973-77, se produce un importante crecimiento de la inversión en exploración y explotación de petróleo, así como la construcción del oleoducto nor-peruano, el mismo que supuso una inversión de US\$ 800 millones (corrientes) y que permitió la duplicación de la producción de petróleo (el oleoducto estuvo terminado a principios de 1977). En este periodo también se producen importantes inversiones en refinación (ampliación de La Pampilla, puesta en marcha de una nueva unidad de craqueo catalítico en Talara) y en petroquímica básica.

Gráfico2
FBK DE PETROPERÚ 1970-1995
 (en % del PBI)



Fuente: Banco Central de Reserva, Memorias Anuales, varios años.

En el periodo 1978-80, las inversiones de PETROPERU disminuyen en un 70 a 80% con relación al periodo anterior, como consecuencia de la reducción del presupuesto de inversiones, producto de la política económica de ajuste aplicada por el gobierno peruano debido a la crisis de la deuda externa, a la política de subsidios que efectúa PETROPERU y a diversos acuerdos contractuales firmados entre el gobierno y las compañías extranjeras, las mismas que significan importantes egresos para la empresa estatal³.

En el cuarto periodo (1980-85), se puede observar un importante repunte de la inversión pública en general, la cual se elevó a 5,26% del PBI en 1983, alcanzando los niveles de la década del 70. En este período la inversión de PETROPERU volvió a incrementarse, pero no alcanzó los niveles de la década del 70. En este periodo, las inversiones de PETROPERU se concentraron principalmente en las actividades de desarrollo de la producción, seguidas de las inversiones en exploración y en ampliación de la capacidad de refinación de la empresa.

El declive de la inversión pública en general y, también de PETROPERU, comienza en el periodo 1986-90, cuando la inversión de las empresas públicas disminuye a niveles cercanos al 1% del PBI (ver nuevamente el Gráfico 1 y el Anexo 1). En lo que concierne a PETROPERU, la inversión desciende al 0,17% del PBI en 1990, muy por debajo del promedio de los niveles de la década del 70 y principios de los 80.

Durante la década del 90 comienza la implementación de las reformas estructurales orientadas a reducir el protagonismo estatal, lo que desemboca en el inicio del proceso de privatización de PETROPERU en 1992-93, así como una nueva Ley de Hidrocarburos, que otorga mayores incentivos a las empresas privadas. En este periodo, 1990-96, continúa la tendencia anterior y las inversiones de PETROPERU representan, en promedio, el 0,13% del PBI (Cuadro 2).

En lo que concierne a las inversiones de las empresas extranjeras, existen dos periodos muy marcados. El primero de ellos abarca los años 1973 a 1977, cuando más de 20 compañías privadas extranjeras invirtieron US\$ 440 millones (corrientes) en la exploración de petróleo en la selva amazónica. Los resultados de estas inversiones fueron negativos, salvo en el caso de Occidental (ver cuadro 1).

Cuadro 1
INDICADORES RELEVANTES
PETROPERU Y EMPRESAS CONTRATISTAS

	70-79	80-89	80-85	86-90	90-95	90-93	94-95
Inversiones en US\$MM de 1995, promedios anuales por período							
PETROPERU (1)	495,1	202,3	242,7	125,5	59,2	52,0	30,6
CONTRATISTAS (2)	174,0	77,0	88,0	53,0	43,5	37,0	45,0
Inversiones % PBI, promedios anuales por período							
PETROPERU	1,34	0,54	0,65	0,33	0,13	0,12	0,13
CONTRATISTAS	0,47	0,20	0,23	0,14	0,09	0,09	0,19
Participación en PBI 96							
-Extracción	4,54	6,64	7,43	5,34	4,39	4,80	4,08
-Refinación	0,12	0,25	0,27	0,22	0,24	0,25	0,25
Pozos exploratorios (3)	26	15	19	8	3	3	4
Pozos de desarrollo (3)	141	210	270	105	65	62	69
Producción (en MMB)							
PETROPERU (4)	13,7	19,7	19,2	19,5	14,4	14,9	14,3
CONTRATISTAS (4)	20,3	42,8	49,4	34,7	31,5	29,5	30,5
TOTAL	33,9	63,5	68,6	54,2	45,0	44,3	45,9
T de C de la Producción							
PETROPERU	5,2	1,5	9,2	-10,0	-6,3	1,1	-20,5
CONTRATISTAS	15,1	-6,8	-4,5	-6,5	2,6	-1,5	19,9
TOTAL	11,5	-4,4	-0,7	-7,7	-0,2	-0,7	0,4

Memorándum:

Producción 1997 (en MMB) 43,1

Balanza Comercial Petrolera 1997 (en US\$MM) -450,2

(1) Incluye inversiones en exploración, explotación, transporte y comercialización.

(2) Sólo incluye inversiones en exploración.

(3) El período analizado es 1990-1996

(4) A partir de 1993-94, los campos de PETROPERU son transferidos al sector privado.

Fuente: PETROPERU.

En el periodo 1980-84 se realizan nuevas inversiones en exploración por parte de compañías extranjeras (entre ellas Superior, SHELL, Hamilton y Union Texas). La única empresa que tuvo éxito fue SHELL, al descubrir los importantes yacimientos de gas de Camisea, en la selva sur-este del país. En este periodo se efectúan también importantes inversiones en el desarrollo de los campos petroleros de Occidental, Occidental-Bridas y Belco, al amparo de la Ley 23231, promulgada en 1980.

El declive de la inversión extranjera en exploración y explotación de petróleo comienza en 1986, debido a la baja de los precios internacionales del petróleo y a problemas políticos en la relación entre las compañías extranjeras y el gobierno peruano (diferencias en la interpretación del contrato con la Occidental, frustración en la negociación del Acuerdo de Bases con SHELL para la explotación del gas de Camisea). El bajo nivel de las inversiones extranjeras prosigue en la década del 90, notándose una lenta reversión a partir de 1993, lo que también se aprecia en el leve incremento de los pozos perforados (ver Cuadro 1). En el periodo 1993-95 comienza una lenta reversión de la tendencia anterior, apreciándose un leve incremento de las inversiones y del número de pozos perforados. Se han firmado 25 contratos de operaciones petroleras lo que indicaría que, recién en 1998, podría apreciar el despegue de las inversiones petroleras.⁴

En mayo de 1996 se firmó el acuerdo entre el gobierno y el consorcio SHELL/MOBIL para la explotación del gas de Camisea, el cual, de haberse concretado, habría demandado una inversión de US\$ 2,800 millones, aproximadamente.

2. Los problemas económico-financieros de PETROPERU en el periodo 1972-1995

En el periodo 1972 a 1985, PETROPERU obtuvo utilidades netas en cantidades reducidas (Cuadro 2). Sin embargo, es importante destacar que las utilidades operativas de la empresa eran bastante superiores, llegando, por ejemplo, a US\$ 396 millones (corrientes) en 1977.

La explicación más importante radica en la política de subsidios a los precios del petróleo instaurados por el gobierno en los primeros años de la década del 70. El problema se agravó como consecuencia del alza internacional del precio del petróleo debido a la crisis del Medio Oriente (1973-74), en momentos que el país era todavía un importador neto de petróleo pues el oleoducto nor-peruano que traería la nueva producción proveniente de los descubrimientos en la selva peruana sólo se terminó en mayo de 1977. De haberse aplicado una política de precios internos ligada a las variaciones del petróleo en el mercado internacional, los resultados hubieran sido ampliamente positivos para PETROPERU. Hubo, además, dispositivos gubernamentales que redundaron en un exceso de pagos de PETROPERU a las contratistas extranjeras. Finalmente, debe mencionarse la política llamada de “petrolización” de los ingresos fiscales, es decir, de una alta dependencia en los impuestos directos e indirectos (impuesto selectivo a los combustibles), lo que determinó que cerca del 30% de los ingresos fiscales provinieran de esta fuente.

En la segunda mitad de la década del 80 se puso en evidencia que PETROPERU atravesaba por una grave crisis económica. En lo que concierne a los precios de los combustibles, cabe resaltar que

éstos no se incrementaron (ni siquiera en términos nominales) de 1985 a 1988, a pesar de que las tasas de inflación eran relativamente elevadas (158, 63 y 11% para 1985, 1986 y 1987, respectivamente).

Cuadro 2
UTILIDAD DE PETROPERU 1969-1995
(en US\$ millones)

Años	Operativa	Neta
1969	9	5
1970	18	10
1971	9	5
1972	13	9
1973	13	8
1974	20	10
1975	36	5
1976	130	14
1977	396	4
1978	227	4
1979	114	11
1980	16	24
1981	53	2
1982	163	6
1983	194	32
1984	104	9
1985	128	33
1986	-135	-154
1987	-346	-612
1988	-341	-1470
1989	-296	-512
1990	-468	-779
1991	-186	-298
1992	-2	-95
1993	128	71
1994	259	-250
1995	206	43

Fuente: PETROPERU (1996).

El retraso en la corrección de los precios de los combustibles se prolongó hasta mediados de 1990. Como parte del programa económico del nuevo gobierno, se implementó un programa de “shock” con el objetivo de alinear las variables macroeconómicas⁵. En lo que se refiere a los precios de los combustibles, éstos aumentaron entre 30 a 40 veces. Desde el punto de vista de las finanzas de la empresa, la mejora fue inmediata (ver cuadro 2).

No obstante ello, en los últimos años el gobierno dictaminó que PETROPERU debía realizar pagos por “partidas inusuales”, las mismas que deterioraron el balance de la empresa. En 1993, 1994 y 1995, por ejemplo, las transferencias directas de PETROPERU al Estado fueron de US\$ 138, 128 y 310 millones, respectivamente (PETROPERU 1996, p. 22).

II. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR PETROLERO Y SU IMPORTANCIA PARA EL PROCESO DE INVERSIONES

Desde julio de 1990, en Perú se puso en marcha un programa de estabilización macroeconómica y de reformas estructurales, que tienen como objetivo disminuir la intervención del Estado en las actividades económicas, otorgándole al libre juego de las fuerzas de demandas el rol central en la asignación de recursos.

En lo que concierne al subsector petrolero, antes de 1991 la legislación peruana daba a la empresa estatal, PETROPERU, la propiedad de los hidrocarburos extraídos, siendo los hidrocarburos in situ propiedad del Estado. Para la exploración y explotación, PETROPERU era la entidad estatal encargada de negociar contratos con terceros. En los sectores del “downstream”, PETROPERU tenía la exclusividad en el desarrollo de las actividades de refinación y comercialización mayorista, correspondiendo también exclusivamente al Estado la explotación de la petroquímica básica.⁶

A partir de 1991, han habido dos modificaciones fundamentales que afectan la actividad del sector. La primera de ellas concierne la legislación que desregula y liberaliza las actividades en el sector, terminando con el monopolio de PETROPERU. Estas modificaciones comprenden, esencialmente, la promulgación del Decreto Legislativo 655 (setiembre de 1991) y la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos, Ley 26221 (agosto de 1993).

La segunda está relacionada con el Plan de Privatización de PETROPERU, al ser esta empresa estatal incluida en los alcances de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en febrero de 1992. Se considera que el Estado no debe participar en la actividad productiva, pues ésta debe ser desarrollada íntegramente por el sector privado. La privatización de PETROPERU comenzó en 1992-93, no habiendo concluido aún en la fecha de redacción de este informe (el proceso de privatización es analizado en detalle más adelante).

1. Los incentivos y las garantías a la inversión extranjera

Existen otros cambios de importancia para la inversión extranjera en general, que deben ser también claramente explicitados pues han tenido una incidencia en la toma de decisiones de inversión. La nueva Constitución peruana, aprobada en 1993, establece que la inversión nacional y la inversión extranjera se sujetan a las mismas condiciones (Artículo 62). Asimismo, la Constitución dispone que la actividad empresarial del Estado, directa o indirecta, es subsidiaria y se puede ejercer sólo por razones de alto interés público o de alta conveniencia nacional. Para

ejercer dicha actividad, se deberá contar con ley expresa (Artículo 60). Esto indica claramente que el proceso de privatización de las empresas públicas se realizaría de todas maneras, abriendo nuevas oportunidades para la inversión privada en los diferentes campos de actividad empresarial del Estado (petróleo, electricidad, minería, pesca, telecomunicaciones, banca y seguros, entre otras).

De otro lado, en abril de 1996 se promulgó el Decreto Legislativo 818, que otorga incentivos para la inversión en recursos naturales. Específicamente, este DL estuvo destinado a otorgar incentivos al consorcio SHELL/MOBIL para la explotación del gas de Camisea. El DL 818 otorga la devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) y el fraccionamiento del pago de aranceles en la fase pre-operativa, lo que no existía anteriormente⁷.

Cabe destacar, también, que el Perú ha firmado los convenios MIGA y OPIC, que conllevan garantías a la inversión extranjera. Además de ello, los diferentes Ministerios pueden firmar contratos de estabilidad tributaria con los inversionistas extranjeros.

De su lado, la Comisión Nacional de Inversión y Tecnología Extranjera (CONITE), organismo dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas, está autorizado a firmar convenios de estabilidad jurídica con las empresas extranjeras. Hasta la fecha se han firmado 211 convenios con empresas extranjeras, con una inversión comprometida de US\$ 5,057 millones. 25 convenios corresponden al sector energía (incluye petróleo y gas y electricidad), por un monto de US\$ 1326,4 millones.

Consecuentemente, se han modificado de manera muy importante las características y estructura legales para la inversión extranjera en el país, en particular para el sector. Puede afirmarse que estas modificaciones, junto con otros cambios ocurridos con la legislación en general (disminución de la tasa del Impuesto a la Renta al 30%) han generado condiciones bastante favorables para el desarrollo de la inversión extranjera, tanto en lo que concierne al sector “upstream” (exploración y explotación de petróleo), así como al sector “downstream”, es decir, la refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización minorista del petróleo y sus derivados.

2. La eliminación del monopolio de la empresa estatal: DL 655

El Decreto Legislativo 655 (setiembre de 1991), elimina el monopolio de PETROPERU, y de sus filiales o subsidiarias, en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, incluyendo la comercialización, importación de hidrocarburos y sus derivados, manufactura, refinación y petroquímica básica. Estas actividades ahora podrán ser ejecutadas libremente por las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

Asimismo, este dispositivo legal creó la Comisión Nacional de Tarifas de Hidrocarburos, cuyo objetivo fue “propender a la libertad de precios en el sector hidrocarburos”. Se estableció

que la Comisión dicte en forma autónoma las tarifas y medidas que sean necesarias con tal fin, vigilando que sean cumplidas.

3. La nueva Ley de Hidrocarburos de 1993: DL 26221

En agosto de 1993 se promulga una nueva Ley de Hidrocarburos, la Ley 26221. El principio fundamental de la ley es promover el desarrollo de las actividades del sector hidrocarburos en base a la libre competencia y el libre acceso a las actividades económicas. La Ley abarca todas las etapas de la actividad hidrocarburífera: el sector “upstream” y el sector “downstream”.

a) Los cambios en el “upstream”⁸

En lo que concierne específicamente al régimen de contratación petrolera, la Ley 26221 establece lo siguiente:

1) Se otorga la propiedad del petróleo al contratista. La Ley modifica el régimen de contratación petrolera en las etapas de exploración y producción, estableciendo que, además de los contratos anteriores, existirá el Contrato de Licencia, por el cual el contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, en mérito del cual PERUPETRO SA transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.⁹

De esta manera, el contratista se convierte en dueño del petróleo extraído, lo que no sucedía anteriormente. Esta cláusula otorga un importante incentivo a los inversionistas extranjeros.

2) Se reduce la participación del Estado en la renta petrolera. Anteriormente, los contratos tenían una participación del 50% para el Estado (a través de PETROPERU) y el 50% para los contratistas. Ahora, los contratistas pagarán una regalía al Estado, la cual se negocia en cada contrato. En promedio, la regalía pactada con los contratistas es del 20 al 30%.

3) Se suprime la obligación que tenían los contratistas de vender a PETROPERU el petróleo que fuera necesario para abastecer el mercado interno. Esta obligación sólo existirá en caso de emergencia nacional declarada por Ley.

4) Se reducen las exigencias al contratista en la etapa de exploración, en particular la obligación de realizar la perforación de pozos exploratorios.

5) Se amplían los plazos para la exploración y la explotación de los contratos petroleros.

6) Se mantiene el no pago de impuestos en la etapa de exploración, así como el pago de aranceles de importación.

7) El Banco Central de Reserva otorga la garantía de disponibilidad de divisas para el contratista (esta cláusula ya existía anteriormente).

8) Se reduce la cantidad de organismos que deben opinar sobre los contratos petroleros. Anteriormente se necesitaba la aprobación del Consejo de Ministros, refrendado por dos ministerios y la opinión favorable de 8 entidades. Ahora los contratos son aprobados por Decreto Supremo refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

9) Se introduce la posibilidad del arbitraje internacional. La contratista se somete a la ley peruana pero en caso de diferencias que pudieran surgir en la ejecución, cumplimiento y, en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la Ley 26221, éstas podrán ser sometidas al Poder Judicial o al arbitraje nacional o internacional. Acordada la jurisdicción, será de cumplimiento obligatorio.

10) Se refuerzan las disposiciones para la preservación del medio ambiente. En particular, los contratistas deberán presentar un estudio de impacto ambiental.

11) Se determina la creación de PERUPETRO SA, como la agencia estatal encargada de promover y administrar los contratos con los inversionistas respecto a los derechos de exploración y explotación de los hidrocarburos. Anteriormente estas funciones las ejercía PETROPERU.

III. EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN

En 1991, el gobierno promulgó el Decreto Legislativo 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, señalando que esta ley tiene por objeto garantizar la libre iniciativa y las inversiones privadas, efectuadas o por efectuarse, en todos los sectores de la actividad económica y en cualquiera de las formas empresariales permitidas por la Constitución. Agrega que la economía social de mercado se desarrolla sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. Señala, asimismo, que cuando una actividad económica es realizada por el Estado y por la empresa privada, iguales condiciones son aplicables a ambas.

De otro lado, el Decreto Legislativo 674, de setiembre de 1991, declara de interés nacional la inversión privada en el ámbito de las empresas que conforman la Actividad Empresarial del Estado. Se señala que los órganos a cargo de la inversión privada son: a) la Comisión de la Promoción de la Inversión Privada (COPRI) y b) los Comités Especiales de Privatización (CEPRI), los cuales se ocuparán de la privatización de empresas estatales específicas.

En febrero de 1992 la COPRI acordó incluir a PETROPERU en el proceso de promoción de la inversión privada, sólo en relación con las estaciones de servicio, grifos de expendio de combustibles y la Refinería Conchán.

En mayo de 1992 se constituye el Comité Especial de Privatización (CEPRI) de PETROPERU, abarcando esta vez al conjunto de la empresa estatal.

1. Los ingresos de la privatización

Las privatizaciones del sector hidrocarburos, desde 1992 hasta 1997, representaron ingresos por US\$ 580 millones, lo que representa el 7,9% del total de privatizaciones en el Perú hasta diciembre de 1997, cuyo monto a esa fecha alcanzó la cifra de US\$ 7,329 millones (COPRI, 1997). Se puede apreciar, entonces, que el proceso de privatización en el sector hidrocarburos, desde el punto de vista de los ingresos, no ha sido un componente importante del proceso en su conjunto, comenzado en 1992-93.

Han habido diversas modalidades de privatización de los activos de la empresa: a) la venta del 100% de las acciones (flota petrolera, estaciones de servicio, empresa comercializadora de GLP); b) contratos de licencia para los lotes productores de PETROPERU; c) contrato de operaciones para los terminales de abastecimiento; d) venta del 60% de las acciones, en el caso de la Refinería La Pampilla.

Se aceptaron papeles de la deuda externa como parte del pago a realizar, en los casos de la Refinería La Pampilla y el contrato de Licencia por el Lote 8/8x. De otro lado, los compromisos de inversión alcanzaron la suma de US\$ 118 millones.

2. El Plan de Transformación de PETROPERU

En 1991-92 el Directorio de PETROPERU implementó un Plan de Transformación de la empresa con el objetivo de modernizarla. Este Plan de Transformación formaba parte de un esquema global que apuntaba a la privatización de la empresa integrada verticalmente. Las acciones emprendidas fueron las siguientes:

- Se disminuyeron los gastos de exploración y se transfirieron a empresas privadas los campos pequeños de Talara, el campo petrolero y gasífero de Pucallpa. La refinería de Pucallpa fue transferida a una compañía extranjera (Maple Gas).
- Se clausuraron las plantas de fertilizantes y petroquímicas, que no eran rentables.
- Se dieron por terminadas las actividades de SERPETRO, compañía de perforación de pozos de PETROPERU.
- Se contrataron servicios de terceros en las actividades relacionadas con la seguridad, perforación, mantenimiento y transporte;
- Se llevaron a cabo cambios en la gestión operativa y administrativa: contabilidad, recursos humanos, administración y logística.
- Se redujo de manera significativa el número de trabajadores de la empresa: de 9,274 en 1990 hasta menos de 5,517 a fines de 1994.
- La empresa fue reorganizada en unidades de negocios.

3. La privatización en 1992-1993

Desde mediados de 1992 hasta fines de 1993 se privatizaron los siguientes activos de PETROPERU (cuadro 3):

- En agosto de 1992 se vendió la Compañía Peruana de Gas (SOL GAS), filial de PETROPERU, por US\$ 7,5 millones. Esta compañía estaba encargada de la distribución de gas licuado de propano (GLP).
- En diciembre de 1992 se vendieron las 83 estaciones de servicio minoristas de propiedad de PETROPERU a operadores independientes por un monto total de US\$ 38,8 millones.
- En febrero de 1993, la empresa subsidiaria de PETROPERU, PETROMAR, fue transferida al sector privado mediante un contrato de operaciones especiales. La buena pro fue obtenida por la empresa PETROTECH (EU), la misma que adquirirá los activos fijos por US\$ 200 millones, a través de un “leasing” a 20 años (US\$ 10 millones anuales). El compromiso de inversión fue de US\$ 74 millones (según PERUPETRO).

- En noviembre de 1993 se subastó públicamente la compañía naviera propietaria de los buques tanque, Petrolera Transoceánica SA, filial de PETROPERU, a la compañía Glenpoint Enterprises Inc. El monto obtenido fue US\$ 25,2 millones.

Cuadro 3
PRIVATIZACION DE PERU 1991-1997

EMPRESAS	FECHA	MODALIDAD	PLAZO (años)	% vendido	% trabajadores	Precio de venta		Compromiso de inversión	Comprador
						Efectivo	TDEXT		
1) PRIMERA FASE									
Estaciones de Servicio	Jul-92	Venta		100	0	38,8	0	0	50 comp.
Solgas (1)	Ago-92	Venta		84,1	4,5	7,3	0	0	Repsol (Esp)
Petromar (2)	Feb-93	Cont. Operaciones	30	0	0	10,0	0	0	Petrotech (EU)
Petrolera Transoceánica	Nov-93	Venta		100	0	25,2	0	0	Glenpoint (Per/Chi)
Sub-Total						81,3	0	0	
2) SEGUNDA FASE									
Refinería La Pampilla (3)	Jun-96	Venta		60	--	142,5	38	50,0	Repsol (Esp)
Lote 8/8X (4)	Jun-96	Cont. Licencia	28	0	0	127,2	25	25,0	Pluspetrol (Arg)
Lote X/XI	Jun-96	Cont. Licencia	30	0	0	202,2	0	25,0	Pérez Companc (Arg)
Petrolube (Lubricantes)	Ago-96	Venta		98,4	1,6	18,9	0	0,0	Mobil Oil del Perú
Terminales del Centro (5)	Dic-97	Cont. Operaciones	15	0	0	3,0	0	5,5	Serlipsa (Per)
Terminales del Norte (6)	Dic-97	Cont. Operaciones	15	0	0	3,0	0	6,3	Consorcio GMP (Per)
Terminales del Sur (7)	Dic-97	Cont. Operaciones	15	0	0	3,0	0	6,7	Consorcio GMP (Per)
Sub-Total						499,6	63,0	118,5	
TOTAL GENERAL						580,9	63,0	118,5	

Memorándum:

- (1) El comprador original fue Lipigas (Chi). Esta empresa vendió sus acciones a Repsol en 1996 por US\$58 millones.
 - (2) Petrotech pagará US\$ 200 millones por los activos fijos mediante un leasing a 20 años (US\$ millones anuales).
 - (3) El consorcio consta de: Repsol (Esp,55%), YPF (Arg,25%), Mobil Perú (EU, 5%), GMP (Per, 5%), Wiese (Per, 5%) y The Peru Privatisation Fund (Per,5%).
 - (4) El consorcio consta de Pluspetrol (Arg, 60%), Pedco(Corea,20%), Daewoo(Corea,11,33%) y Yukong (Corea, 8,33%)
 - (5) Serlipsa pagará al Estado US\$ 0,2784 por barril almacenado.
 - (6) GMP pagará al Estado US\$ 0,4739 por barril almacenado.
 - (7) GMP pagará al Estado US\$ 0,4567 por barril almacenado.
- TDEXT: Títulos de la deuda externa.

Fuente: COPRI.

4. La segunda fase de la privatización: 1996-1997

Las privatizaciones de 1992-93 no habían involucrado los activos más importantes de PETROPERU, a saber, los dos lotes productores (el Lote 8 en la Selva Norte, con 10,6 MMB anuales y el Lote 10 en Talara, con 6 MMB anuales) ni tampoco las dos refinerías más grandes (La Pampilla y Talara). Tampoco se había privatizado el oleoducto nor-peruano (que valoriza la producción de la Selva Norte, Occidental y PETROPERU, la más importante del país), la Planta de Lubricantes ni los terminales costeros y plantas de abastecimientos de combustibles en el interior del país.

El planteamiento del gobierno de privatizar a PETROPERU por unidades de negocio (lotes productores, refinerías, oleoducto, etc.), llamado de privatización fragmentada, suscitó un amplio debate entre sectores de la sociedad civil. Debido a ello, a fines de 1994, el gobierno

suspendió la privatización de PETROPERU hasta que se realizaran las elecciones presidenciales, en abril de 1995. En mayo de 1995, el gobierno llamó a la presentación de fórmulas alternativas de privatización por parte de entidades y personas representativas. Se presentaron diversas fórmulas alternativas, pero éstas no fueron tomadas en cuenta por el gobierno (ver en el Recuadro No.1 la importancia de este debate).

Recuadro 1

EL DEBATE SOBRE LA FORMA DE PRIVATIZACIÓN DE PETROPERU

Según el gobierno, la privatización por partes de PETROPERU, es decir, la venta de la empresa dividida en diferentes unidades de negocios terminará con el monopolio de PETROPERU, favorecerá la competencia y la mejor asignación de recursos, con lo cual habrá mayor eficiencia y productividad, lo que, a la vez, redundará en mejor servicio y precios más bajos al consumidor.

Las críticas a este punto de vista tuvieron dos ejes centrales. El primero de ellos estuvo relacionado con la vigencia de la integración vertical de la industria petrolera a nivel mundial, debido a las economías de escala y a la existencia de una importante renta petrolera (resultante del diferencial entre el costo de producción y el precio internacional del petróleo crudo). El segundo tenía que ver con el hecho que el Perú tenía un mercado interno reducido, donde no habría lugar para un aumento de la competencia en el campo de la refinación de petróleo, en la medida que la capacidad de carga de las dos refinerías existentes cubren ampliamente la demanda interna y por el hecho que las dos refinerías atienden un mercado segmentado que hace complementaria su producción¹⁰. Cabe señalar, además, que no existía monopolio de PETROPERU en la exploración y explotación de petróleo, pues siempre hubo presencia de empresa extranjeras en ese rubro.

Para el gobierno, sin embargo, el criterio de la privatización fragmentada debía mantenerse, desestimándose la mantención de la integración vertical de la empresa petrolera en el momento de privatizarla, tal como sí sucedió en el caso de YPF en Argentina, en 1993.

La integración vertical, es decir la presencia de una compañía petrolera en todas las fases de la actividad petrolera, desde la exploración y producción de petróleo hasta la comercialización de los derivados del mismo, ha sido una de las características más saltantes de la industria petrolera internacional. El elemento de mayor importancia para explicar la integración vertical de la industria petrolera tiene que ver con la renta diferencial que se obtiene en ésta. Como bien se sabe, los precios internacionales del petróleo no se determinan por la oferta y la demanda en el mercado. En la fijación de estos precios intervienen factores extra-económicos, entre los cuales puede mencionarse el rol de la OPEP y las cuotas de producción de sus países miembros.

Por ello, existe un importante margen de diferencia entre el costo de producción del petróleo crudo y su precio de venta en el mercado internacional. Mientras más bajo sea su costo de producción, mayor será la renta diferencial que pueda ser apropiada por la compañía productora del petróleo crudo.

Ahora bien, los márgenes de ganancia de la industria petrolera se incrementan cuando una compañía es propietaria de las refinerías y de canales de distribución y comercialización minorista, es decir, cuando está integrada verticalmente. En ese caso, la compañía petrolera obtendrá márgenes de ganancia adicionales por la venta de productos refinados y por la venta minorista de derivados del petróleo. Esto también permite a la compañía mantener su solvencia en caso de baja de los precios del petróleo y tener acceso a las "ganancias extraordinarias" que se generan en los períodos de alza importante de los precios internacionales del petróleo crudo.

Ese fue el criterio con que se vendió YPF en Argentina en 1993 y que sigue rigiendo en el mundo. Pero fue desestimado en el Perú. Veremos más adelante cuales han sido las conclusiones de este proceso.

Fuente: Elaboración propia.

En febrero de 1996, el gobierno presentó un nuevo esquema de privatización de PETROPERU, el mismo que se ha cumplido parcialmente hasta la fecha (ver nuevamente el cuadro 3):

- En mayo de 1996 se realizó la venta de la Refinería de La Pampilla. El precio base de la Refinería La Pampilla fue de US\$ 108 millones por el 60% de las acciones, de los cuales US\$ 38 millones se canjearán por papeles de la deuda externa. La subasta fue ganada por el Consorcio Refinadores del Perú formado por REPSOL de España (55%), YPF de Argentina (25%), MOBIL de Estados Unidos (5%) y tres compañías peruanas (Graña y Montero, Banco Wiese y The Peru Trading Fund del Banco de Crédito) con 5% cada una. El consorcio pagó US\$ 180 millones (incluidos los US\$ 38 millones en papeles de la deuda) y asumió un compromiso de inversión de US\$ 50 millones. También participó en la subasta Maraven, filial de PDVSA. El gobierno posee “acciones doradas, las mismas que le otorgan poderes especiales en relación a algunas decisiones sobre la propiedad de la empresa.
- En junio de 1996 se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote 8/8X. El precio base fue de US\$ 75 millones, de los cuales US\$ 25 millones serían canjeados por títulos de la deuda externa. La subasta fue ganada por el consorcio liderado por la empresa argentina PLUSPETROL (60%) y las compañías coreanas Korea Development (20%), Daewoo (11,67%) y Yukong (8,33). El consorcio pagó la suma de US\$ 142,2 (incluidos los US\$ 25 millones en papeles de la deuda externa) y asumió un compromiso de inversión de US\$ 25 millones. También participaron en la subasta las compañías argentinas YPF y Pérez Companc, así como la empresa estatal china SAPET.
- En agosto de 1996 se vendió la Planta de Lubricantes PETROLUBE a la empresa MOBIL Oil Corporation, empresa que pagó la suma de US\$ 18.9 millones. La oferta de MOBIL superó al precio base fijado por el gobierno de US\$ 7.5 millones. Participaron en la subasta Maraven, filial de PDVSA, y Chevron, ofreciendo cantidades menores a la de MOBIL.
- En octubre de 1996 se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote X/XI. El precio base fue de US\$ 65 millones. La subasta la ganó la empresa argentina Pérez Companc, pagando una suma de US\$ 202 millones (210% más que el precio base), con un compromiso de inversión de US\$ 25 millones. La regalía establecida en el contrato es de 22,5% del petróleo extraído. También participaron en la subasta las compañías China National Petroleum Corporation America (que ofreció US\$ 190 millones), Norcen Energy de Canadá (US\$ 131 millones), el consorcio PLUSPETROL/Graña y Montero (US\$ 103,3 millones) y Pennzoil (US\$ 93,5 millones).

- En diciembre de 1997 se llevó a cabo la subasta de los Contratos de Operación por un plazo de 15 años de los Terminales del Norte, Terminales del Centro y Terminales del Sur de PETROPERU (servicio de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles). Los terminales fueron ganados por tres empresas peruanas (ver cuadro 3), que pagarán US\$ 3 millones cada una por el derecho de suscripción. También deberán desarrollar Compromisos de Inversión, ascendiendo en el caso de los Terminales del Norte a US\$ 5.5 MM en 4 años; en el caso de los Terminales del Centro a US\$ 6.3 MM en 5 años; y para los Terminales del Sur a US\$ 6.7 MM en 5 años.

5. La suspensión de la privatización de PETROPERU

A fines de 1996, se decidió suspender el proceso de privatización de PETROPERU, debido a los problemas derivados de la puesta en marcha del proceso. En lo esencial, el gobierno manifestó su preocupación por la fuerte alza de los derivados del petróleo en el mercado interno.

Debido a ello, en diciembre de 1996, se procedió a la creación del ente Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía (OSINERG), el que tiene entre sus funciones aquella de fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Dentro de sus atribuciones, sin embargo, no está la fijación de las tarifas para el transporte y distribución del gas natural, ni el otorgamiento de concesiones.

IV. LAS INVERSIONES EN LA DÉCADA DEL 90

En Perú, los cambios en el régimen legal motivados por la nueva Ley de Hidrocarburos 26221 de 1993 y el proceso de privatización de las principales unidades de PETROPERU (llevado a cabo en 1996, pero planteado desde 1994), motivó que en los primeros años de la década de 1990 se produjera una disminución en la actividad exploratoria (que ya había comenzado en la segunda mitad de la década del 80). Es por ello que las inversiones en el sector sólo comienzan a desarrollarse a partir de 1993, como se analiza a continuación.

1. Las inversiones comprometidas en el periodo 1993-1997

Desde 1993, PERUPETRO ha suscrito 37 contratos de Licencia para la exploración de hidrocarburos, bajo las condiciones de la Ley 26221. El monto mínimo de inversiones comprometido es de US\$ 1,272 millones a julio de 1998 (ver cuadro 4). Hay que resaltar que los plazos para realizar estos compromisos de inversión, de acuerdo a la Ley, son de 7 años, por lo que es en ese lapso que se producirá la inversión consignada en este cuadro. En caso que se encuentre petróleo en cantidades comerciales, las empresas procederán a realizar inversiones adicionales para el desarrollo de la producción.

Desde 1993 hasta 1996 se perforaron, en promedio, 4 pozos exploratorios por año. En 1997, la cifra aumentó a 10, estimándose que en 1998, se perforarán 25 pozos exploratorios. Hasta ahora en ninguno de los pozos exploratorios perforados se ha encontrado petróleo o gas natural en cantidades que permitan su explotación comercial.

En el campo de la explotación de petróleo, el total de la inversión comprometida asciende a US\$ 347,5 millones. Así, por ejemplo, la venta de los lotes productores de PETROPERU en 1996 al consorcio PLUSPETROL (Lote 8) y a Pérez Companc (Lote X) estableció compromisos de inversión de US\$ 39 y 14 millones, respectivamente.

Cabe mencionar el compromiso de inversión por US\$ 115 millones para la explotación del ya existente campo de Aguaytía a cargo de la empresa de EU, Maple Gas (ver el capítulo V).

Adicionalmente, las empresas petroleras que explotaban yacimientos descubiertos en la década del 50 (Petrotech) y del 70 (Occidental Peruana), tienen compromisos de inversión por US\$ 74 y US\$ 10,2 millones, respectivamente. El resto de las inversiones comprometidas corresponde a pequeños campos en la zona de Talara (la provincia petrolera más antigua, situada en el noroeste del país) que fueron transferidos a empresas privadas en el periodo 1993-1995.

Cuadro 4
CONTRATOS PETROLEROS FIRMADOS 1993-1998

EMPRESA	FECHA	LOTE	TIPO DE CONTRATO	INVERSIÓN COMPROMETIDA
1) CONTRATOS DE EXPLORACION/EXPLORACION 1993-1998				
Enterprise Oil/Great Western	18/02/1993	65-M	Licencia	55,0
Murphy	21/09/1994	71	Licencia	45,0
Coastal	14/12/1994	74	Licencia	25,0
YPF/Quintana	11/01/1995	50	Licencia	65,0
Repsol/Ampolex	22/03/1995	Z-29	Licencia	60,0
Pluspetrol/OXY	10/08/1995	54	Licencia	36,2
Yugansknefgas	17/08/0995	S-4	Licencia	14,2
ELF/Eurocan/Anschutz	08/09/1995	66	Licencia	50,5
Chevron	08/11/1995	52	Licencia	75,0
ARCO	07/12/1995	64	Licencia	48,5
Advantage/Pedco/Hanwha/Hyundai	13/12/1995	67	Licencia	31,0
Mobil/Elf/Esso	26/03/1996	77	Licencia	48,0
Mobil/Elf/Esso	26/03/1996	78	Licencia	68,0
Olympic Oil	30/05/1996	XIII	Licencia	12,2
Pluspetrol/Korea Pet/Yukong	22/07/1996	79	Licencia	29,0
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	29/12/94 y 22/07/96	8X	Licencia	21,3
Anadarko	22/09/1996	84	Licencia	48,5
Occidental	24/10/1996	72	Licencia	44,5
Advantage/Barrett	06/11/1996	55A,55B,55C	Licencia	29,5
Quintana Minerals	17/12/1996	81	Licencia	44,0
Phillips/AGIP	30/01/1997	82	Licencia	46,5
Shell/Mobil	18/03/1997	75	Licencia	34,0
PanEnergy/Buenaventura/Mosbacher	15/08/1997	85	Licencia	21,0
Enterprise Oil	07/01/1998	32	Licencia	40,0
Perez Compac	30/01/1998	Z-1	Licencia	31,0
Occidental	30/01/1998	Z-3	Licencia	49,0
Coastal Perú/Hunt Overseas	06/03/1998	73A,73B,73C	Licencia	26,0
ARCO	31/03/1998	86	Licencia	35,0
Pluspetrol	03/04/1998	XII	Licencia	11,0
Pérez Compac	19/04/1998	34	Licencia	37,0
Repsol	19/04/1998	35	Licencia	37,0
Petrolera Monterrico	mayo	XV	Licencia	3,0
Pérez Compac	junio	XVI	Licencia	7,0
Repsol	30/06/1998	33	Licencia	45,0
Pan Energy	21/07/1998	40	Licencia	Nd
Pan Energy	21/07/1998	41	Licencia	Nd
Graña y Montero Petrolera	Ago-98	XIV	Licencia	Nd
Sub total				1272,9
2) CONTRATOS DE EXPLORACION/EXPLORACION 1993-1998				
Occidental	22/03/1986	1-AB	Servicios	10,2
Graña Montero Petrolera S.A.	27/12/1991	I	Servicios	5,6
Río Bravo/Pan American	04/03/1993	IV	Licencia	4,0
Provisa/Mercantile Petroleum	05/03/1993	III	Licencia	13,8
Unipetro	17/06/1993	IX	Servicios	1,7
Graña Montero Petrolera S.A.	08/10/1993	V	Servicios	2,9
Sapet	22/10/1993	VII	Servicios	24,3
Petrotech	16/11/1993	Z-2B	Operaciones	74,0
The Maple Gas	30/03/1994	31-B/31D	Licencia	3,1
The Maple Gas/Aguaytia Energy	30/03/94 y 22/07/96	31C	Licencia	115,0
PETROPERU S.A.	20/05/1994	X	Licencia	14,0
Pérez Compac	Jun-96	X	Licencia	14,0
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	29/12/94 y 22/07/96	8X	Licencia	39,0
Sapet	11/07/1995	VI	Servicios	21,7
VEGSA C.G.	05/01/1996	II	Licencia	4,2
Sub total				347,5
TOTAL INVERSIÓN COMPROMETIDA (1+2)				1620,4

Fuente: PERUPETRO; MEM, Anuario Estadístico 1997; Información Periodística.

2. Las inversiones materializadas en el periodo 1995-1997

Es importante distinguir la inversión comprometida (a realizarse en un determinado número de años) de los flujos de inversión efectivamente materializados anualmente.

Según el Banco Central de Reserva, la inversión extranjera directa en hidrocarburos en exploración y desarrollo¹¹ ascendió a US\$ -19, 230 y 271 millones, respectivamente, para los años 1995, 1996 y 1997. Se espera que esta cifra aumente en los próximos 2 a 3 años, a medida que se realicen las inversiones en exploración comprometidas en los contratos de licencia (cuadro 5).

Cuadro 5
PERÚ: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(en US\$ millones)

	1995	1996	1997	% 95-97
Petroleras (1)	-19	230	271	9,7%
Míneras	240	194	559	20,0%
Financiera y Seguros	326	349	252	18,7%
Servicios	502	246	319	21,5%
Industriales	420	339	354	11,0%
Energía	126	161	96	7,7%
Principales Inv. Directas sin Privatización	1595	1519	1851	4965

(1) Neto de pago de préstamos y depreciación.

Fuente: Banco Central de Reserva, Memoria 1997.

Vale la pena destacar que, en 1997, las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas natural representaron el 14,6% del total de inversiones extranjeras realizadas en el Perú (excluyendo los montos de las privatizaciones de ese año).

Una cantidad relativamente importante de estas inversiones corresponde a aquellas realizadas por el consorcio SHELL/MOBIL en los campos de gas natural de Camisea. Según el consorcio, entre mayo de 1996 y julio de 1998 se invirtieron US\$ 250 millones.

Asimismo, el Banco Central consigna que, en 1997, dentro de las inversiones del sector servicios (ver nuevamente el cuadro 5), sobresalen las inversiones en estaciones de servicio para la venta de combustibles. También dice el Banco Central que, en 1995, se realizaron inversiones por US\$ 80 millones en la comercialización de combustibles¹² (ver Recuadro No.2).

Recuadro 2
EL “BOOM” DE LAS INVERSIONES EN LA COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES

Desde 1995 ha aumentado sustantivamente la inversión en la distribución y comercialización minorista de derivados del petróleo debido a, de un lado, la privatización de las estaciones de servicio (1992) y los terminales de abastecimiento de PETROPERU (1997) y, de otro, a la desregulación de los precios de los combustibles, que ahora se fijan libremente, medida que entró en vigor a mediados de 1996.

En el Perú existen cerca de 3,000 estaciones de servicio, de las cuales 2,000 son independientes. Las 1,000 estaciones de servicio restantes son de propiedad de grandes empresas comercializadoras ó están afiliadas a alguna de ellas (‘embanderadas’, según la jerga técnica del ramo). Estas estaciones se concentran en Lima, principalmente, y en otras ciudades importantes (Arequipa, Trujillo, Chiclayo, Piura).

Se estima que en los últimos años se han invertido más de US\$ 100 millones anuales en la construcción y/o modernización de estaciones de servicio, esperándose una cantidad similar en los próximos años (ver cuadro 6). Cabe señalar que, además de la comercialización de combustibles, en las nuevas estaciones de servicio existen ahora minimercados, establecimientos de comida rápida y farmacias, entre otros.

Cuadro 6
INVERSIONES EN ESTACIONES DE SERVICIO
(en US\$ millones)

	Número de Estaciones		Inversiones		
	1998	Proyectadas	Realizadas	1998	1998-2000
YPF	73	27	40	45	ND
Corpetrol (REPSOL)	70	130	70	nd	115
Mobil	150	ND	45	ND	ND
SHELL	200	20	100	25	ND
TEXACO	ND	160	50	ND	ND
Total	493	337	305	70	115

ND = No Disponible.

Fuente: Diario Gestión e información de las empresas.

Las nuevas inversiones han estado a cargo de empresas importantes a nivel internacional, como Shell, Mobil (estas dos empresas dominan el mercado nacional) y Texaco. Asimismo, Repsol (España) e YPF (Argentina), también han incursionado con fuerza en este sector en los últimos años.

A pesar del aumento de la competencia y de la reducción de los precios internacionales del petróleo, los precios de venta al consumidor no han disminuido. La libertad de fijación de precios ha llevado a que las empresas establezcan elevados márgenes de comercialización establecidos en las estaciones de servicio¹³.

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

Recuadro 3
LA INTEGRACIÓN VERTICAL DE REPSOL EN EL PERÚ

La empresa petrolera española REPSOL ha formado recientemente el “holding” **Sociedad Grupo REPSOL del Perú** para administrar el conjunto de sus negocios en el Perú (declaraciones de Joaquín Uris, Gerente General de la Empresa, Gestión, 6/1/1998). REPSOL se está integrando verticalmente en el Perú pues posee intereses la exploración y producción de petróleo, es propietaria de la Refinería La Pampilla así como de una cadena de estaciones de servicio a través de su subsidiaria CORPETROL. Adicionalmente, REPSOL es propietaria de la más grande compañía envasadora y distribuidora de gas, Solgas.

REPSOL está explorando petróleo “offshore” en el Lote Z-29 en la costa norte de Perú. Su compromiso de inversión es de US\$ 65 millones. En 1998, Repsol ha firmado dos nuevos contratos de exploración en los Lotes 35 y 33, con inversiones comprometidas de US\$ 33 y 37 millones, respectivamente. Cabe anotar que la unidad de exploración de REPSOL es una operación descentralizada y no forma parte directamente del “holding”.

En el campo de la refinación, REPSOL es propietaria del 55% del consorcio RELAPASA, en sociedad con YPF, MOBIL y tres compañías peruanas. El consorcio RELAPASA adquirió el 60% de las acciones de esta refinería, privatizada en 1996. La Pampilla es la primera refinería peruana con una capacidad de 102,000 barriles diarios. REPSOL es propietaria del 90% de las acciones de CORPETROL, empresa comercializadora de combustibles. CORPETROL tiene como meta tener 200 estaciones de servicio en el Perú.

A fines de 1996, REPSOL adquirió el 60% de las acciones de Solgas, por aproximadamente US\$ 58 millones. En 1997, REPSOL amplió su participación en esta compañía a 79%, debido al retiro de la firma chilena Modilinc (Lipigas)¹⁴. De esta manera, la participación de REPSOL en el mercado de distribución de GLP en Lima Metropolitana se ha incrementado, llegando al 53% (22% de Refinería La Pampilla y 31% de Solgas). También es importante destacar que en 1995, Solgas adquirió la segunda empresa distribuidora de gas de Lima (llamada Lima Gas, que tenía el 16% del mercado) (Macroconsult, 1997).

FACTURACIÓN E INVERSIÓN DE REPSOL

El grupo REPSOL facturó en 1997 alrededor de US\$ 851 millones en sus negocios de Refinería La Pampilla, Corpetrol y la Compañía Peruana de Gas (Solgas). Las ventas de Relapasa ascendieron en 1997 a US\$ 728 millones; Solgas tuvo ventas por un total de US\$ 78 millones y Corpetrol facturó US\$ 45 millones (Gestión, 23/2/98). Este nivel de ventas coloca al “holding” REPSOL entre las cinco primeras empresas del Perú, de acuerdo al ranking de ingresos.

En lo que concierne a las inversiones del “holding”, desde 1996 hasta diciembre de 1997, Repsol había invertido en Perú: US\$ 342 millones. De 1998 a 2006 se planea invertir US\$ 575,7 millones, de los cuales el 70% irá a La Pampilla (US\$ 402 millones), 20% a Corpetrol (US\$ 115 millones) y 10% a Solgas (US\$ 57 millones) (Gestión, 21/5/98).

De su lado, Solgas invertirá US\$ 6 millones en 1998. Se completarán las inversiones necesarias para la modernización y optimización de los sistemas de seguridad y control ambiental Asimismo, se pondrá en marcha la nueva planta de envasado de Ventanilla-Callao que con una capacidad de llenado de 2,500 balones por hora, será la más grande del país. Se contemplan inversiones adicionales de US\$ 4 millones para dos nuevas plantas de envasado: una en el norte, otra en el Sur.

Finalmente, Corpetrol invertirá entre US\$ 30 y 40 millones en la instalación de nuevas estaciones de servicio, dentro del plan quinquenal de contar con 200 estaciones de servicio; actualmente, Repsol tiene 70 estaciones de servicio.

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

V. LOS NUEVOS PROYECTOS DE GAS NATURAL

Las reservas de gas natural de Perú ascienden a 201 MMm³ ocupando el quinto lugar en cuanto a la distribución geográfica de las disponibilidades de América Latina, correspondiendo la mayor parte de dichas reservas al yacimiento de Camisea, en el Cuzco. Se estima, sin embargo, que las reservas de gas natural y condensados de Camisea podrían llegar a unos 340,000 Mmm³ (12 billones de pies cúbicos) y 650 MMB, respectivamente.

La producción de gas natural es muy pequeña. En 1997, la producción fiscalizada fue de 8,530 millones de pies cúbicos. Su participación en la oferta total de energía primaria representa sólo 1,4% frente a una contribución del petróleo que alcanza al 53% y a una participación de 28% y 11% respectivamente, de la leña y la hidroenergía.

Sin embargo, la producción de gas natural ha venido aumentando con la puesta en marcha de los campos de Aguaytía (ver acápite VII.1, a continuación). Así, en el periodo enero-agosto de 1998, la producción fiscalizada fue de 7,960 millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 50% con respecto a igual periodo de 1997.

La explotación del Gas de Camisea constituye una opción estratégica fundamental dentro de la política energética del Gobierno Peruano ya que permitiría aumentar de manera significativa las reservas de gas natural y de condensados, impulsando la reconversión energética hacia combustibles más limpios y la generación de divisas por las probables exportaciones.

1. El Proyecto Aguaytía

La explotación del gas natural de Aguaytía comenzó en 1998. Contempla la explotación de 6,314 Mmm³ (223,000 MM pies³) de reservas de gas natural. La producción diaria sería de 569 Mmm³ cúbicos (1,58 Mmm³ diarios), obteniéndose además, 4,000 barriles diarios de GLP. El gas natural será usado para operar dos centrales termoeléctricas: una en Pucallpa y la otra en Aguaytía, esta última, con capacidad de 140 MW. Habrá un enlace con el sistema eléctrico interconectado centro-norte (SICN), mediante la construcción de 400 Km. de líneas de transmisión de 220 KV. Se ha construido un gasoducto de 4 segmentos con una longitud total de 215 Km.

El consorcio está liderado por Maple Gas Corporation y lo componen también PanEnergy International Development Corporation, El Paso Energy International Company, Illinova Generating Company, Scudder Latin American Power Fund and Power Markets Development Company.

El costo total del proyecto fue de US\$ 252 millones. El BID otorgó un financiamiento de US\$ 60 millones en diciembre de 1996.

2. La explotación del Gas de Camisea

En 1984, la compañía SHELL descubrió reservas de gas natural y condensados en la región de Camisea, al sur-oriental del Perú (600 Kms al sur-este de Lima) que se estima ascienden a 340,000 Mmm³ (12 billones de pies cúbicos) y 650 MMB respectivamente.

La explotación de este recurso permitiría que el país modifique profundamente el actual patrón de producción y consumo de recursos energéticos. En efecto, la producción de gas natural abastecería de combustible a las centrales térmicas y, también, al petróleo diesel y residual que emplean las grandes industrias. De otro lado, la producción de los condensados y GLP otorgaría al país nuevamente su condición de autosuficiente en materia de producción de hidrocarburos y, además, permitiría un importante excedente de exportación. De otro lado, también se contempla la posibilidad de exportación de gas natural a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto en construcción Santa Cruz Sao Paulo.

2.1 Las negociaciones con SHELL y con el consorcio SHELL/MOBIL

En 1987-88, hubo negociaciones entre la SHELL y el gobierno, pero éstas fracasaron por discrepancias de índole técnica y política. En esa época se firmó un Acuerdo de Bases que estimó la inversión para el desarrollo de estas reservas en US\$ 2,500 millones.

En 1993, se reanudaron las negociaciones entre la SHELL y el gobierno peruano. En 1995, la compañía SHELL formó un consorcio con MOBIL para la explotación del gas de Camisea con participaciones del 57,5% y 42,5%, respectivamente.

La explotación de los yacimientos de Camisea es una de las prioridades del gobierno peruano, pues permitiría aumentar de manera significativa las reservas de hidrocarburos, la reconversión energética hacia combustibles más limpios y un aumento en la recaudación de divisas (en caso de exportación).

2.2 El contrato con SHELL/MOBIL

En mayo de 1996 se suscribió un contrato de licencia entre PERUPETRO y el consorcio SHELL/MOBIL, cuya duración era de 40 años. En este contrato el Estado se abstuvo de participar la inversión, dejando la ejecución en manos del consorcio. El contrato tiene tres etapas claramente delimitadas.

En la primera etapa, que tenía una duración de dos años, SHELL/MOBIL se comprometía a un programa mínimo de trabajo que comprendía la perforación de tres pozos exploratorios, el reprocesamiento de 250 Kms de líneas sísmicas y un estudio del mercado de Lima para gas natural para determinar la factibilidad de desarrollo de dicho mercado y la consiguiente construcción de dos ductos a la costa central: uno para el transporte del gas natural y otro para el

transporte de los condensados. Si SHELL/MOBIL consideraba que no existían condiciones para el transporte del gas a la costa central, entonces el contrato podía ser rescindido al final de la primera etapa.

Incluida en esta primera etapa del contrato estaba la opción de SHELL/MOBIL de contratar con un tercero la construcción, en Camisea, de una central térmica de 600 MW que se conectaría con las líneas de transmisión Centro-Norte y Sur. Vale la pena resaltar que el contrato de licencia establecía claramente que la construcción de la central no formaba parte del programa mínimo de trabajo de los primeros dos años. Si se consideraba que la construcción de la central no era viable, entonces SHELL/MOBIL notificaba ese hecho a PERUPETRO para que el contrato terminara automáticamente, sin más obligación que cumplir con el programa mínimo.

En setiembre de 1997, el consorcio SHELL/MOBIL desestimó la opción de construir la central térmica. Actualmente, el gobierno estudia, a través de ELECTROPERU, la construcción de una central de menor capacidad.

Podía suceder, también, que SHELL/MOBIL considerara que era rentable construir la central térmica, pero no construir los ductos para llevar el gas a la costa central (la segunda etapa). En ese caso, entraba en vigencia un **contrato de servicios** (ya no de licencia) por 40 años (pero que PERUPETRO podía dar por terminado en un período de 3 años, mientras buscaba un nuevo operador que quiera construir los ductos a Lima) para abastecer de gas a la central térmica. Este contrato de servicios se firmó al mismo tiempo que el contrato de licencia.

La segunda etapa, que tenía una duración de 4.5 años, comprendía el desarrollo de los yacimientos, la construcción de una Planta de Separación de Líquidos en Camisea y de los ductos a una zona de la costa central. Asimismo, se construiría en la zona central una Planta de Fraccionamiento y facilidades para el despacho de hidrocarburos.

En octubre de 1997, SHELL hizo llegar al gobierno el presupuesto de inversión de la segunda fase del proyecto, el mismo que ascendía a US\$ 2,476 millones (cuadro 7).

Cuadro 7
INVERSIÓN EN EL PROYECTO CAMISEA
(en US\$ millones)

Ducto de Líquidos	313
Ducto de Gas	499
Sub Total	812
Evaluación del Proyecto	149
Pozos y Plantas de Separación	976
Gastos Generales y Administrativos	182
Planta de Fraccionamiento en Lima	357
Sub Total	1664
TOTAL	2476

Fuente: Consorcio Shell/Mobil. Diario Gestión, 20/05/98.

Los estudios estimaban que el costo de producción del gas de Camisea sería de US\$ 6/barril, aproximadamente. A esto se le debía sumar el costo de transporte por los ductos, que podría alcanzar US\$ 3 a 4 por barril. En lo que respecta al costo del gas, de manera extraoficial, trascendió que el consorcio estimaba el costo en US\$ 2,50 por millón de BTU, puesto en el “city gate” en Lima.

El volumen de gas que conduciría el ducto dependería del mercado. Su capacidad sería de 500 millones de pies cúbicos diarios, aunque la demanda inicial detectada sólo alcanzaría a 150 millones de pies cúbicos diarios. El ducto de transporte de los condensados tendría una capacidad de alrededor de 70 MBD, de los cuales la mitad aproximadamente correspondería GLP y la otra mitad a condensados. Se estimó que la construcción de los ductos demandaría una inversión de US\$ 812 millones.

La tercera etapa, que comprendía el período desde el final de la segunda etapa, es decir, pasados los primeros seis años y medio, hasta cumplir el plazo de 40 años, era la etapa de explotación. La regalía que recibiría el Estado se determinó de acuerdo a un Factor "R" que relaciona los ingresos y egresos del contratista. El factor "R" aumenta en la medida que los ingresos superan a los egresos. La regalía promedio que recibiría el Estado durante la vigencia del contrato sería de 30%.

La inversión total en las tres etapas del contrato se estimaba en alrededor de US\$ 2,470 millones.

2.3 El retiro del consorcio SHELL/MOBIL

Pensamos que retiro del consorcio SHELL/MOBIL de Camisea fue producto del errado esquema conceptual adoptado hace dos años. En efecto, en mayo de 1996, poco antes de la privatización fragmentada de PETROPERU, se anunció que el Estado no invertiría en el desarrollo de Camisea y que éste sería desarrollado íntegramente por la empresa privada en el contexto del libre juego de la oferta y demanda en el mercado. Las negociaciones estaban avanzadas y Camisea sería “**el contrato del siglo**”.

Se desestimaron, por tanto, los puntos de vista de quienes afirmaban que la explotación del gas de Camisea era un objetivo estratégico, lo que implicaba que el Estado, a través de PETROPERU, forme una alianza estratégica con el consorcio SHELL/MOBIL, a fin de garantizar la explotación de este recurso.

La decisión del consorcio de retirarse se tomó después de intensas negociaciones entre las partes. El consorcio consideró que, en las actuales condiciones, el proyecto de Camisea otorgaba una rentabilidad del 8,4% para la inversión, la cual no era aceptable para el consorcio pues no le permitiría la recuperación de la inversión en los plazos deseados. La inversión se estimó inicialmente en US\$ 2,470 millones. En los últimos días de la negociación el consorcio comunicó al gobierno que la inversión aumentaría sustancialmente, mencionando un monto de US\$ 4,000 millones.

2.4 Los incentivos adicionales para SHELL/MOBIL

Para llevar adelante el proyecto, el consorcio exigía al gobierno la promulgación de incentivos adicionales que permitieran elevar la rentabilidad del proyecto. Estos incentivos se sumarían a aquellos que le fueron otorgados al consorcio en abril de 1996 mediante el DL 818, en el cual el gobierno autorizó la recuperación anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) en la fase de exploración, así como el fraccionamiento del pago de aranceles para los activos importados en esta fase.¹⁵

Los incentivos adicionales demandados por el consorcio estaban relacionados con la aceptación gubernamental de un precio para el gas natural que no se ajustaba a lo establecido en el contrato; la participación en la distribución del gas en Lima; la posibilidad de exportar gas a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto Santa Cruz - Sao Paulo; y la participación en la fase de distribución del gas natural en Lima, lo que le hubiera significado la integración vertical para el consorcio, lo que no estaba estipulado en el proyecto.

El gobierno optó por no dar los incentivos adicionales pues consideró que no se ajustaban a los términos del contrato firmado en 1996. De su lado, el consorcio optó por retirarse del proyecto considerando que la baja rentabilidad no justificaba la inversión a realizarse. A través del libre juego de la oferta y la demanda del mercado, entonces, se canceló el contrato de 1996.

Cabe señalar que no hemos podido conocer el estudio de factibilidad del consorcio SHELL/MOBIL y, por tanto, las razones técnicas y económicas que determinan una rentabilidad de 8,4% para el proyecto de Camisea, tal como éste iba a ser desarrollado por el consorcio. Es de la más alta importancia conocer este estudio de factibilidad, pues constituye la base que permitirá nuevas negociaciones en el futuro, ya sea con SHELL/MOBIL o con otras compañías.

2.4.1 La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y las tarifas de gas natural

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que el precio de la energía que compran los generadores de energía eléctrica tiene un componente de costos variables y un componente de costos fijos. En el caso de que las empresas generadoras compren petróleo diesel, petróleo residual ó carbón, por ejemplo, el valor total de estos combustibles será considerado como un costo variable.

No sucede lo mismo con el precio del gas natural, pues sólo se considera como costo variable el precio del gas natural en “boca de pozo”, es decir, en Camisea. El peaje del ducto de transporte de Camisea a Lima es considerado como un costo fijo de la empresa generadora y no se incorpora en el costo variable de la producción de electricidad¹⁶.

Esta metodología para fijar el precio del gas natural desfavorece al gas natural sobre los otros combustibles, pues, al no considerarlo como un costo variable, no permite que las empresas generadoras deduzcan el 100% del peaje del ducto. Esto significa que las empresas generadoras tendrían que “financiar” con su propia caja el pago del peaje, es decir, la recuperación de la inversión para construir los ductos a efectuarse por el consorcio SHELL/MOBIL.

Para tratar de solucionar ese problema, el consorcio propuso que el precio del gas natural no se fijara en “boca de pozo”, sino en el “city gate” de Lima. De esa manera, el precio en el “city gate” ya tendría incorporado el peaje del ducto.

El gobierno no aceptó este planteamiento del consorcio pues ello significaba que no solo tenía que modificarse la Ley de 1992, sino también, todo el esquema de fijación de precios de la energía eléctrica en el Perú.

2.4.2 El problema de la integración vertical

El contrato con el consorcio SHELL/MOBIL preveía la integración de las fases de explotación y transporte, pero se excluía la fase de distribución del gas natural en Lima. Sin embargo, en los últimos meses, el consorcio planteó que debía participar en la fase de distribución, aunque sólo fuera de manera temporal (uno o dos años), para tener la seguridad, de un lado, de la calidad de las inversiones y, de otro, que las inversiones en los ductos de distribución estuvieran terminadas para el momento en que el gas natural llegara a las costas de Lima.

El gobierno no aceptó este planteamiento, que significaba la integración vertical del proyecto. Se afirma que la razón principal fue que el gobierno no quería todas las fases del proyecto estuvieran en manos del consorcio, pues eso daría al consorcio un fuerte poder de negociación que podría debilitar la posición del gobierno en el futuro¹⁷.

2.4.3 La exportación del gas natural a Brasil

Como el mercado peruano de gas natural aún no existe, el consorcio SHELL/MOBIL planteó la necesidad de negociar la exportación del gas natural a Brasil, conectándose con el gasoducto Santa Cruz/Sao Paulo, que debe terminarse a mediados de 1999.1

El gobierno planteó negociar esta posibilidad inmediatamente después de que el consorcio acepte pasar a la segunda fase del contrato, mientras que el consorcio deseaba que esto se hiciera antes de ese momento.

No hubo acuerdo sobre este punto. Vale la pena resaltar, sin embargo, que los puntos principales de desacuerdo fueron los dos anteriores.

2.5 Marco conceptual de las negociaciones

Lo que fracasó no fue solamente una negociación determinada entre el gobierno y el consorcio SHELL/MOBIL. Ha fracasado el marco conceptual que estableció las líneas maestras del contrato. Se pensó que el libre juego de la oferta y la demanda en un contexto de libre mercado era suficiente para garantizar la explotación del gas natural. Y no ha sido así, porque cuando no existen mercados, hay que crearlos. No crecen solos, sino que necesitan el apoyo del Estado a través de una política sectorial que establezca el interés nacional para la explotación de ese recurso. Evidentemente, en ese marco, sí es posible otorgar incentivos específicos, no a una empresa privada, sino a un proyecto nacional que redundará en el bienestar general del conjunto del país.

En ese caso, la menor rentabilidad de mercado del proyecto pudo haber sido compensada con inversión estatal para el desarrollo de esta industria naciente, la cual podía provenir, perfectamente, de las utilidades de la Refinería Talara de PETROPERU e, incluso, del 30% del paquete accionario que aún mantiene en la Refinería La Pampilla. Cabe señalar que estas utilidades ascienden a más de US\$ 100 millones anuales en la actualidad.

Dicho sea de paso, esa es la política que se sigue en Colombia, con el Plan de Masificación del Consumo de Gas Natural (donde la empresa estatal ECOPETROL es la encargada de promover la inversión privada para el desarrollo del gas natural) o de las inversiones para la construcción del ducto de gas natural que unirá Santa Cruz (Bolivia) con Sao Paulo (Brasil) a fines de 1999, en el cual participan las estatales YPFB (Bolivia) y PETROBRAS con empresas petroleras extranjeras, entre las cuales se encuentra la empresa norteamericana Enron y la propia SHELL.

Un esquema de este tipo, hubiera sido tal vez más factible. En cambio, el esquema utilizado ha llevado a un impasse. Con lo cual, no solamente deja de explotarse el recurso, sino que la crítica situación del déficit de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos, que se pensaba al menos paliar con la entrada en producción de Camisea, se agrava de manera preocupante.

De aquí la importancia, también, de establecer una clara política de uso eficiente de la energía.

2.6 Consideraciones específicas

- Parece correcto que no se hayan otorgado mayores incentivos a SHELL/MOBIL. La satisfacción de los pedidos del consorcio hubiera generado un efecto demostración en otras actividades y obligado a un replanteamiento de la política fiscal.

Ello no obstante, lo que se critica es que se haya decidido por una sola o modelo de contrato, el mismo que a la postre desembocó en un fracaso. Y no puede decirse que el mejor contrato es el que no se firma.

- Es importante destacar, asimismo, que la teoría económica ortodoxa admite la vigencia de las llamadas “industrias nacientes” y el hecho que puede existir apoyo estatal para su desarrollo, siempre que éste sea limitado y que tenga un carácter transparente¹⁸. Por lo tanto, no había ninguna razón teórica (y menos, práctica y/o técnica) para que el Estado no pudiera haber intervenido en el desarrollo de este proyecto. Dados los problemas actuales parece que podría estudiarse una opción distinta que podría incluir la intervención del Estado en algunas etapas del proyecto, principalmente en la distribución.

- No está claro por qué el planteamiento de proceder a la explotación fragmentada del yacimiento (explotación, transporte por ductos, distribución en Lima y venta de gas para generación de energía eléctrica) podría ser más rentable, cuando el esquema de SHELL/MOBIL, que consistía en una integración vertical casi completa (faltándole la distribución), no lo era. A

menos que se esté pensando en una disminución de los estándares técnicos, ambientales y de relación con las comunidades de la zona, lo cual no sería aconsejable.

En un esquema de explotación fragmentada, todos los operadores querrán tener una cuota de beneficio que permita hacer rentable cada actividad. Lo que quiere decir que habría que encontrar rentabilidad, ya no para una empresa, sino para las 4 empresas que se adjudiquen cada una de las fases del proyecto.

Es por eso, justamente, que la industria petrolera se caracteriza por la integración vertical, algo que las propias empresas resaltan en su publicidad, sabiendo que esta característica es muy apreciada por los inversionistas.

- La nueva negociación debería tener en cuenta la necesaria integración vertical del proyecto para que se proceda a la explotación integral del recurso. La ejecución por partes, o la explotación inicial de sólo uno de los componentes del proyecto (por ejemplo, los condensados del yacimiento), no es, a nuestro juicio, recomendable.

En esa nueva negociación, el Estado, a través de PETROPERU, debería formar una alianza estratégica con los inversionistas extranjeros (lo que no excluye una nueva negociación con el consorcio SHELL/MOBIL) que se interesen en la explotación del gas de Camisea.

VI. LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS PETROLERAS DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN

La rentabilidad de las empresas petroleras ha variado a través del tiempo. En los años 80 se consideraba que una rentabilidad adecuada para las actividades de explotación de petróleo debiera producir un retorno de la inversión de, por lo menos, el 20% (Naciones Unidas, 1982). La baja de los precios del petróleo en el mercado internacional en los últimos años, que acabamos de analizar, determinó una disminución de esta tasa de rentabilidad. Sin embargo, las innovaciones tecnológicas de la industria, así como las mejoras en la organización industrial y alianzas estratégicas entre empresas, han devuelto a la industria petrolera una parte importante de esta rentabilidad. Si bien no existen cifras concluyentes al respecto, puede estimarse que una rentabilidad adecuada se sitúa en niveles cercanos al 13% (ver Recuadro No.4).

El análisis de rentabilidad de las empresas petroleras en el Perú presenta varios problemas. El primero está relacionado con el escaso tiempo transcurrido desde la privatización de las empresas más importantes (II Semestre de 1996), lo que impide una evaluación del comportamiento de la rentabilidad en periodos prolongados. Esto es particularmente relevante en una industria “tomadora de precios internacionales” como el petróleo. El segundo tiene que ver con el hecho que ninguna de las empresas petroleras cotiza en la Bolsa de Valores de Lima, con lo cual se dificulta la obtención de la información financiera necesaria para los cálculos correspondientes. Debe resaltarse que la fuente oficial de información, la CONASEV (Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores), proporciona información con retrasos superiores a los 10 a 12 meses.

1. La rentabilidad de las empresas petroleras

La rentabilidad de las empresas petroleras ha disminuido como consecuencia de la reducción de los precios del petróleo durante 1997¹⁹. Así, para los años 1996 a 1997, la reducción del indicador Utilidad Neta/Patrimonio de las principales empresas productoras de petróleo en Perú disminuyó en cerca del 50%, pasando de 43 a 22%. Las empresas que sufrieron las reducciones más importantes fueron SAPET y Petrotech (ver cuadro 8).

Lo mismo sucede con el indicador de Utilidad Neta/Ingresos, donde también se aprecia una reducción del 50%. Las caídas más importantes corresponden a Occidental Peruana y Petrotech, seguidas del consorcio liderado por Pluspetrol en el Lote 8.

Recuadro 4
EL ESCENARIO INTERNACIONAL DE PRODUCCIÓN, CONSUMO Y PRECIOS

La producción de petróleo, dentro y fuera de la OPEP, ha venido aumentando en los últimos años, a tal ritmo que ha sobrepasado ampliamente el relativo estancamiento del consumo, el mismo que tuvo una disminución adicional debido a la crisis del Sudeste Asiático, región que tenía las más altas tasas de crecimiento en el consumo en la última década²⁰. La sobreoferta de petróleo provocó la caída espectacular de los precios en 1997: a principios de año, el crudo Brent se cotizaba a US\$ 24/barril, disminuyendo a US\$ 17,31/barril al final del año. En 1998 los precios se desplomaron y, en marzo, el crudo Brent había descendido a US\$ 13/barril.

A partir de ese momento y, debido en parte a los límites de producción impuestos por los acuerdos de reducción de petróleo de México, Venezuela y Arabia Saudita, hasta en dos oportunidades, los precios comenzaron a repuntar llegando en mayo el crudo Brent a US\$ 14,12/barril. Sin embargo, los acuerdos mencionados no parecen haber tenido efectos de larga duración, pues a mediados de agosto, el precio del crudo Brent ha vuelto a descender a US\$ 12,10/barril.

Los pronósticos para los próximos años no prevén aumentos importantes. Así, por ejemplo el International Energy Outlook 1998 (IEO), del Departamento de Energía de Estados Unidos, pronostica que en el año 2000 el precio del barril, en dólares de 1996, será de US\$ 19,1 y US\$ 14,5 para sus escenarios de referencia y bajo, respectivamente. Las mismas cifras, con muy pequeñas variaciones, se consignan para la evolución de los precios hasta el 2020.

Este fuerte descenso de los precios en términos reales y su estabilidad en esos niveles desde 1986 - aunque con fluctuaciones - tienen causas estructurales que han sido ampliamente analizadas. Entre ellas: la sobreoferta de petróleo en el mercado mundial; el descubrimiento de reservas en países no OPEP, como Inglaterra, Noruega y México; las innovaciones tecnológicas y las reestructuraciones en la organización de las empresas²¹; la disminución en la intensidad energética; la reducción del crecimiento de la demanda debido al ahorro y sustitución de petróleo (por gas natural, principalmente), entre otros factores. A esto se unen factores más coyunturales o recientes, como la posibilidad de entrada en producción plena de Irak y, más adelante, de los campos petroleros de la ex-Unión Soviética y la firma del Protocolo de Kioto²².

Los pronósticos del IEO también indican que la OPEP aumentaría su participación en el mercado mundial de petróleo, pasando del 39% de 1996 a 52% en el año 2020 y que el mayor aumento del consumo se daría en los países del sudeste asiático. Con respecto a la demanda de petróleo, el IEO pronostica que en América Latina la demanda se duplicara entre 1995 y 2020, con una tasa de crecimiento del 4,3% anual, largamente superior a la de los países industrializados (1,1%) y muy cercana a la de los países del Sudeste Asiático.

Para el IEO, la producción de gas natural se duplicaría para poder satisfacer el incremento en el consumo, el mismo que llegaría a 172 billones de pies cúbicos en el 2020, superando al carbón en el 2005 (en el 2020, su demanda sería 11% superior a la del carbón). La mayor parte del incremento en el uso del gas natural se debería a su uso para generación de energía, sobretudo en los países industrializados. Se afirma, también, que la demanda de gas natural aumentaría rápidamente los países en desarrollo. En América del Sur y América Central, por ejemplo, el consumo crecería a una tasa del 7% anual entre 1995 y 2020. Habría un rápido avance en la puesta en marcha del desarrollo de la infraestructura que se necesita para la entrega del gas natural a los consumidores industriales y para las centrales de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

En el caso de la refinería La Pampilla, su rentabilidad ha aumentado en el primer año completo de operación (1997) después de la privatización, pasando de 3,8 a 28,2%. Lo mismo

sucede con el indicador de Utilidad Neta/Ingresos. La explicación de este considerable aumento necesita de una explicación más detallada, que realizamos a continuación.

Cuadro 8
RENTABILIDAD DE EMPRESAS PETROLERAS
(en US\$ millones)

Productoras	Utilidad Neta/Patrimonio		Unidad Nata/Ingresos	
	1996	1997	1996	1997
Occidental Peruana	55,9%	23,6%	25,0%	10,2%
Petrotech	52,3%	8,5%	16,5%	3,3%
Lote 8:	35,8%	29,2%	30,2%	20,8%
-Pluspetrol	100,0%	100,0%	31,8%	31,8%
-Daewoo	14,8%	9,5%	27,4%	9,3%
-Korea Petroleum (1)	14,8%	14,4%	27,3%	14,3%
-Yukong	nd	14,2%	nd	14,4%
Sapet	480,2%	118,5%	11,8%	9,0%
Pérez Compañía del Perú (1)	-0,4%	14,8%	-2,8%	5,1%
Sub Total	43,0%	22,2%	22,7%	10,1%
Refinería La Pampilla	3,8%	28,2%	3,8%	6,9%

Fuente: Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores.

2. La rentabilidad de la Refinería La Pampilla

En lo que concierne a la rentabilidad de las refinerías de petróleo, el margen de refinación en los países industrializados es muy sensible a la dotación tecnológica de la refinería, a las variaciones en la demanda ocasionados por problemas estacionales, así como a la variación de los precios internacionales²³. Se considera, sin embargo, que márgenes de refinación que oscilan entre US\$ 1 y US\$ 2,50 por cada barril de petróleo refinado proporcionan valores medios de rentabilidad (Energy Detente Refining Netback Data, 1997).

En el caso peruano, hasta 1990, las refinerías de PETROPERU generaban pérdidas debido a que vendían los derivados del petróleo a un precio inferior al costo del petróleo crudo, sobretudo en lo relacionado al crudo importado, pues el crudo producido por la propia empresa era valorizado al costo de producción, que fluctuaba alrededor de los US\$ 5 a US\$ 8 por barril (ver más adelante).

2.1 El incremento de los márgenes de refinación

Uno de los cambios que operó el Plan de Transformación de PETROPERU de 1992 fue el de establecer precios de transferencia entre sus unidades operativas, ajustados a los costos de oportunidad del mercado para cada uno de los productos en cada eslabón de la cadena. En esta época se alcanzó un margen de refinación positivo, que en su versión neta fue de US\$ 1,0 por barril. El alza de los precios de los derivados en el mercado interno, después de la privatización, hace presumir que estos márgenes han aumentado de manera importante²⁴.

Esto se corrobora con la información proporcionada por REPSOL en sus Estados Financieros al IV Trimestre de 1997, donde se indica que, en el IV trimestre de 1996, el margen de refinación de La Pampilla era de US\$ 1,88 por barril. Al IV trimestre de 1997, este margen se ha incrementado en 165%, llegando a niveles cercanos a los US\$ 5/barril. En España, el margen

de refinación en ese mismo periodo se ha mantenido en niveles cercanos a US\$ 2,49/barril (REPSOL, Avance de Resultados al IV Trimestre de 1997).

2.2 La evolución de los precios en el mercado interno

De acuerdo al criterio definido por el gobierno para proceder a la segunda fase de la privatización, los precios en el mercado interno debían situarse al nivel de los precios internacionales. Sin embargo, la mayoría de los precios se encontraban retrasados, situación comenzó a corregirse desde 1992-93, cuando PETROPERU comenzó a elevar los precios en el mercado interno, para adecuarlos a los precios internacionales²⁵.

Como puede apreciarse en el cuadro 9, el incremento de precios entre abril y octubre de 1996 (es en agosto que el consorcio RELAPASA asume efectivamente el control de la Refinería La Pampilla), los precios de la mayoría de los productos tienen incrementos del orden del 12 al 20%, el mismo que es atribuible al aumento del precio internacional en ese periodo²⁶.

Cuadro 9
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES
(en dólares/galón)

Mes/Año	GLP	G97	G95	G90	G84	Kero	D2	R6	R500
Jun-95	0,63	0,72	0,70	0,65	0,59	0,64	0,61	0,31	0,26
Abr-96	0,61	0,70	0,68	0,63	0,57	0,61	0,59	0,30	0,25
Oct-96	0,56	0,84	0,79	0,71	0,67	0,71	0,73	0,47	0,46
Mar-97	0,66	0,84	0,77	0,69	0,66	0,72	0,78	0,46	0,44
Ago-97	0,64	0,86	0,79	0,71	0,66	0,72	0,74	0,49	0,48
Dic-97		0,83	0,76	0,69	0,65	0,69	0,72	0,48	0,47
Variación Oct-96/Abr 96	0,93%	1,20%	1,16%	1,12%	1,17%	1,16%	1,23%	1,58%	1,82%
Variación Dic 97/Oct 96	1,13%	1,00%	0,97%	0,98%	0,97%	0,97%	0,99%	1,01%	1,02%

Nota: Se ha utilizado el Tipo de Cambio promedio del mes correspondiente.

Fuente: MACROCONSULT (1997).

Los incrementos del Petróleo Industrial 6 y del Residual 500, para el mismo periodo, son mucho mayores: 58% en el caso del Residual 6 y 82% para el Residual 500. En este caso, lo que se aprecia es que RELAPASA corrigió rápidamente el atraso existente, elevando los precios al nivel de la paridad de importación²⁷.

Después de la privatización, los precios de los combustibles en el mercado interno se han mantenido relativamente estables. En efecto, los incrementos de los precios han tenido sólo pequeñas variaciones en el periodo comprendido entre octubre de 1996 y diciembre de 1997.

Esta estabilidad de los precios de la Refinería La Pampilla se ha mantenido, sin embargo, en enero y febrero de 1998, cuando los precios internacionales del petróleo crudo descendieron en un 30%, aproximadamente²⁸. No ha sucedido lo mismo, sin embargo, con los precios de la Refinería Talara, los mismos que han descendido en dos oportunidades desde diciembre de 1997.

La explicación es la siguiente: la disminución de los precios de la Refinería Talara incide con poca fuerza en los precios de La Pampilla, puesto que la producción de ambas refinerías es

complementaria (cuadro 10). Además, los mercados son segmentados: Talara abastece al norte, sur y parte del centro del país; La Pampilla cubre sobretodo la demanda de Lima (cerca del 50% de la demanda total) y parte de la demanda en el sur del país.

Cuadro 10
PRODUCCION DE REFINERIAS Y CONSUMO DE DERIVADOS, POR PRODUCTO
 (en miles de barriles y porcentajes)
 (Enero-Diciembre 1997)

Producto	La Pampilla	Talara	Consumo	% Pampilla	% Talara	
	1	2	3	4=1/3	5=2/3	6=4+5
GLP	684,5	1644,3	3414,3	20,0%	48,2%	68,2%
Gasolina 84	2223,1	3830,4	6401,8	34,7%	59,8%	94,6%
Gasolina 90	1290,0	822,4	2199,1	58,7%	37,4%	96,1%
Gasolina 95	192,3	428,8	611,0	31,5%	70,2%	101,7%
Gasolina 97	649,4	57,7	945,6	68,7%	6,1%	74,8%
Turbo A-1	1612,5	897,8	3398,2	47,5	26,4	73,9
Kerosene	1525,5	3191,9	5039,0	30,3%	63,3%	93,6%
Diesel 2	8221,4	5497,4	20577,0	40,0%	26,7%	66,7%
Petróleo Industrial	2149,6	1681,0	3057,0	70,3%	55,0%	125,3%
Residual 500	11596,1	777,8	6535,1	177,4%	11,9%	189,3%
Otros (1)	307,3	2128,0	1336,5	23,0%	159,2%	182,2%
Total	30451,7	20957,6	55513,63	54,9%	37,8%	92,6%

Memorándum:

Producción de petróleo en 1997: 43,2 millones de barriles

(1) El rubro Otros incluye aceites, grasas, bases asfálticas.

Fuete: Ministerio de Energía y Minas.

VII. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se han analizado las inversiones petroleras en el Perú en el periodo 1970-1997 y su probable evolución hasta el año 2000. Los hallazgos y conclusiones más importantes son las siguientes;

Hasta mediados de la década del 80, el Perú fue un país autosuficiente en materia petrolera con saldos exportables que, si bien no eran tan importantes como los de otros países de la Región, permitieron un importante ingreso de divisas, llegando éstas a representar, en 1980, el 25% del total de las exportaciones. Asimismo, los impuestos provenientes de las actividades petroleras y a los combustibles financiaron entre el 20 y el 30% del Presupuesto de la República en la década del 80.

En la década del 70, fueron muy importantes las inversiones de PETROPERU, las mismas que alcanzaron el 1,34% del PBI, en promedio, mientras que las inversiones de empresas extranjeras representaron el 0,47% del PBI. Sin embargo, en el periodo 1986-90 comenzó el declive de las inversiones en el sector petrolero, tanto PETROPERU como de las empresas privadas: 0,33 y 0,14 % del PBI, respectivamente.

Así, el superávit petrolero se deterioró en la segunda mitad de la década del 80, resultando en una continua baja de las reservas y de la producción. Actualmente, la producción nacional (118 MBD) no cubre el consumo interno (150 MBD en 1997). Así, el superávit de la balanza comercial petrolera, que fue de US\$ 538 millones en 1985, se ha convertido en un déficit que va en aumento, llegando a US\$ 450 millones en 1997.

El gobierno emprendió una reforma institucional del sector petrolero desde 1991, la misma que culminó en 1993 con la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos. Esta Ley ha producido modificaciones tanto en la fase de exploración y producción (“upstream”) como en la refinación, transporte, distribución y comercialización del petróleo y gas natural. En general, la orientación de las modificaciones legales se ha orientado al otorgamiento de incentivos a la inversión extranjera, tendencia que, dicho sea de paso, se ha producido en caso toda América Latina. Se ha modificado también la modalidad de fijación de los precios internos de los derivados del petróleo, fijándose ahora de acuerdo a los precios internacionales. Esta política ha mejorado significativamente los ingresos de las empresas petroleras en general.

Las inversiones en el sector petrolero han vuelto a repuntar después del cambio del régimen legal e institucional de 1993 (Ley 26221) y de la puesta en marcha del proceso de privatización, en los

años 1992-93. Los contratos con empresas extranjeras para la exploración petrolera han aumentado significativamente desde 1993, habiéndose suscrito hasta la fecha 37 contratos con inversiones comprometidas que superan los US\$ 1,300 millones. No obstante ello, la mayoría de las inversiones recién comenzarán a realizarse en 1998, por lo que el impacto de ésta todavía no puede ser apreciado. De otro lado, cabe resaltar que las inversiones realizadas hasta la fecha no se ha descubierto petróleo.

La privatización ha tenido dos etapas. En la primera, 1992-1993, se privatizaron las estaciones de servicio, la empresa naviera, la compañía comercializadora de gas y uno de los lotes productores de PETROPERU (Petromar, en la Selva Norte). Los ingresos obtenidos llegaron a US\$ 81 millones. Los resultados de la privatización son negativos en algunos casos (baja en la producción de Petromar, desaparición de la empresa naviera; mayor concentración en el mercado de GLP de Lima), pudiendo apreciarse una importante inversión en la modernización de plantas de GLP así como en la construcción de estaciones de servicio, las mismas que, sin embargo, mantienen márgenes de comercialización bastante altos (20 a 25%), en comparación a los de otros países de América Latina.

En 1996-97 se llevaron a cabo privatizaciones de importantes activos de PETROPERU: se vendieron los dos lotes productores (el Lote 8/8x en la Selva Norte y el Lote X/XI en Talara; cabe anotar que en años anteriores se habían transferido al sector privado una serie de pequeños campos de PETROPERU en la zona de Talara). Así, PETROPERU se ha retirado completamente de la actividad de explotación (así como de la exploración) de petróleo en el Perú. A mediados de 1996 se privatizó la refinería más importante del país, La Pampilla, a un consorcio liderado por REPSOL (España), con participaciones menores de YPF (Argentina), MOBIL (EU) y empresas peruanas. En este lapso, REPSOL ha efectuado algunas inversiones de menor importancia en La Pampilla.

El nuevo régimen de libertad de precios de los derivados del petróleo, fijado por la Ley 26221, ha dado como resultado importantes aumentos de los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno, que ahora se rigen por los precios internacionales. Cabe resaltar, sin embargo, que cuando los precios internacionales descendieron (enero, febrero de 1998), no sucedió lo mismo con los precios internacionales.

La venta fragmentada de PETROPERU ha terminado con la integración vertical de la industria petrolera en el Perú, característica general de la industria petrolera a nivel mundial. No obstante ello, se constata que la empresa REPSOL ha comenzado un proceso de integración vertical en la industria petrolera (posee acciones PLUSPETROL, propietario del Lote 8 y en La Pampilla) y en el mercado de gas (debido a su producción de GLP en la Pampilla y a la compra de SOLGAS, compañía comercializadora de gas que fue propiedad de PETROPERU).

La rentabilidad alcanzada por las empresas petroleras en el país se comporta de manera adecuada a las rentabilidades generalmente aceptadas a nivel internacional. Cabe señalar, sin embargo, que en esta coyuntura de bajos precios del petróleo, la rentabilidad de la industria de extracción de petróleo se ha visto seriamente afectada, lo que también ha incidido en los lotes productores de Talara y la selva peruana. No ha sucedido lo mismo con los márgenes de refinación de La Pampilla, los mismos que duplican la rentabilidad de industrias similares del mercado internacional.

La explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea permitiría que el país modifique profundamente el actual patrón de producción y consumo de recursos energéticos. En efecto, la producción de gas natural abastecería de combustible a las centrales térmicas y, también, al petróleo diesel y residual que emplean las grandes industrias. De otro lado, la producción de los condensados y GLP otorgaría al país nuevamente su condición de autosuficiente en materia de producción de hidrocarburos y, además, permitiría un importante excedente de exportación.

En mayo de 1996 el gobierno peruano firmó un contrato con el consorcio SHELL/MOBIL para el desarrollo del este yacimiento, por un monto de US\$ 2,500 millones. Para que se materialice la inversión el gobierno peruano otorgó al consorcio, mediante el DL 818 de abril de 1996, una serie de incentivos que permitían incrementar la rentabilidad del proyecto (devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas; fraccionamiento en el pago de aranceles, etc.).

Sin embargo, en julio de 1998 el consorcio afirmó que no seguiría adelante con el proyecto, produciéndose la rescisión del contrato. El motivo del retiro, según el consorcio, fue que el proyecto no era rentable. El alejamiento del consorcio SHELL/MOBIL ha sido producto de varios factores coincidentes: la no existencia de un mercado de gas natural en el Perú, lo que planteaba la necesidad de crear las condiciones que permitan su desarrollo; discrepancias entre el gobierno y el consorcio sobre el precio del gas natural para la producción de energía eléctrica; la integración vertical del proyecto (explotación, transporte y distribución) deseada por el consorcio y no contemplada en el proyecto, por lo que fue rechazada por el gobierno.

A todo lo anterior se suma el errado esquema conceptual en la propia formulación del contrato de 1996: se planteó que el Estado no invertiría en el desarrollo de Camisea y que éste sería desarrollado íntegramente por la empresa privada en el contexto del libre juego de la oferta y demanda en el mercado. Puede decirse que, en esas condiciones, el desarrollo del yacimiento no será factible, resultando necesario algún tipo de intervención estatal, debido al carácter de industria naciente del mercado de gas natural. Actualmente, el gobierno peruano está dictando los dispositivos legales que permitan una nueva negociación del proyecto con otras compañías, lo que no excluye a SHELL ni a MOBIL.

Puede afirmarse, finalmente, que el Estado peruano ha jugado un papel importante en los cambios estructurales producidos en el sector petrolero peruano, mediante la promulgación de reformas legales y garantías especiales para la inversión extranjera. Asimismo, el proceso de privatización ha propiciado la intervención de empresas privadas, extranjeras y nacionales, en actividades que, anteriormente, estaban reservadas a la actividad empresarial del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

- APOYO CONSULTORÍA S.A., *Informe sobre el sector petrolero*, varios años, Lima.
- Banco Central de Reserva, *Memoria Anual*, varios años, Lima.
- Bolsa de Valores de Lima, *Vademécum Bursátil*, varios años, Lima.
- Booz-Allen & Hamilton (1993a), "Privatización del sector de hidrocarburos en Perú, Reporte de Avance", *PETROPERU*, Lima, abril.
- _____ (1993b), "El proceso de privatización en el Perú", *PETROPERU*, Lima.
- Campodónico, Humberto (1986), "La política petrolera 1970-1985: El Estado, las contratistas y PETROPERU", *Ediciones DESCO*, Lima.
- _____ (1996), "El ajuste petrolero: Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000", *Ediciones DESCO*, Lima.
- _____ (1998a), "El régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los 90", *Cuadernos de la CEPAL No. 84*, Santiago.
- _____ (1998b), "La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina", *Serie Medio Ambiente y Desarrollo No.9*, CEPAL, Santiago.
- Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI (1997), "Avances de la privatización", Lima, noviembre.
- Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores – CONASEV, *Las primeras 1.000 empresas del Perú*, varios años, Lima.
- Departamento de Energía de Estados Unidos (1998), "International Energy Outlook", Washington, D.C.
- Energy Detente Refining Netback Data (1997), "Informe Mensual".
- Gas Matters (1998), "Cold Comfort for Peru as Shell Walks Away from Camisea", Londres, julio.
- Krugman, Paul y Maurice Obstfeld (1991), "Economía Internacional", McGraw-Hill, Madrid.
- MACROCONSULT SA (1997), "Análisis del mercado de combustibles de uso industrial", Lima, noviembre.
- Manco Zaconetti, Jorge (1996), "PETROPERU. Empezó el remate", *Actualidad Económica del Perú No.173*, Lima, junio.

- _____ (1996), “Se venden los Lotes X/XI por US\$ 202 millones”, *Actualidad Económica del Perú No.178*, Lima, noviembre/diciembre.
- Ministerio de Energía y Minas (1989), “Anuario Estadístico de Hidrocarburos 1986-1988”, Lima.
- Naciones Unidas (1982), “Alternative arrangements for petroleum development”, Nueva York.
- _____ (1983), “Transnational Corporations in World Development”, Nueva York.
- Oil & Gas Journal, semanal, varios números.
- PERUPETRO, *Informe mensual de actividades*, varios números, Lima.
- PETROPERU, *Memoria Anual*, varios años.
- _____ (1996), “PETROPERU en cifras 1995”, Lima.
- REPSOL (1997), *Avance de Resultados al IV Trimestre*, publicación anual, Madrid.
- Roca, Santiago (1997), “Perú: Destino de Inversiones 1997-1998”, *ESAN*, Lima.
- Sánchez Albavera, Fernando (1992), “Las cartas sobre la mesa”, *Ediciones DESCO*, Lima.
- Sociedad Nacional de Minería y Petróleo (1997), “Manual de legislación peruana de hidrocarburos”, Lima.
- Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, *Informativo Mensual*, varios números, Lima.

ANEXOS

Anexo 1
PERÚ:
FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL DE PETROPERU
(en porcentaje del PIB)

Empresas	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Petroperú	0,29	0,43	0,45	1,12	1,93	3,43	3,24	1,49	0,66	0,31	0,25	0,56	0,85
Otras Emp. Públicas	1,31	1,02	1,24	1,75	3,02	2,37	1,97	2,13	2,17	1,94	2,30	2,77	4,03
Total Emp. Públicas	1,60	1,45	1,68	2,87	4,95	5,79	5,21	3,62	2,83	2,25	2,55	3,33	4,88
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Petroperú	0,70	0,79	0,72	0,53	0,27	0,34	0,36	0,17	0,08	0,09	0,15	0,14	0,13
Otras	4,55	3,58	2,48	1,60	1,53	1,45	1,17	0,95	0,65	0,68	0,64	0,39	0,33
Total Emp. Públicas	5,26	4,37	3,20	2,13	1,80	1,78	1,53	1,12	0,73	0,77	0,79	0,53	0,46

Fuente: memorias BCR, varios años.

Anexo 2
INDICADORES ECONÓMICOS 1996-1997
(en US\$ millones)

1996					
	Ingresos	Activos	Act. Fijos	Patrimonio	Unidad Neta
Occidental Peruana	211,7	139,7	112,1	94,5	52,9
Petrotech	130,9	87,7	4,0	41,3	21,6
Lote 8: (1)	78,6	179,7	115,9	66,4	23,8
-Pluspetro	51,4	119,3	75,7	16,3	16,3
-Daewoo	10,0	21,7	14,8	18,4	2,7
-Korea Petroleum	17,1	38,7	25,3	31,6	4,7
-Yukong	nd	nd	nd	nd	nd
Sapet	13,6	40,1	21,1	-0,3	1,6
Pérez Companc del Perú (1)	4,4	210,3	189,1	29,9	-0,1
Total	439,2	657,5	442,2	231,8	99,8
1997					
Occidental Peruana	176,4	144,0	111,1	76,0	17,9
Petrotech	115,6	89,9	14,3	45,3	3,8
Lote 8:	122,9	205,2	127,6	87,4	25,5
-Pluspetrol	51,4	119,3	75,7	16,3	16,3
-Daewoo	20,8	24,1	14,9	20,4	1,9
-Korea Petroleum	35,7	44,4	26,1	35,5	5,1
-Yukong	14,9	17,5	10,8	15,1	2,1
Sapet	24,2	46,0	31,9	1,8	2,2
Pérez Companc del Perú	102,8	208,0	184,1	35,6	5,3
Total	541,9	693,1	468,9	246,1	54,7
Refinería La Pampilla (1)					
1996	256,1	248,4	124,3	158,6	6,1
1997	719,3	295,2	118,7	176,5	49,7

(1) Fue privatizada a mediados de 1996.

Nota: Los años no son comparables para las empresas privatizadas, pues la nueva razón social de estas empresas comenzó a regir recién en el II Semestre de 1996.

Fuente: CONASEV.

Notas

¹ Es necesario resaltar que la estatización de la IPC y la creación de PETROPERU no significaron la prohibición de inversiones extranjeras en exploración y explotación de petróleo. La empresa estatal PETROPERU coexistió con empresas extranjeras, lo que también fue el caso en Argentina, Bolivia, Colombia, Chile y Ecuador. Políticas distintas fueron aplicadas por Brasil y Venezuela, donde se prohibió la inversión extranjera en exploración y explotación de petróleo; en México la prohibición comenzó en 1938.

² Cabe anotar que los dispositivos legales promulgados otorgaban a PETROPERU el monopolio de las actividades de refinación y comercialización mayorista de hidrocarburos y sus derivados.

³ Para un análisis detallado del periodo 1970-85, véase Campodónico (1996).

⁴ “En 1998, PERUPETRO tiene programada la perforación de 26 pozos exploratorios, lo cual demandará una inversión de US\$ 520 millones” (declaraciones de L. Ing. Juan Assereto, Presidente de PERUPETRO, Diario Síntesis, 8/1/98).

⁵ Según el ex-ministro de Energía y Minas, Fernando Sánchez Albavera: “Cuando asumimos el Ministerio de Energía y Minas en julio de 1990, el precio promedio ponderado de la canasta de productos de PETROPERU era de sólo US\$ 0,20 por galón, mientras que el costo de dicha canasta fluctuaba entre los US\$ 0,55 y 0,58 por galón. Los desajustes entre los precios y los costos de PETROPERU determinaron un inmenso subsidio al resto de la economía. Para dar una idea de la magnitud de dicho subsidio, puede indicarse que si entre 1985 y 1989 los precios de la canasta hubieran sido iguales a los costos, PETROPERU habría recibido US\$ 2,200 millones adicionales. PETROPERU estaba envuelta en un círculo vicioso. La empresa era ineficiente, tenía costos altos pero éstos eran elevados por la caída de la producción y el deterioro de las instalaciones, lo que a su vez era resultado de su incapacidad financiera, derivada del sesgo fiscalista en la determinación de los precios. En 1989, por ejemplo, PETROPERU tuvo el triste privilegio de encabezar la lista de las empresas deficitarias de América Latina, arrojando una cuenta en rojo de US\$ 505 millones (Fernando Sánchez Albavera 1993, Lima).

⁶ Decreto Ley 17440 de 1969.

⁷ Decreto Legislativo 818: “Las empresas que suscriban contratos con el Estado al amparo de las leyes sectoriales, para la exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales y cuya inversión requiera de un período mayor a cuatro (4) años, considerarán iniciadas sus operaciones productivas cuando realicen las operaciones de explotación comercial referidas al objetivo principal del contrato. (...) Mediante Resolución Suprema del Ministerio de Economía y Finanzas se aprobará a las empresas que califiquen, así como las características y requisitos que deba cumplir cada contrato. Para efecto de lo anterior, tanto la cobertura del Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV), como el plazo de fraccionamiento arancelario aprobado por DS 037-96-EF, serán determinados de acuerdo a los requisitos y características que deba cumplir cada contrato”.

⁸ Para un análisis detallado del régimen de contratación petrolera del Perú, véase el trabajo “Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa”, CEPAL, documento LC/R.1626, 4 de marzo de 1996).

⁹ La regalía que el contratista pagará al Estado se determinará en cada contrato de licencia. El cálculo de la regalía se realiza en base a un factor denominado “R”, que es el ratio entre ingresos y egresos de la contratista, de acuerdo con una escala de dicho factor definida previamente en cada contrato.

¹⁰ “La competencia entre refinerías tiene un potencial limitado porque hay dos refinerías pequeñas (Conchán e Iquitos) que operan en mercados pequeños y cautivos. Sólo existen dos refinerías medianas (Talara y La Pampilla), en las cuales hay una tendencia sustancial para formar un cartel” (Booz-Allen & Hamilton, 1993).

¹¹ En Perú las inversiones petroleras de empresas nacionales no son significativas, aunque empresas como Buenaventura, Vera Gutiérrez (VEGSA) y Graña Montero Petrolera (GMP) han comenzado a incursionar en este campo.

¹² Memoria BCR 1997, p. 65 y Memoria BCR 1995, p. 53.

¹³ La evidencia presentada revela que los márgenes de comercialización son elevados en todos los productos, tomando como referencia comparativa los niveles internacionales. El producto con mayor margen bruto de comercialización (mayorista-minorista) es el GLP, con el 43% del precio de venta al público. Por otro lado, tanto el

kerosene como el diesel cuentan con márgenes de comercialización que bordean el 18% de precio al público, lo que también se expresa en un mayor precio final (Macroconsult 1997, p. 23).

¹⁴ Vale la pena recordar que el 84% de las acciones de Solgas fueron vendidas a Lipigas (Chile) en US\$ 7,3 millones en agosto de 1992.

¹⁵ “Las empresas que suscriban contratos con el Estado al amparo de las leyes sectoriales, para la exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales y cuya inversión requiera de un período mayor a cuatro (4) años, considerarán iniciadas sus operaciones productivas cuando realicen las operaciones de explotación comercial referidas al objetivo principal del contrato. (...) Mediante Resolución Suprema del Ministerio de Economía y Finanzas se aprobará a las empresas que califiquen, así como las características y requisitos que deba cumplir cada contrato. Para efecto de lo anterior, tanto la cobertura del Régimen de Recuperación Anticipada del IGV, como el plazo de fraccionamiento arancelario aprobado por DS 037-96-EF, serán determinados de acuerdo a la requisitos y características que deba cumplir cada contrato” (DL 818, abril de 1996).

¹⁶ “En el caso del Gas Natural, se considera como precio del combustible en la central, aquel precio fijado/determinado en la boca de pozo o planta de separación multiplicado por un factor que considere únicamente las pérdidas de transporte en el ducto que une el pozo a la central (...) Los peajes por el ducto de transporte son considerados como costos fijos de las centrales generadoras y no se incorporan en el costo variable de la producción de electricidad” (Resolución de la CTE # 012-97-P/CTE, Procedimiento y Cálculo de la Tarifa en Barra, del 22 de mayo de 1997).

¹⁷ “La otra es la distribución, la integración vertical. Estamos de acuerdo en que la integración vertical reduce costos. El problema es que no traslada esta reducción al usuario. Todos los servicios públicos al empezar lo hicieron integrados, pero en manos del Estado. El Estado le puede fijar un precio. Pero el privado, y no es que quiera hablar mal del privado, trata de hacer óptimos sus ingresos. Con la integración vertical reduce sus costos; eso nadie lo niega. Pero si él trasladara esa reducción al usuario, estaríamos bien. Entonces, para nosotros es muy difícil entrar en un juego vertical, sobretodo cuando es monopolio. El monopolio no es malo en sí; el problema es cuando se abusa de la posición dominante. Por eso, en mercados pequeños, donde hay el peligro del monopolio, se parte el negocio en segmentos. Y uno puede controlar el precio en cada uno. Se hace más transparente” (declaraciones del Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, El Comercio, 19 de julio de 1998).

¹⁸ Krugman y Obstfeld (1991).

¹⁹ La desagregación de la información para cada una de estas compañías puede verse en el Anexo 1.

²⁰ “Hasta hace poco, Asia fue la estrella de la demanda de petróleo. Los 10 tigres de las economías asiáticas representaron más del 40% del incremento de la demanda de 1986 a 1996” (Oil and Gas Journal, 4/5/98, p. 44).

²¹ La industria petrolera ha llevado a cabo importantes cambios en la administración y las prácticas de negocios en los últimos años para mantener la rentabilidad y aumentar la productividad en esta época de bajos precios del petróleo. Uno de estos cambios consiste en la búsqueda del “tamaño correcto” (“rightsizing”) reduciendo la burocracia y simplificando las estructuras administrativas. Se estima que, en la última década, las compañías petroleras de Estados Unidos se han desprendido de más de 350,000 empleos en el mercado doméstico, eliminando 250,000 empleos adicionales en el extranjero. Se considera importante eliminar capas administrativas, que habían crecido en épocas anteriores de bonanza (ver Campodónico, 1996).

²² Según algunos analistas, el protocolo de Kioto, que tiene como objetivo limitar la emisión de gases de dióxido de carbono para disminuir el efecto calentamiento en la atmósfera, no tendría una incidencia significativa en la disminución de la demanda de petróleo. Se afirma que estos límites son tan estrictos que muchos de los países de la OCDE, no los cumplirán. En efecto, para cumplir con Kyoto, la demanda de la OCDE en el 2010 debiera ser de 35 MMBD, lo que significa 6 MMBD menos que el consumo actual. Para alcanzar esa meta habría que aumentar fuertemente los impuestos al petróleo, lo que implicaría un esfuerzo muy grande que los gobiernos no estarían dispuestos a impulsar: “Por ello, dice el jeque Ahmed Zaki Yamani, ex ministro de petróleo de Arabia Saudita, muchos piensan que el protocolo nunca será ratificado por Estados Unidos, actitud que será emulada por otros países de la OCDE” (Oil & Gas Journal, 4/5/98).

²³ “La volatilidad del margen de refinación explica, en gran medida, las ventajas de la integración vertical de la industria petrolera. Ocasionalmente, el margen de refinación puede ser negativo. Así, cuando por razones estacionales disminuye la demanda de gasolina, se generan pérdidas en las refinerías de alta tecnología que están

diseñadas con procesos de conversión para aumentar el rendimiento de los destilados livianos (especialmente gasolina). Lo contrario ocurre cuando se incrementa la demanda de gasolina, ya que las refinerías de alta conversión obtienen márgenes positivos importantes. Por otro lado, las refinerías de baja conversión, aún cuando tienen costos de operación más bajos, son más vulnerables a los cambios de precios en el mercado, porque su patrón de producción es más rígido y tiene menor capacidad de adaptación (Macroconsult, 1997, p. 20).

²⁴ Los márgenes de refinación están constituidos por la diferencia entre el valor de los productos refinados y el valor del petróleo crudo utilizado como materia prima. El margen de refinación bruto representa el valor creado por el proceso de refinación. De su lado, el margen de refinación neto se define como la diferencia entre el margen bruto y el costo de refinación (Macroconsult, 1997).

²⁵ No incluimos aquí la fuerte corrección de precios de agosto de 1990, señalada al inicio de este trabajo.

²⁶ En junio de 1996, el precio promedio de la canasta de crudos Dubai, Brent del Reino Unido y Alaska era de US\$ 18,5/barril, aumentando a US\$ 23,63 a diciembre del mismo año, es decir, un incremento del 18%.

²⁷ “Cabe precisar que el fuerte incremento de precios ocasionado por la privatización se origina en el cambio de incentivos y criterios que definen las políticas de precios. En efecto, PETROPERU tenía como objetivo alcanzar la paridad de exportación (ya que se trata de un producto con elevados excedentes exportables para el país), mientras que actualmente, para la Refinería La Pampilla, los precios tienden, en ausencia de competencia, a la paridad de importación (MACROCONSULT, 1997, p. 28).

²⁸ El precio del petróleo Brent fue de US\$ 18,3/barril en diciembre de 1997. En enero y febrero de 1998, su precio fue de US\$ 14,2 y 13,5 por barril, respectivamente.