

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA



20-507
(6870)

**LA MODERNIZACION Y
PRIVATIZACION DEL SUBSECTOR
PETROLERO LATINOAMERICANO**

**FRANCISCO J. GUTIERREZ
CARLOS JARAMILLO M.**

**Junio de 1995
Quito-Ecuador**

OLADE
SSD

A cleso:
0730

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA



Edificio OLADE
Av. Occidental
Sector San Carlos
Casilla 17-11-6413 CCI
Casilla 17-09-7301

Quito-Ecuador

Teléfonos: (593-2) 598-280 / 539-676 / 595-674
Facsimile: (593-2) 539-684
Telex: 2-2728 OLADE-ED

ISBN 9978-70-073-0

El presente documento fue preparado por el Ing. Francisco J. Gutiérrez, Secretario Ejecutivo de OLADE y el Econ. Carlos Jaramillo Martínez, Jefe del Programa de Hidrocarburos de la Secretaría Permanente de OLADE. Las opiniones aquí expresadas son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la posición oficial de la organización o la de sus Países Miembros

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
CAPITULO 1 LA POLITICA Y SU INGERENCIA EN LA FORMACION DE LAS EMPRESAS ESTATALES	7
El comportamiento cíclico de las ideologías	8
Filosofía de la creación de empresas estatales, en el subsector de los hidrocarburos	10
Tipos de empresas estatales	12
El establecimiento de las empresas petroleras estatales	14
Desconcentración y desintegración vertical de la industria	19
Por qué fallaron algunas empresas petroleras estatales	20
CAPITULO 2 DIFERENCIAS CONCEPTUALES EN LOS PROCESOS DE PRIVATIZACION Y MODERNIZACION EN AMERICA LATINA Y EN EUROPA	23
Los procesos de privatización y modernización de las empresas estatales, en América Latina y el Caribe	23
Antecedentes históricos de los procesos de privatización	25
La privatización de empresas petroleras en Europa	30
La privatización de empresas en Europa Central	35
Ventajas de los procesos de privatización	39
Desventajas de los procesos de privatización	42
CAPITULO 3 LA APERTURA AL CAPITAL PRIVADO EN EL SUBSECTOR PETROLERO	46
Modelos o esquemas que permiten incrementar la participación privada en las empresas estatales	46

La intervención del estado	47
Las privatizaciones en el subsector petrolero	49
Objetivos y estrategias de los programas de privatización en el subsector petrolero	51
La administración de los programas de privatización	53
Los recursos generados por la privatización de las empresas estatales	55
La apertura a la inversión externa en algunos países de América Latina y el Caribe	58
Los volúmenes de inversión	60
CAPITULO 4	
LA GEOPOLITICA DEL PETROLEO Y SU INFLUENCIA SOBRE LOS PROCESOS DE PRIVATIZACION	64
La geopolítica del petróleo	64
Convivencia de la filosofía liberal y el proteccionismo	66
El carácter estratégico de la energía	66
El peso de los hidrocarburos como fuente energética	68
La demanda global de petróleo	69
La oferta internacional de petróleo	72
La refinación de petróleo	75
El tamaño de las reservas hidrocarburíferas y su distribución geográfica	76
La crisis de precios	80
La corriente de privatizaciones	84
CAPITULO 5	
PRESENTACION DE CASOS	85
La situación actual en algunos países latinoamericanos	85

Experiencias de privatización en el subsector de hidrocarburos	86
ARGENTINA	87
BRASIL	103
BOLIVIA	110
ECUADOR	118
MEXICO	138
PERU	144
VENEZUELA	154
CONCLUSIONES	168



LA MODERNIZACION Y PRIVATIZACION DEL SUBSECTOR PETROLERO LATINOAMERICANO

Introducción

El giro de los acontecimientos políticos y económicos a nivel internacional demanda en América Latina y el Caribe cambios profundos en el papel y la función que debe cumplir el estado en las distintas actividades involucradas en el desarrollo, en particular en el sector de la energía.

Es fundamental en este sector, impulsar su modernización, tornándolo eficiente y competitivo. En este sentido, el concepto de eficiencia no puede continuar siendo aplicado, entendido y expresado por los estrechos y complacientes estándares nacionales sino que debe ser probado con crudeza en el mercado internacional.

El concepto de eficiencia, por otro lado, nada tiene que ver con la estructura del capital empresarial: han existido y existen empresas estatales eficientes y otras que han sido y continúan siendo decididamente ineficientes. Igual cosa ocurre con las empresas del sector privado.

Las empresas estatales han desempeñado un papel preponderante dentro de los modelos económicos y políticos impulsados por los países, tanto en América Latina y el Caribe como en otras regiones.

Con pocas excepciones, las empresas petroleras estatales han llegado a ser las más importantes y predominantes en sus respectivos países. Las

empresas petroleras estatales de la región demostraron alta capacidad de gestión al ubicarse muchas de ellas en los primeros lugares, a nivel internacional, como se puede apreciar en el cuadro 1. El Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela, ha logrado desarrollar tecnologías propias, importantes para la industria petrolera, como la "orimulsión" ¹ (que se comercializa en algunos países de Europa y Asia) y la empresa estatal petrolera del Brasil (PETROBRAS) es pionera en perforación de pozos costa-afuera (*offshore*) en aguas profundas ².

En condiciones legales, administrativas, económicas y financieras equitativas (equivalentes, no proteccionistas y no discriminatorias), las empresas estatales pueden ser tan eficientes y competitivas como las privadas.

En el Informe sobre Desarrollo Humano (1993) preparado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), se advierte que "no todas las empresas públicas pierden dinero y no todas son siempre más ineficientes que las del sector privado. Un estudio realizado hace poco en Kenia llegó a la conclusión de que, según diversos indicadores varias empresas manufactureras públicas funcionaban mejor que otras del sector privado. Y la sideredurgia de propiedad estatal de la República de Corea figura entre las más eficientes del mundo".

¹ Combustible líquido creado artificialmente por el hombre, compuesto por un 70% de bitumen y un 30% de agua.

² Su liderazgo en aguas someras y profundas fue reconocido internacionalmente en 1992, durante la *Offshore Technology Conference*, cuando se otorgó el *DISTINGUISHED ACHIEVEMENT AWARD* a esta empresa, por sus importantes avances.

Cuadro 1

LUGAR QUE OCUPAN LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE, EN EL RANKING MUNDIAL

	Ranking
Petróleos de Venezuela, PDVSA	3
Petróleos Mexicanos, PEMEX	4
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos, YPF	22
Empresa Estatal Petrolera del Brasil, PETROBRAS	36
Empresa Colombiana de Petróleo, ECOPEPETROL	42
Petróleos del Perú, PETROPERU	48

FUENTE: BOOOZ-ALLEN & HAMILTON INC. - Setiembre de 1993

Sin embargo, la creciente competencia internacional es exigente. Para poder sobrevivir y crecer es indispensable elevar la productividad, reducir los costos, remozar las estructuras obsoletas y avanzar hacia tecnologías modernas. Se impone, por lo tanto, un cambio hacia la eficiencia, una transformación positiva en los métodos de gestión, bien sea a través de los denominados procesos de privatización o al margen de éstos; todo lo anterior, mediante fórmulas que respondan a las características específicas de cada país.

Como alternativa a la privatización se constatan precisamente los esfuerzos de modernización y cambios sustanciales en las estructuras administrativas de las empresas petroleras que han efectuado muchos países, tanto en la región como en el resto del mundo.

Los procesos de privatización deben ser entendidos solamente como una alternativa para incrementar el potencial de financiamiento global de las inversiones y permitir una gestión mercantil de las empresas, pero no constituyen una panacea que resolverá automáticamente el conjunto



de problemas de fondo que afectan a aquellas empresas estatales que permanecen ineficientes o a los países a las cuales pertenecen.³

Es necesario tener en cuenta que las privatizaciones atraen capital externo *por una sola vez*. Los fondos no pueden ser considerados por los gobiernos como *ganancias inesperadas*; en realidad, se trata de *recursos extraordinarios*, por lo tanto, lo que se haga con éstos es decisivo para el desarrollo económico y social de los países de la región.

La privatización como una herramienta debería ser utilizada preferentemente para alcanzar objetivos estratégicos de largo alcance y no para resolver problemas de tipo meramente coyuntural y/o solventar requerimientos de flujo de caja. El objetivo básico de un programa de privatizaciones debería ser la búsqueda de la revitalización de la economía nacional —como propone Shun-Woo⁴— y todos los problemas de este programa deberían resolverse teniendo en mente la búsqueda de la eficiencia y el incremento de la competitividad.

Modernización y privatización son solamente dos conceptos, dos vías alternativas hacia un objetivo más alto: el de la eficiencia y competitividad.

La búsqueda de la eficiencia y creatividad en las empresas públicas y privadas, a fin de hacerlas más competitivas es la clave del éxito:

³ "Sin una reestructuración significativa, la privatización por sí sola no resolverá los problemas de fondo que afrontan las empresas que antes eran de propiedad estatal".- F.M.I. Perspectivas de la economía mundial.- Octubre de 1993.

⁴ SHUN-WOO, Nam.- Korea's Privatization Policy for the New Economy.- ECONOMIC BULLETIN.- Republic of Korea.- August, 1993



constituye un reto y conlleva un proceso de cambio que no se producirá por generación espontánea.

La privatización de empresas públicas es una tarea compleja y no existen *programas maestros* válidos para todos los países. Las técnicas y estrategias a utilizar varían grandemente, dependiendo de la estructura de la industria y del grado de desarrollo que hubiere alcanzado el mercado de capitales.⁵

La receta, para este gran proceso de ajuste es precisamente la carencia de recetas: es decir, los países deben actuar con cautela y gran imaginación, sobre la base del análisis y comprensión de sus propias realidades y del entorno internacional.

El Human Development Report,⁶ tras destacar que no se opone a las privatizaciones, recomienda cautela a los gobiernos, para:

- No caer en la privatización solo para aumentar los ingresos en el corto plazo;
- Mantener la transparencia en el proceso, para evitar favoritismos y/o corrupción; y,
- No sustituir monopolios públicos por monopolios privados.

⁵ *Ibidem*.

⁶ INFORME LATINOAMERICANO.- 24 de junio de 1993.



Cuadro 2

**PRODUCCION DE PETROLEO
EN AMERICA LATINA Y EL
CARIBE
AÑO: 1994.**

Datos en miles de barriles por día

PAIS	PRODUCCION
Argentina	642,2
Barbados	1,3
Bolivia	27,6
Brasil	673,0
Chile	13,7
Colombia	483,0
Cuba	24,9
Ecuador	363,1
Guatemala	7,3
México	2.691,4
Perú	129,3
Surinam	5,0
Trinidad & Tobago	131,2
Venezuela	2.568,8
Total	7.760,8

SIEE: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

La privatización como proceso, ha logrado avanzar poco en la industria petrolera regional. En efecto, México y Venezuela —que producen algo más del 67% de la oferta total de América Latina y el Caribe— mantienen el control estatal de su industria. PEMEX, la empresa estatal petrolera mexicana y PDVSA, la estatal venezolana continúan operando como tales y la apertura hacia el capital privado se limita, en el caso de México, a la subcontratación de servicios especializados y en el de Venezuela, a la explotación de crudo en los campos marginales y a la extracción de petróleo pesado y extrapesado en la Faja del Orinoco. Otras formas de apertura anunciadas por estos países podrían constituir, a futuro, mecanismos nuevos que permitan avanzar en los procesos de ajuste (ver cuadro 2).



CAPITULO N° 1

LA POLITICA Y SU INGERENCIA EN LA FORMACION DE LAS EMPRESAS ESTATALES

Existe un método matemático que ayuda a encontrar las raíces de ecuaciones que no se ajustan a las fórmulas o procedimientos más directos, hasta ahora descubiertos: el de las aproximaciones sucesivas. El analista va probando con diferentes números, hasta llegar a la respuesta correcta (si acaso esta existe).

Parecería ser que el método de las aproximaciones sucesivas es el que ha venido empleando el hombre, durante su devenir histórico: imagina un sistema, lo adopta, resuelve algunos problemas sociales pero otros emergen o se agudizan; esto da pábulo a la formulación de un nueva nueva propuesta, a la lucha por implantar la nueva corriente renovadora, a su auge y posterior rechazo, en un movimiento constante.

Este capítulo solamente pretende dejar en claro que los paradigmas, los modelos políticos y económicos no están acabados y, por lo tanto, los actuales esquemas, principios y modelos son solamente transitorios y serán superados por otros. Sin embargo ejercen una influencia decisiva sobre las acciones políticas y las decisiones de los gobiernos.

Se analiza también las motivaciones teóricas que sustentan la intervención directa del gobierno en la economía, a través de la creación de empresas estatales, los tipos de ingerencia gubernamental (y en contraposición los diferentes niveles de participación privada en las empresas estatales), así como las razones históricas que antecedieron a la creación de las empresas petroleras estatales. Finalmente, el capítulo



concluye analizando por qué fallaron algunas empresas petroleras del estado.

El comportamiento cíclico de las ideologías

Parecería ser que las ideologías políticas presentan un comportamiento histórico de tipo recurrente. Desde principios de siglo hasta la década de los 30 y 40, la actividad energética se desarrolló en América Latina y el Caribe en un entorno favorable a la propiedad privada y la libertad de gestión, en este período jugaron un papel preponderante las empresas privadas (muchas de ellas internacionales) en el proceso de formación y capitalización del sector.

Desde los años 30⁷ hasta finales de los 80, el pensamiento y praxis predominante en nuestra región sostenía que no solo era viable sino también social, económica y políticamente necesario que el estado participe de manera directa (como dueño y empresario) en el sector de la energía. Esta filosofía, coherente con el modelo de sustitución de importaciones y crecimiento hacia adentro, fue favorecida e instrumentada por las dictaduras militares del continente, que pusieron de relieve, además, el carácter estratégico de la industria. Las experiencias de Venezuela y México escapan a este patrón.⁸

⁷ MINSBURG: "En el decenio de los treinta, como consecuencia de la profunda crisis desatada por la gran depresión, en la mayoría de los países de la región, el estado asumió un papel activo en la conducción del proceso económico y se crearon entidades que, en muchos casos, regulaban la producción de determinados bienes y de sectores a fin de proteger a los fabricantes de las contingencias externas. Empero, la expansión del sector público en escala significativa se produjo a partir del decenio de los cuarenta."

⁸ Véase más adelante los casos de México y Venezuela.



En algunos casos, el modelo estatista degeneró a tal punto que era posible hallar empresas públicas en áreas que no requerían grandes volúmenes de inversión, no eran altamente riesgosas, ni se justificaba su existencia por razones estratégicas, lo cual multiplicó grandemente su número. Por ejemplo, a mediados de los ochenta, Argentina tenía 527 empresas estatales y México 1.155.⁹

Hoy en día nos encontramos en medio de una ola que busca revertir el proceso, fomenta la presencia de los inversionistas privados (nacionales y extranjeros) en todos los sectores de la economía, incluso en aquéllos que estuvieron antes reservados de manera exclusiva al sector público —como el de la energía— y transfiere los activos, la operación y la gestión en sí a los particulares.

Sin embargo, el modelo latinoamericano de apertura y privatización, a diferencia del que se lleva a cabo en los países industrializados que continúan conservando el control estratégico del negocio petrolero en particular y del energético en general,¹⁰ parecería que solamente está dejando en manos del estado el papel de regulador, lo cual resulta peligroso. Es preciso reconocer, en este punto, que muchos de los gobiernos de la región (precisamente debido a que estuvieron viviendo modelos económico-políticos distintos) no cuentan con la infraestructura técnico-administrativa necesaria para llevar a cabo, de manera

⁹ MINSBURG, Naúm.- Política privatizadora en América Latina. - Revista Comercio Exterior.- Vol . 43, Núm. 11.- Noviembre de 1993.

¹⁰ Los países industrializados mantienen una intensa regulación del sector petrolero. La Carta Energética de la Energía está orientada hacia la búsqueda de objetivos comunes de largo alcance por parte de los países signatarios y busca de manera explícita privilegiar el uso de las fuentes energéticas europeas sobre las extrarregionales, generalizándose y ampliándose el antiguo concepto de protección estatal para dar paso a la praxis del proteccionismo regional.



solvente, las complejas funciones inherentes a la regulación en el sector energético. La ausencia de entes reguladores competentes pudiera —a la corta o a la larga— atentar contra la propia validez del planteamiento de libre mercado.

Por otro lado, es necesario reconocer que los procesos de privatización, en muchos de los países de América Latina y el Caribe, se han concentrado en la desarticulación de empresas estatales que estuvieron asentadas en industrias de menor importancia económico-estratégica, tales como la hotelera, la fabricación de abonos y fertilizantes, la producción de cemento y otras por el estilo. Hay que reconocer también que se ha producido la privatización de sectores más importantes que los mencionados, tales como el de las comunicaciones, la telefonía, la administración de los puertos y las líneas aéreas de bandera. No obstante, la evidencia actual demuestra que el número de países latinoamericanos que han procedido a privatizar de manera profunda las empresas del sector energético es, a la fecha, minoritario.

Filosofía de la creación de empresas estatales en el subsector de los hidrocarburos

¿Cuál fue (o continúa siendo) la filosofía que promovió la creación de empresas estatales a nivel internacional? En este acápite no se analizan precisamente los aspectos históricos (lo cual será cubierto más adelante), sino las concepciones y sustentaciones teóricas que justifican su presencia.

La creación y el mantenimiento de empresas estatales en el subsector de los hidrocarburos ha sido justificada desde varios ángulos, pudiéndose destacar las siguientes motivaciones:

- Puramente estratégicas;



- Ideológicas;
- Inherentes al desarrollo económico-social;
- Fiscalistas;
- Técnicas;
- Financieras; y
- Búsqueda de competitividad.

Motivos puramente estratégicos: asegurar el suministro de los hidrocarburos.¹¹

Motivos ideológicos: impedir las exportaciones de petróleo a países enemigos o países con los cuales se han roto las relaciones diplomáticas por divergencias políticas o de otra índole.¹²

Razones inherentes al desarrollo económico y social: proporcionar servicios de infraestructura básica, a fin de estimular la economía; crear fuentes de trabajo; utilizar el potencial del subsector como factor clave en el proceso de desarrollo nacional.

Móviles fiscales: incrementar la recaudación fiscal, a través de la fuerza económica del monopolio estatal.

¹¹ Una actividad es considerada estratégica si la paralización del servicio y/o la suspensión en el abastecimiento del bien —provistos por ésta— ponen en peligro la paz y tranquilidad ciudadana, atentan seriamente contra la economía nacional o debilitan la estabilidad institucional (democrática o no).

¹² Estas motivaciones fueron particularmente evidentes en el caso de los países árabes.



Razones técnicas: garantizar el óptimo desarrollo técnico y económico de los yacimientos, en el largo plazo.¹³

Fundamentos financieros: La empresa pública demuestra ser más eficiente que la empresa privada; o la empresa pública puede realizar las inversiones que los privados no están dispuestos o no pueden hacer, pero que se consideran fundamentales para el desarrollo del país.

Búsqueda de competitividad: existen monopolios u oligopolios cerrados para la producción, importación y comercialización de hidrocarburos y se espera que, al crearse una empresa estatal, ésta pudiera equilibrar el desbalance, mediante una adecuada competencia en costos, calidad y precios.

Tipos de empresas estatales

El término empresa estatal (o empresa pública) es bastante genérico e incluye una serie de organismos no homogéneos. Shun-Woo plantea una clasificación simple, pero práctica, para el universo de este tipo de entidades (ver cuadro 3).¹⁴

Es interesante observar que conforme se desciende en la clasificación de Shun-Woo, aumenta el grado de participación privada y disminuye el de la injerencia estatal. Por otro lado, la intervención estatal es multi-

¹³ OPECNA NEWS SERVICE.- 31, enero, 1994: Kuwait Government Defends oil Policy-Making Mechanisms: "Nationalization came also, out of keenness on applying the technically safest and the economically appropriate means for optimum development and exploitation of oil wealth, commensurate with effective control mechanisms with the potential of practicing field supervision to ensure the effectuation of the law and its bills".

¹⁴ SHUN-WOO, Nam.- Korea's Privatization Policy for the New Economy.- ECONOMIC BULLETIN. Republic of Korea.- August, 1993.



conceptual y engloba aspectos tales como el de la propiedad de la empresa, el establecimiento de su misión y objetivos, la aprobación de sus programas y presupuestos y el control mismo de las operaciones

Cuadro 3

CLASIFICACION DE SHUN-WOO PARA EMPRESAS ESTATALES

TIPOS DE EMPRESAS ESTATALES	SIGLA
Empresas gubernamentales	EG
Empresas de inversión gubernamental	GI
Empresas financiadas por el gobierno	GF
Subsidiarias de las empresas de inversión gubernamental	SGI

Las empresas gubernamentales, **EG**, tienen un mínimo de autonomía financiera y de gestión y están sujetas al marco general de leyes aplicable a todo el sector público en lo que respecta a la conformación y aprobación de sus planes, programas y presupuestos, sistema de contabilidad, control y auditoría, administración de personal, etc.

La participación del capital estatal en las empresas de inversión gubernamental, **GI**, es del 50% o más. A éstas generalmente se les otorga un mayor grado de autonomía en la gestión, pero están supeditadas —en la ejecución de sus programas y proyectos— a la planificación macroeconómica nacional.

En las empresas financiadas por el gobierno, **GF**, la propiedad gubernamental en las acciones no supera el 50%, por lo tanto el papel del estado con respecto a la gestión gerencial es idéntico al de cualquier accionista mayoritario en cualquier compañía anónima.



Las subsidiarias de empresas de inversión gubernamental, **SGI**, son organismos públicos de propiedad de las empresas de inversión gubernamental. Se supone que no existe un control especial y/o directo del gobierno sobre las **SGI**, así la responsabilidad de la gestión recae sobre la propietaria (**GI**). Estas empresas se crean por lo general para maximizar la eficiencia de la matriz mediante el procedimiento de la especialización y/o para elevar el abanico de los productos o servicios ofrecidos por la matriz.

El establecimiento de las empresas petroleras estatales

La explotación de petróleo en el Medio Oriente estaba controlada íntegramente por grandes consorcios transnacionales. Los países no tenían injerencia alguna sobre el volumen de producción, los costos, precios y otros indicadores de gestión y su participación sobre la renta minera generada era insignificante.

En febrero de 1971, Argelia decidió unilateralmente tomar el 50% de las acciones de sus concesionarias (la *Compagnie Française des Pétroles* y la *Enterprise de Recherches et d'Activités Pétrolères*, ERAP) y persistió en su decisión a pesar del embargo que se decretó en su contra.

En diciembre de 1971, Libia estatizó todos los activos de la *British Petroleum*. Más adelante, en agosto y setiembre de 1973 tomó el 51% de las acciones de las grandes petroleras que operaban en el país. A consecuencia de estas acciones sufrió un prolongado embargo hasta 1974.

En junio de 1972, Iraq estatizó la *Iraq Petroleum Company*; en mayo de 1973, Irán estatizó su industria petrolera; y en mayo de 1974, Kuwait elevó al 60% su participación en las operaciones de la *British Petroleum* y la *Gulf*.



En el verano de 1974, los gobiernos de Qatar, Abu Dhabi y Bahrain adquirieron el 60% de los activos de la industria petrolera en sus respectivos países.

Estos movimientos nacionalistas estuvieron orientados hacia la búsqueda de una efectiva injerencia de los países sobre la más importante fuente de ingresos fiscales y el logro de incrementos sustanciales en la renta minera generada.

Las experiencias nacionalistas en América Latina y el Caribe fueron anteriores a las del Medio Oriente.

La actividad petrolera se inicia en México en 1901, a partir de la organización empresarial formada por el norteamericano Edward Doheny, en la época de Porfirio Díaz. Se creía en ese entonces que el país no disponía de petróleo en cantidades importantes y se le aplicó el régimen de propiedad privada que estaba vigente para las riquezas del subsuelo desde 1884. El nuevo estado, surgido de la Revolución Mexicana buscó rescatar la soberanía de los yacimientos petroleros y esto desató una confrontación con las compañías extranjeras. Era ideológica y económicamente importante para el gobierno aprovechar el petróleo de la nación en forma directa, para satisfacer las necesidades presentes y futuras del mercado interno, generar excedentes exportables y asegurar la conservación del recurso. La constitución de 1917 estableció la propiedad nacional de los yacimientos petroleros y la Ley Reglamentaria de 1926 lo ratificó.¹⁵

¹⁵ MANTELLINI, Pedro José.- La política petrolera mexicana y sus lecciones para Venezuela.- CARTA SEMANAL.- Ministerio de Energía y Minas.- Dirección de Información y Relaciones.- Caracas, Venezuela.- 24 de setiembre de 1993.



En 1938, el gobierno de Lázaro Cárdenas estatizó toda la industria petrolera de México y la puso en manos de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

La actividad petrolera se inicia en Venezuela en el año de 1917. Se reconocía ya, desde ese entonces la propiedad del estado sobre los yacimientos y su derecho a participar en la *renta minera*. La confrontación estado↔compañía se sustenta en el objetivo gubernamental de alcanzar un precio más elevado para el petróleo: por lo tanto el móvil del gobierno venezolano para la estatización de la industria tuvo connotaciones básicamente *rentistas*. La palabra rentista no tiene una acepción peyorativa e implicó, en el caso venezolano, una legítima reivindicación que incrementó los ingresos petroleros en beneficio de todo el estado, aunque, como se recordará, la incidencia para la caja fiscal fue negativa. La estatización de la industria se realizó entre 1974 y 1976.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (YPF) fue establecida en 1922 y era, por lo tanto, la compañía petrolera estatal más antigua del mundo.

Probablemente una de las mayores dificultades que tuvieron que sortear los países que estatizaron su industria petrolera fue la del boicot y embargo decretado por los países que vieron afectados sus intereses. Otro gran obstáculo fue su falta de conocimiento y experiencia en el mercado internacional del petróleo.

Cuando el gobierno de Cárdenas estatizó la industria petrolera, las compañías afectadas —con el apoyo de sus respectivos gobiernos— boicotearon las exportaciones petroleras mexicanas e impidieron la importación de los repuestos e insumos indispensables para la operación de los campos. Los malos augurios internacionales aseguraban la quiebra de PEMEX.



Sin embargo, a despecho de quienes apostaron que las empresas petroleras estatales no serían viables y difícilmente alcanzarían repercusión internacional, se constata hoy en día que algunas de las petroleras estatales del Medio Oriente llegaron a ubicarse en los primeros puestos del *ranking* mundial (ver cuadro 4-1).

Cuadro 4-1

**LAS COMPAÑIAS PETROLERAS MAS GRANDES DEL MUNDO,
DURANTE 1993¹⁶**

RANKING	EMPRESA O GRUPO
1	ARAMCO
2	ROYAL DUTCH SHELL
3	PDVSA
4	EXXON
5	NATIONAL IRANIAN OIL CO. ¹⁷

En el reporte de *Petroleum Intelligence Weekly*, correspondiente a 1994 (ver cuadro 4-2), la SAUDI ARAMCO continúa en primer lugar, PDVSA subió al segundo puesto y EXXON USA y la National Iranian Oil Co. empataron en cuarto lugar.

¹⁶ Clasificación de *Petroleum Intelligence Weekly*, de acuerdo con datos operacionales de 1993 y los siguientes criterios: a) Tamaño de las reservas de petróleo y gas; b) Volumen de producción de petróleo y gas; c) Capacidad de refinación; y d) Ventas de petróleo y productos refinados.

¹⁷ El Viceministro de Planificación Corporativa e Investigación del Irán, Seyyed Kazem Vaziri Hamaneh, anunció a fines de enero de 1995 que ciertos sectores de la industria serán transferidos al sector privado. OPECNA NEWS SERVICE. 24-I-95.



Cuadro 4-2

CLASIFICACION DE LAS COMPAÑIAS ESTATALES DE LOS PAÍSES DE OPEP DURANTE 1994

RANKING	EMPRESA O GRUPO
1	SAUDI ARAMCO (Arabia Saudita)
2	PDVSA (Venezuela)
4	NATIONAL IRANIAN OIL CO. (NIOC, Irán)
10	PERTAMINA (Indonesia)
11	SONATRACH (Argelia)
15	KUWAIT PETROLEUM CO. (KPC, Kuwait)
16	LIBYAN NATIONAL OIL CO. (Libia)
20	IRAQI NATIONAL OIL CO. (INOC, Iraq)
20	ABU DHABI NATIONAL OIL CO. (EAU)
25	NEGERIAN NATIONAL PETROLEUM CO.
30	QATAR GENERAL PETROLEUM CO. (Qatar)

FUENTE: Petroleum Intelligence Weekly

Es interesante anotar que actualmente, las empresas petroleras estatales poseen el 90% de las reservas petrolíferas y gasíferas del mundo y que de las 50 empresas petroleras más grandes, a nivel internacional, 26 son estatales.

Muchos países como Venezuela, México, Ecuador y Colombia, entre otros, habían venido utilizando la renta minera neta de sus empresas petroleras estatales para autofinanciar el desarrollo de la industria; sin embargo, este esquema se ha ido agotando paulatinamente, debido a las siguientes causas :

- La reducción estructural del precio real del petróleo en el mercado internacional;¹⁸

¹⁸ En 1974, el crudo árabe ligero (Arabian Light) se vendía a US\$ 10,41 por barril (igual a US\$ 28,23/Bi, en dólares de 1993). Diecinueve años más tarde, en diciembre de 1993, se vendió a un promedio de US\$ 12,50/Bi. Al tocar fondo, en 1993, el precio del crudo ha iniciado un lento y tortuoso proceso de



- El incremento de los costos de los insumos y equipos importados por los países que no los fabrican; y
- Los problemas macroeconómicos, entre los que destaca, por su importancia, la deuda externa.

Desconcentración y desintegración vertical de la industria

Las llamadas *siete hermanas* (British Petroleum, Standard Oil of New Jersey-EXXON, Royal Dutch Shell, Gulf, Standard Oil of California y Mobil) ejercían un total control de la industria petrolera a nivel mundial. En 1961 producían estas empresas el 57,3% de la oferta total. El porcentaje subió al 58,0% en 1971.

El proceso de estatización, la ruptura de los monopolios y el auge de las petroleras independientes desconcentraron la industria; la desintegraron verticalmente. En 1993 las grandes petroleras privadas (Royal Dutch Shell, EXXON, British Petroleum, Chevron, Mobil, Texaco y Amoco) solamente generaron el 12,60% de la producción mundial.

El incremento del volumen de petróleo bajo control directo de los países productores, especialmente en las fases de exploración y producción, no solamente generó importantes flujos de capital financiero (petrodólares) desde los grandes centros de consumo hacia los centros de producción, sino que consolidó también la desintegración vertical de la industria petrolera.

recuperación. Durante la última semana de abril de 1995, se lo estaba vendiendo a US\$ 18,30/Bi.



Por qué fallaron algunas empresas petroleras estatales

Es conveniente puntualizar cuáles son las razones que han conducido a la ineficiencia y/o han colocado en situaciones financieras críticas a ciertas empresas estatales, en determinados países de América Latina y el Caribe; se observa que algunas de ellas no lograron altos niveles de eficiencia por alguna o algunas de las siguientes razones:

1. Los gobiernos se fijaron horizontes de mediano plazo para el cumplimiento de sus objetivos: coincidentes con sus períodos de mandato constitucional, en el caso de regímenes democráticos. En estas condiciones, la óptica de inversiones de largo plazo, propia del subsector hidrocarburífero no empató con las expectativas gubernamentales y los recursos no fluyeron hacia las empresas, en la cuantía requerida.
2. No se asignaron en su oportunidad los suficientes recursos para el cumplimiento de los programas de inversión y preinversión. Ciertos gobiernos establecieron un conjunto de pesadas cargas tributarias y no tributarias que agobiaron de manera desproporcionada la marcha de las empresas petroleras estatales.
3. Algunos mandatarios, al asumir el poder, quizá consideraron a las empresas estatales como algo de lo cual podían disponer a su antojo o como parte del botín político y, por lo tanto, colocaron al frente de la alta gerencia a personal no idóneo. Por otro lado, la nómina de personal de las empresas públicas experimentó un crecimiento burocrático, no acorde con los requerimientos de la empresa. Las plazas vacantes se llenaron tomando en consideración la filiación política de los postulantes y/o las recomendaciones de los políticos influyentes, en lugar de observar procedimientos técnicos de reclutamiento, selección y ascenso de personal.



4. Se produjo una muy alta rotación de los presidentes de empresas, gerentes generales y funcionarios que ocupaban posiciones jerárquicas de primera línea en las empresas estatales. Este fenómeno impidió la continuidad de los planes y programas empresariales.
5. Los sistemas de remuneración aplicables a las empresas estatales impidieron en muchos casos la contratación de personal altamente calificado, especialmente en los niveles jerárquicos superiores y, en ocasiones, propiciaron la fuga del personal técnico y administrativo especializado.
6. Algunos programas de reorganización administrativa, efectuados bajo el procedimiento *de compra de renuncias* se llevaron a cabo sin la debida programación, dando como resultado la salida del personal técnico y administrativo especializado y manteniendo en los cargos a los menos aptos y necesarios.
7. Se mantuvieron congelados (e incluso se redujeron en términos reales) los precios y tarifas de los bienes y servicios públicos, por razones eminentemente políticas, como por ejemplo, la de no causar perturbaciones sociales o la de coadyuvar a reducir la inflación. Esta circunstancia erosionó la economía de las entidades del subsector.
8. Las carteras vencidas por ventas a crédito, que efectuaron las empresas del subsector hidrocarburífero a otras empresas estatales (por ejemplo a las de generación eléctrica) no lograron recuperarse y suspender el servicio habría causado problemas políticos y sociales indeseables. Este mecanismo permitió la transferencia de los escasos recursos financieros, desde las empresas petroleras hacia otras empresas públicas.



9. Se mantuvieron disposiciones legales "convenientes" para la administración pública general, pero inaplicables a una administración empresarial dinámica. La infraestructura legal, dentro de la cual debieron operar las empresas estatales, sentó las bases para la burocratización de procedimientos, con el consiguiente retardo y encajecimiento de las actividades, obras y proyectos. La diferente legislación impuesta a las empresas estatales y privadas significó una camisa de fuerza que impidió la competencia legítima entre éstas, en calidad y precios.
10. Aunque las leyes de creación de las empresas estatales garantizaban generalmente su autonomía técnica, administrativa y financiera, en la práctica se constató una creciente interferencia de varios organismos gubernamentales en las operaciones diarias de éstas.
11. La actividad sindical politizada ha atentado contra la eficiencia al exigir tiempo laboral para la realización de sesiones, marchas, paros y huelgas. Muchos sindicatos alcanzaron niveles importantes de poder y se impusieron a las débiles administraciones. Esta actividad en ocasiones ha llegado a obstaculizar el suministro de bienes y servicios estratégicos.
12. La gestión de la empresa estatal ha sido conducida sobre la base de lo que se denomina ejecución presupuestaria, sin que se hayan desarrollado e implantado procedimientos racionales y permanentes de planificación estratégica.



CAPITULO N° 2

DIFERENCIAS CONCEPTUALES EN LOS PROCESOS DE PRIVATIZACION Y MODERNIZACION EN AMERICA LATINA Y EN EUROPA

Desde una perspectiva analítica y también desde un enfoque puramente pragmático es interesante comparar de qué manera se han llevado a cabo (y se están ejecutando) los procesos de privatización y modernización de las empresas petroleras, en América Latina y en Europa. Para esto es necesario tener en cuenta el diferente entorno de estas regiones y, desde luego, sus marcadas diferencias, tanto a nivel de desarrollo económico como a nivel de integración.

Se busca con esto poder extraer algunas lecciones que permitan a los países alcanzar sus objetivos, pero mantener aún un adecuado control sobre sus sectores estratégicos.

Los procesos de privatización y modernización de las empresas estatales, en América Latina y el Caribe

Es indiscutible que existe una gran dosis ideológica detrás de los procesos de privatización y modernización de las empresas estatales; sin embargo hay que reconocer que también hay un importante grado de pragmatismo detrás de las decisiones adoptadas por los gobiernos.

Minsburg ¹⁹ sostiene que "en la mayoría de los países en desarrollo, agobiados por la recesión y la deuda externa, las privatizaciones han si-

¹⁹ MINSBURG, Naúm.- Política privatizadora en América Latina.- Revista Comercio Exterior.- Vol . 43, Núm. 11.- Noviembre de 1993.



do insistentemente promovidas por los organismos financieros multilaterales, que incluso conceden créditos específicos para profundizar y acelerar ese proceso".

Los procesos de ajuste se estructuraron e impulsaron, de manera definida en la región, en circunstancias históricas adversas, en las cuales la gran mayoría de países enfrentaban problemas macro y microeconómicos interrelacionados, entre los cuales merecen citarse los siguientes:

- Estancamiento o lento crecimiento del producto interno bruto;
- Estructura productiva obsoleta de las economías;
- Bajo nivel de inversión pública y privada;
- Alto desempleo y subempleo;
- Agobiante deuda externa;
- Balanza de pagos con déficit estructural en la cuenta corriente.
- Déficits presupuestarios crónicos;
- Inflación; y,
- Fuga de capitales.

Los problemas regionales que hemos puntualizado estuvieron estrechamente correlacionados con las recesiones mundiales de 1974-1975, 1980-1982 y 1991-1993.

En América Latina, los procesos de privatización forman parte de un conjunto de medidas que buscan redefinir el papel del estado, dentro de la ideología liberal y el modelo de economía de mercado, como alternativa para encontrar solución a los graves problemas anotados. Estas medidas están orientadas de manera prioritaria hacia la reducción del tamaño del estado, la consolidación de un modelo de economía abierta, el fomento de la inversión y la renegociación de la deuda externa.



La reducción del tamaño del estado implica la adopción de medidas de austeridad fiscal, reforma tributaria y privatización de empresas estatales (especialmente de aquellas cuyo desempeño sea de comprobada ineficiencia) dentro de complejos programas de ajuste integral. La apertura comercial exige la eliminación del proteccionismo, el ingreso al GATT, el fomento a la actividad exportadora, la reducción de las tarifas arancelarias y la eliminación de las restricciones no arancelarias. El fomento de la inversión se sustenta —por otro lado— en la flexibilización de la legislación, la reforma a los códigos laborales, la modernización del sistema bancario y eventualmente la convertibilidad de la moneda. Finalmente, la renegociación de la deuda está supeditada tanto al éxito de los programas de reajuste del aparato estatal como a la aceptación de los condicionamientos impuestos por los organismos multilaterales de crédito, particularmente del Fondo Monetario Internacional.

Antecedentes históricos de los procesos de privatización

La política privatizadora a escala internacional empezó en la década de los ochenta, pero existen ejemplos anteriores de enajenación de empresas estatales que se remontan al período inmediato a la terminación de la Segunda Guerra Mundial (1945). Durante el período 1988-1992 se privatizaron activos a nivel mundial por un total superior a US\$206 mil millones, cifra que llegó a US\$56 mil millones en los países en vías de desarrollo.²⁰

En 1960 el gobierno de Alemania decidió privatizar la mayor de sus empresas: la Volkswagen; posteriormente vendió otras como la

²⁰ CEPAL.- El fomento de inversiones europeas directas en América Latina y el Caribe: un campo de cooperación.- 11 de noviembre de 1993.



VEBA, una empresa grande de energía y químicos, como parte de un proceso que culminaría con la entrega al sector privado de casi todas las empresas industriales del país. ²¹

Desde 1968, el gobierno de Corea del Sur impulsó un programa de privatización, cuyo objetivo básico era el incrementar los niveles de eficiencia de las empresas estatales. Solamente se otorgó a un selecto grupo de firmas privadas el derecho de comprar las empresas. A comienzos de los ochenta se vendieron al sector privado ocho empresas públicas y cuatro entidades financieras. ²²

Alrededor de 1978, el gobierno de Margaret Thatcher empezó a privatizar las empresas estatales ²³ y con el apoyo del Presidente Reagan privatizó la British National Oil Company. El gobierno británico decidió retener la denominada *golden share*, a fin de continuar ejerciendo control sobre la empresa.

En la decisión de la señora Thatcher prevalecieron los motivos políticos sobre los económicos: ella buscaba con esto restar fuerza a los sindicatos y al Partido Laborista. ²⁴

²¹ GEIGER, Erwin P.- Privatización y Política Económica. - San José Costa Rica, 1992

²² SHUN-WOO, Nam.- Korea's Privatization Policy for the New Economy. - ECONOMIC BULLETIN.- Republic of Korea.- August, 1993

²³ GEIGER, Erwin P.- Privatización y Política Económica. - San José Costa Rica, 1992

²⁴ MINSBURG, Naúm.- Política privatizadora en América Latina. - Revista Comercio Exterior.- Vol . 43, Núm. 11, noviembre de 1993.



La British Gas se privatizó en 1986. British Gas estima que a consecuencia de esta decisión ha perdido una cuarta parte de sus clientes industriales y durante 1994 puso en marcha el plan de reestructuración que incluyó el despido de 20.000 trabajadores durante 1994, 1995 y 1996. El ejemplo de esta empresa no ha sido precisamente estimulante para los gobiernos europeos y al parecer se estaría difundiendo en Europa, como principio, *la retención del control estatal sobre las empresas privatizadas*. ²⁵ (Ver más adelante las privatizaciones de Elf Aquitaine y Distrigaz y la retención de *acciones doradas* por parte de los gobiernos de Francia y Bélgica).

En 1987 el gobierno de Corea del Sur expidió un nuevo Plan de Privatización, en el que se detallan los criterios y el método a seguir para incentivar la participación de los actores privados en el plan de inversiones del país y en la venta de empresas estatales. La importante corriente democrática imperante influyó en la decisión de vender las acciones de las empresas dentro del más amplio espectro poblacional, buscando incrementar el consenso para el plan, reducir de alguna ma-

²⁵ OPECNA NEWS SERVICE, 18 de enero de 1994.

En lo que respecta al término *control*, se deben tener en cuenta todos los factores pertinentes, por ejemplo:

- a) El interés financiero, el porcentaje de participación sobre el capital social de la empresa controlada;
- b) La capacidad para ejercer influencia en la conformación de los órganos directivos (Consejos de Administración, designación de máximas autoridades, etc.); y,
- c) Poder de veto y/o visto bueno para la toma de decisiones estratégicas.



nera las disparidades en la distribución del ingreso y elevar la moral de los empleados de las empresas privatizadas.²⁶

En 1993 se anunció la privatización de Elf Aquitaine. A mediados de diciembre, el gobierno francés señaló que mantendrá la acción dorada (*the golden share*) para precautelar eventuales adquisiciones de esta empresa, por parte de accionistas hostiles a Francia. Cualquier intento de adquirir más de un 10% en el capital de Elf requerirá en el futuro aprobación de las autoridades francesas. Todo cambio, especialmente la venta de activos de las subsidiarias de Elf en territorio francés, en el Congo o en Gabón deberá ser previamente autorizado por el gobierno. Se señaló que el estado mantendrá dos observadores en el directorio de la Elf luego de la venta de su 50,8% de participación a comienzos de 1994. A esa fecha, se especulaba²⁷ en el sentido de que el gobierno buscaría mantener hasta un 15% de sus acciones en Elf, a través de la ERAP.

La venta de Elf Aquitaine —de acuerdo con información proporcionada por *The Economist*— empezó a mediados de enero de 1994. Era claro entonces que el gobierno estaba decidido a mantener el control: retendría el 13% de las acciones y estaba organizando un núcleo de accionistas leales para entregarles un 10% de los derechos de la empresa.²⁸

²⁶ SHUN-WOO, Nam- *Korea's Privatization Policy for the New Economy.* - ECONOMIC BULLETIN.- Republic of Korea.- August, 1993.

²⁷ OPECNA NEWS SERVICE, 14 diciembre de 1993.

²⁸ *European privatization: two half revolutions.* - The Economist.- January 22nd-28th, 1994.



Al igual que los franceses, los belgas decidieron retener la acción dorada al privatizar la empresa DISTRIGAZ, la cual se mantendrá, por lo tanto, firmemente bajo control del gobierno.

Se anuncia así mismo, para 1995, la privatización de la empresa estatal italiana, ENI: una de las ocho compañías más grandes del mundo, con ventas de alrededor de US\$4 mil millones anuales. El grupo ha venido presentando dificultades financieras y gerenciales. La Unión Europea ha estado presionando la reforma del ENI dentro de la política general que busca reducir las actividades estatales en los sectores petrolero y gasífero. En Bruselas, sin embargo, se especula sobre la eventual existencia de un acuerdo entre Francia e Italia para establecer un *joint venture* en el cual cada una de sus empresas estatales disponga del 50% de las acciones, o alternativamente intercambiarse acciones entre éstas, de tal forma que el ENI disponga del 50% del capital de Elf y ésta, a su vez, acceda al 50% del capital de ENI.²⁹ Franceses e italianos han negado la existencia de este acuerdo.

Un ejemplo del *carácter estratégico*³⁰ que asignan los gobiernos al petróleo está dado por la forma en que se llevan a cabo los procesos de privatización de las empresas estatales europeas (de acuerdo con los ejemplos ya citados) en los cuales se busca retener el control general de las empresas privatizadas, mediante diferentes mecanismos como el de las *golden share*.

²⁹ OPECNA NEWS SERVICE.- December 17, 1993.

³⁰ Sobre el carácter estratégico de la energía (especialmente del petróleo) estaremos refiriéndonos más adelante.



A comienzos de 1994 se debatían ya en Kuwait los planes gubernamentales para permitir la participación de empresas privadas en la industria petrolera estatal.

En Indonesia el programa de privatización se llevará a cabo mediante la venta de las acciones de las empresas estatales en los mercados financieros internacionales. Al parecer, la empresa petrolera estatal PERTAMINA no será afectada por el programa, pero sus subsidiarias, especialmente aquéllas que se dedican a actividades comerciales, podrían ser privatizadas.³¹

En Corea del Sur, el programa de privatizaciones vigente, bajo la administración del Presidente Kim Young Sam, que asumió su mandato el 25 de febrero de 1993, se fundamenta primordialmente en la elevación de la eficiencia antes que en consideraciones de corto plazo como las de obtener recursos para el fisco o reducir las disparidades en el ingreso de la población.³²

La privatización de empresas petroleras en Europa

El *modelo de privatización europeo* se enmarca, en materia energética dentro de dos parámetros importantes:

- El proceso de integración económica; y
- La Carta Europea de la Energía.

³¹ OPECNA NEWS SERVICE, January 31, 1994.

³² SHUN-WOO, Nam- Korea's Privatization Policy for the New Economy.- ECONOMIC BULLETIN.- Republic of Korea.- August, 1993.



Estos parámetros permiten la convivencia de la filosofía liberal y la libertad de gestión empresarial, al interior de un macro bloque económico y la filosofía proteccionista hacia el exterior.

Los países europeos, signatarios del Tratado sobre la Carta Europea de la Energía —que será examinado en detalle más adelante— reconocen que los estados tienen derecho de participar en la prospección y explotación de sus recursos energéticos mediante la participación directa del gobierno y/o de sus empresas estatales; admiten, por otro lado, la legitimidad de las expropiaciones de inversiones hechas en el sector energético por motivos de interés público, siempre que se indemnice adecuadamente, rápida, justa y efectivamente a los perjudicados.

Al parecer los países de la OCDE³³ estarían prestando cada vez más atención a la seguridad del suministro energético, especialmente después de la Guerra del Golfo.³⁴

Es importante tener en cuenta que la privatización de empresas estatales petroleras inicia en Europa en una etapa histórica caracterizada por la voluntad integracionista de los países, por lo tanto, en un esquema dentro del cual existe un alto grado de consenso respecto a los grandes objetivos y a las estrategias, en el ámbito energético.

³³ Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo. La conforman los países industrializados de Europa, el Japón, los Estados Unidos y el Canadá.

³⁴ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Victor/DI SBROIIVACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.



El embargo árabe de 1973-1974 y el nerviosismo en los mercados que suscitó la Revolución Iraní de 1979, generaron una especie de conciencia colectiva entre los líderes de virtualmente todos los países desarrollados importadores de petróleo, hacia la búsqueda de soluciones permanentes a los eventuales problemas de la *seguridad energética*.

Los países de Europa son miembros de la Agencia Internacional de la Energía y han avanzado enormemente en lo que respecta a la coordinación de sus políticas de planificación estratégica, llegando a fijar techos de importación, límites mínimos de almacenamiento y mecanismos para enfrentar crisis mundiales de abastecimiento de petróleo y productos refinados.

Se trata de países acreedores de la deuda internacional y no buscan en sus procesos de privatización los fondos para cubrir sus déficits de caja.

Lejos de mantener subsidios al petróleo y sus derivados (aunque sí, en algunos casos, a los energéticos de origen nacional) los países europeos gravan pesadamente al consumidor final y las ventas de combustible constituyen una importante fuente de ingresos fiscales.

La Carta Europea de la Energía

Entre el 16 y 17 de diciembre de 1991 (en una conferencia celebrada en la Haya) se suscribió la Carta Europea de la Energía, que constituye un nuevo modelo de cooperación energética de largo plazo, fundamentado en los principios de la economía de mercado, la asistencia recíproca y la no discriminación. Este instrumento fue adoptado por los países que conformaron la ex Unión Soviética y, por lo tanto, constituye un mecanismo que viabilizará eventualmente la utilización efectiva de los



yacimientos hidrocarburíferos existentes en estos territorios, en beneficio del Viejo Continente.

La Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía inició las negociaciones relativas a un Acuerdo Básico (más adelante denominado el Tratado sobre la Carta de la Energía) cuyo objetivo sería el fomento de la cooperación industrial Este-Oeste, mediante el establecimiento de salvaguardias jurídicas en campos como la inversión, el tránsito y el comercio. Se iniciaron también Protocolos en el campo de la eficacia energética, seguridad nuclear e hidrocarburos.

Las negociaciones relativas al Tratado sobre la Carta de la Energía y el Protocolo de la Carta de la Energía sobre la eficacia energética y los aspectos ambientales fueron concluidos en 1994. Se acordó que el Tratado estuviera abierto a la firma, en Lisboa, del 17 de diciembre de 1994 al 16 de junio de 1995.

La Carta busca mejorar la *seguridad* de la oferta energética, maximizar la eficiencia del sector, minimizar los problemas ambientales y optimizar el consumo, sobre bases económicas aceptables. La Unión Europea está buscando, en el largo plazo:

- Viabilizar la cooperación en el sector energético;
- Alcanzar la complementariedad energética;
- Garantizar la libre competencia entre empresas energéticas de los países miembros;
- Autorizar el libre tránsito de los materiales y productos energéticos, desde y hacia los países miembros;
- Incrementar la seguridad en el abastecimiento;
- Elevar la eficacia en los costos de los energéticos;
- Difundir la transferencia de tecnología, según criterios comerciales no discriminatorios;



- Abrir los mercados de capitales para la financiación de comercio de materias primas y productos energéticos y el soporte de las inversiones en el sector energético, especialmente en los territorios de la ex Unión Soviética;
- Utilizar óptimamente la energía;
- Abrir el *mercado energético interno*; y
- Proteger el ambiente.

Particularmente en materia de hidrocarburos se han precisado los siguientes objetivos específicos:

Petróleo

- Mantener las importaciones netas de petróleo, procedentes de terceros países, dentro de márgenes justificables;
- Incrementar la prospección y producción de petróleo en los países de la Unión Europea; y
- Reducir el peso específico del petróleo sobre la oferta energética global.

Gas natural

Conservar la participación del gas natural en la producción de energía sobre una base tal que garantice el abastecimiento seguro y diversificado y que continúe e intensifique la prospección y producción de gas natural en la Unión Europea.

Dentro de este marco de referencia, los países europeos que han privatizado y están privatizando sus empresas petroleras han optado por retener el control de las mismas, mediante la denominada *acción dorada*.



En este caso, el control no apunta hacia las actividades operacionales sino más bien hacia la búsqueda de seguridad en el abastecimiento. No obstante que el fantasma de la guerra convencional se encuentra en franca retirada, los países buscan evitar que potencias extranjeras, eventualmente enemigas, impongan embargo a sus actuales fuentes de suministro petrolero.

Algunos países, por otro lado, entre los que se encuentra Dinamarca, Francia, Irlanda, Italia, los Países Bajos y España se muestran reacios a cumplir sus compromisos para remover los obstáculos actualmente existentes para el establecimiento de un mercado energético libre al interior de Europa.³⁵

La privatización de empresas en Europa Central³⁶

La mayoría de los países centroeuropeos han realizado progresos considerables en la liberalización de sus economías y en la privatización de las empresas pequeñas. Sin embargo, la transformación de las enormes empresas estatales, en privadas eficientes, ha resultado ser más difícil de lo previsto.

Rusia

Las empresas estatales importantes fueron estructuradas de manera regional. Así, por ejemplo PERMNEFT (o PERMPETROLEO, traduciendo su nombre al español) ejerce todas las actividades propias de la industria petrolera en el área de Perm. Las empresas son independien-

³⁵ OPECNA NEWS SERVICE.- February 10, 1994.

³⁶ Esta sección está basada parcialmente en el documento del Fondo Monetario Internacional titulado Perspectivas de la economía mundial: octubre de 1993.



tes entre sí, pero están sujetas al control del Ministerio de la Industria Petrolera. Las principales empresas, tales como TUMENPETROLEO, SURGUTPETROLEO, BASKPETROLEO, PERMPETROLEO, YAKUTPETROLEO, se están convirtiendo paulatinamente —y algunas ya lo han conseguido— en sociedades, cuyas acciones pueden ser adquiridas por la población rusa, por los propios trabajadores y por inversionistas extranjeros.

A manera de ejemplo, la LUCKPETROLEO, compañía estatal establecida en 1991, dedicada a la producción y refinación de petróleo ³⁷ planea vender a través de bolsa el 40% de sus acciones a inversionistas privados (15% para los extranjeros y 25% para los nacionales).

Kasakstan

La Elf planea invertir US\$380 millones durante los próximos 10 años mediante contratos de riesgos en la región de Aktubinsk (Kasakstan), donde se supone que existen unas 120 millones de TM de reservas petrolíferas. Se le permitiría a la compañía explotar el recurso durante 30 años mediante un sistema flexible de reparto de la producción, que inicia con un 50% ↔ 50% cuando la extracción no supera 10 millones de TM/año y, pudiera alcanzar un 90% ↔ 10% en favor del estado si la tasa de explotación aumenta.

En marzo de 1995, el gobierno de Kazakstan suscribió un acuerdo de participación (*production-sharing agreement*) para el desarrollo de Karachaganak en el que participarán la empresa estatal Rusa GRAZ-

³⁷ Para tener una idea del tamaño de esta empresa es necesario señalar que durante 1994 su plan operativo contempla la explotación de 44,8 millones de TM de petróleo, de los cuales 20,5 millones de TM serán refinados por la propia LUCKPETROLEO, lo cual representa un 10% de la refinación rusa.



PROM (15,0%), la italiana AGIP (42,5%) y la British Gas (42,5%). El gigantesco reservorio de Karachaganak se encuentra localizado en los Urales, cubre un área de 450 Km² y sus reservas gasíferas se estiman en 5 mil millones de BEP ³⁸. El total de inversiones requeridas para su desarrollo y explotación se lo estima en US\$8 mil millones.

Se permitirá al consorcio de empresas explotar los yacimientos durante un período de 40 años. La presencia de GAZPROM asegura la transportación del gas hacia los mercados europeos.

Hungría y Polonia

La falta de progreso en los programas de privatización iniciados en 1989, es especialmente notable en Hungría y Polonia. La oleada de *autoprivatizaciones* llevó, en ambos países, a la expoliación de los activos. A mediados de 1993 se había privatizado menos del 10% de la industria estatal húngara.

En Polonia, se privatizarían alrededor de 200 empresas mediante la cesión de un pequeño número de *fondos de inversión*. Las acciones del fondo se distribuirán entre parte de la población y los *derechos* de otras 400 empresas se ofrecerán en venta a todos los ciudadanos adultos.

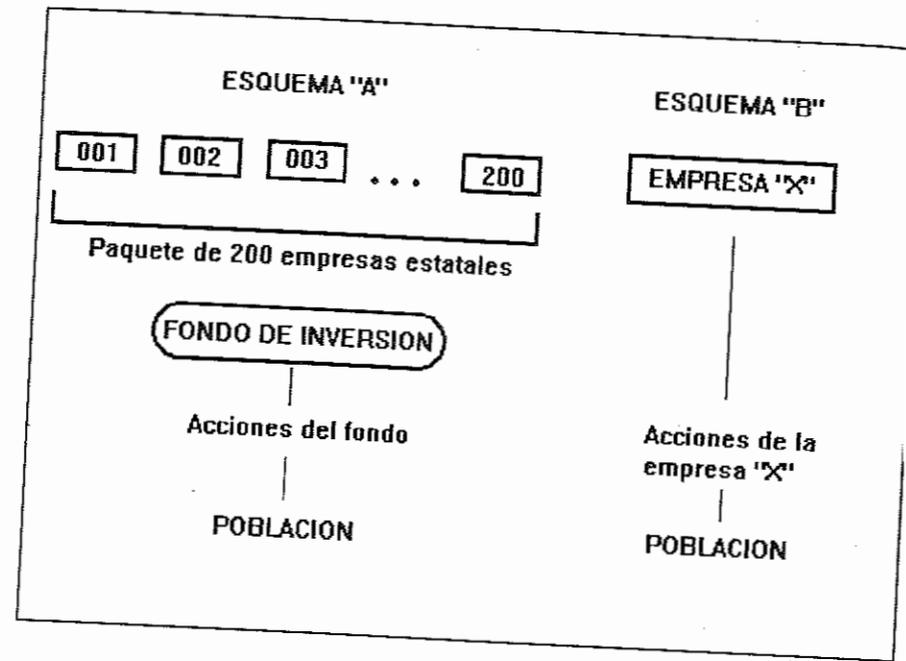
En el esquema "A" (ver gráfico 1), al adquirir una acción del *fondo*, el público está comprando un derecho sobre un conjunto de empresas y de alguna manera esto disminuye el riesgo de la inversión, por cuanto se considera poco probable que todas quiebren. En el esquema "B", el público tiene la opción de comprar las acciones de una empresa específica de su preferencia.

³⁸ BEP: Barriles equivalentes de petróleo.



Gráfico 1

ESQUEMAS DE PRIVATIZACION EN POLONIA



Rumania y Bulgaria

Los progresos han sido lentos debido a la incertidumbre política y a las difíciles condiciones económicas. En estos países casi todos los activos de las grandes empresas continúan en poder del estado.

En la ex Unión Soviética no existen planes globales de privatización con respecto a las empresas más grandes y entre las dificultades para llevar a cabo acciones concretas en este sentido, se anotan las siguientes:



- Las empresas dominan a veces toda una región y las consecuencias sociales y económicas de su quiebra serían especialmente graves;
- En Rusia, las empresas más grandes tienen fábricas en varias regiones y solo recientemente ha sido posible realizar subastas a escala nacional; y,
- Las empresas suelen estar asociadas a la producción militar, especialmente en Bielorusia, Rusia y Ucrania

Ventajas de los procesos de privatización

La venta de empresas estatales al sector privado es considerada altamente beneficiosa, por la corriente ideológica liberal, en la medida que:

- Elimina de los presupuestos estatales las partidas de asignación de fondos a las empresas que presentan: 1) abultado gasto corriente; 2) nula contribución a las arcas fiscales; y 3) incapacidad para autofinanciar sus programas de inversión. Se esperaría, adicionalmente, que las empresas privatizadas generen corrientes positivas de recursos financieros hacia las arcas fiscales por concepto de impuestos;
- Alivia la presión sobre las partidas presupuestarias (y del balance de pagos), destinadas a cubrir el servicio de la deuda interna y externa de las empresas estatales;
- Genera rápidamente la entrada de fondos líquidos a la caja fiscal o incrementa las cuentas por cobrar, en la medida en que la privatización se lleve a cabo a título no gratuito;



- d) Permite la desarticulación y abatimiento de los sistemas de precios y tarifas sociales o subsidiarios que se justificaron solamente en la medida en que los bienes y servicios son ofrecidos por empresas estatales, propias de un estado benefactor;
- e) Facilita la sustitución de empresas de baja rentabilidad de capital por otras que eventualmente garantizarían una alta rentabilidad sobre el capital;
- f) Contribuye al crecimiento del PIB, en la medida en que los propietarios de las empresas privatizadas inyecten fondos financieros frescos para recuperar los niveles de inversión que el subsector lo requiere y el gobierno gaste el dinero que obtuvo al vender las empresas;
- g) Puede permitir la democratización de la economía y ampliar el mercado de capitales;³⁹
- h) La privatización, sustentada en la adquisición de activos por parte de inversionistas extranjeros, pudiera facilitar la transferencia de tecnología y las relaciones de mercado requeridas para competir internacionalmente;⁴⁰

³⁹ La tendencia a la privatización en América Latina y el Caribe es citada por la Corporación Financiera Internacional como uno de los mayores determinantes en dar profundidad y amplitud a las bolsas de comercio de la región. Ver: Perspectivas para las bolsas de valores. - Informe Latinoamericano del 9 de septiembre de 1993.

⁴⁰ CEPAL. - El fomento de inversiones europeas directas en América Latina y el Caribe: un campo de cooperación. - Noviembre 11, 1993.



- i) La Corporación Financiera Internacional (IFC) añade a los puntos anteriores el *efecto imagen*. "La existencia de programas de privatización —dice—, particularmente de aquellos que fomentan la participación de inversionistas extranjeros, constituyen una señal importante para otros inversionistas." Estos, sostiene la IFC, "ven la privatización como una indicación de que los gobiernos son serios respecto a la apertura de sus economías, la reducción de sus déficits fiscales, la disminución del papel del estado en la economía y el mejoramiento de la infraestructura".⁴¹

El PNUD y el Banco Mundial consideran que es muy positiva la participación privada en el sector energético, sin necesariamente excluir a la empresa estatal. En un informe preparado para el gobierno del Perú⁴², se lee lo siguiente:

"Fuera de cumplir con el objetivo de subsidiariedad, la existencia de empresas privadas o capitales privados en las empresas estatales aporta competitividad y estabilidad a la política de precios, ya que existe un fuerte incentivo para oponerse a fijaciones de tarifas arbitrarias que pueda intentar la Autoridad. Por otra parte, si las empresas se estructuran como sociedades anónimas es posible diseminar la propiedad sobre todo en inversionistas institucionales como compañías de seguros, los trabajadores y los usuarios, haciendo así coincidir los intereses de las

⁴¹ MILLER, Robert y SUMLINSKI, Mariusz. - Trends in Private Investment in Developing Countries 1994.- Statistics for 1970-92. - INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION. - February 1994.

⁴² PERU: ESTUDIO DE LINEAMIENTOS DE ESTRATEGIA A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA EL SECTOR ENERGETICO. - PNUD/BANCO MUNDIAL/CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA DEL PERU. Washington, Diciembre de 1990.



empresas con los de la población, lo que tiende a darle estabilidad permanente al esquema.”⁴³

Desventajas de los procesos de privatización

La privatización tiene un costo social y en algunos casos, un *costo implícito de oportunidad*. Entre las desventajas a los procesos de privatización se pudieran señalar las siguientes:

- a) La desintegración vertical de la empresa.⁴⁴ Esta es probablemente la mayor de las desventajas porque atenta contra la eficiencia eco-

⁴³ PERU: ESTUDIO DE LINEAMIENTOS DE ESTRATEGIA A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA EL SECTOR ENERGETICO. - PNUD/BANCO MUNDIAL/CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA DEL PERU. Washington, Diciembre de 1990.

⁴⁴ Luigi Meanti, Director del consorcio italiano ENI, hablando en la Cuarta Conferencia Anual auspiciada por el Centre for Global Energy Studies, en abril de 1994 señala lo siguiente: “Creo que un movimiento más general hacia la integración vertical podría entregarnos respuestas positivas válidas para muchas preguntas cruciales. La integración vertical permite una coordinación más estrecha de las decisiones de inversión y producción en las diferentes fases de la industria... Me parece que la debilidad actual de los precios del petróleo está vinculada en un alto grado al hecho de que siendo barato producir el petróleo no se lo está comercializando a través de estructuras verticalmente integradas... Los productores se encontrarían en una mejor posición si en lugar de adoptar una estrategia de no involucramiento directo en el mercado hubieran tratado de captar una presencia mayor mediante acciones concretas de integración vertical”. OPECNA NEWS SERVICE, Abril 13, 1994.

Las ventajas de la integración vertical quedan patentes cuando se constata que EXXON y MOBIL pudieron sacar partido de los precios bajos del petróleo prevalecientes durante 1993 y el primer trimestre de 1994, elevando sus beneficios en el sector de refinación del crudo y mercadeo de los productos refinados. Así, durante el primer trimestre de 1994, los ingresos de comercializa-



nómica general de la empresa. En efecto, muchos esquemas de apertura y privatización, que explícitamente propugnan la desmonopolización de la industria están basados en la desintegración vertical de la misma, a fin de viabilizar un paquete de estrategias aplicable a sus distintos segmentos: uno para la exploración y producción, otro para el transporte y comercialización, un tercero para la refinación, etc;

- b) La pérdida del control estatal de la empresa y eventualmente de toda la industria hidrocarburífera—excepto si se conserva la *golden share*, al estilo europeo— así como, la drástica reducción en el flujo de información sobre planes y programas, costos, rendimientos y otro tipo de datos empresariales relevantes;
- c) Es bastante probable (aunque no necesariamente se da en todos los casos) que se produzcan incrementos reales⁴⁵ en el precio de los bienes y servicios que estuvo ofertando la empresa estatal privatizada. Este incremento en los precios se puede producir aún antes de que se privatice la empresa, precisamente como un mecanismo para hacer atractiva su venta;
- d) Si no existe suficiente capital privado nacional para adquirir las empresas estatales se puede presentar un problema de desnacionalización de importantes sectores industriales;

ción y refinación que obtuvo la MOBIL, se elevaron en el 76%, desde US\$134 millones, el año pasado, a US\$326 millones, aunque bajaron los ingresos en exploración y producción de US\$433 millones a US\$335 millones. Ver OPECNA NEWS SERVICE, 25 de abril de 1994.

⁴⁵ Es decir, pueden subir las tarifas sin que se mejore el servicio: allí tenemos un ejemplo de incremento real en el costo social del mismo.



- e) En la medida en que los inversionistas privados nacionales se endeuden en los mercados internacionales para comprar los activos de las empresas estatales o para llevar a cabo las inversiones comprometidas al momento de la adquisición de éstos, ejercerán a lo postre una presión negativa sobre la cuenta de capitales del balance de pagos.⁴⁶ En esencia, a medida que los organismos financieros internacionales continúen exigiendo que los gobiernos garanticen el pago de los créditos efectuados por los particulares, el grado de exposición de la república continuaría elevado, imposibilitando la canalización de nuevos créditos hacia el sector social;
- f) Es probable que los activos se realicen a precios muy por debajo de su valor real.⁴⁷ El problema de la valoración misma de las empresas estatales pudiera ser serio y generar dificultades políticas, aún si se contrata para el efecto a empresas internacionales de reconocido prestigio;⁴⁸

⁴⁶ A comienzos de enero de 1993 se criticaba en los círculos políticos argentinos que los nuevos propietarios de Aerolíneas Argentinas hayan acumulado deudas por US\$800 millones desde la fecha de privatización de la empresa. Véase: Informe Latinoamericano, 7 de enero de 1993: PRIVATIZACIONES.

⁴⁷ "En realidad, cuando se incluyen los pasivos por descontaminación del medio ambiente y las deudas de las antiguas empresas que asumió el Treuhandanstalt —el organismo administrador del fondo fiduciario, encargado de la privatización de las empresas estatales de la antigua República Democrática Alemana—, puede afirmarse que algunos compradores en realidad recibieron una subvención por adquirir una empresa..." - F.M.I.: Perspectivas de la economía mundial.- octubre de 1993.

⁴⁸ Price Waterhouse estimó el valor de ULTRAFERTIL (empresa petroquímica brasilera) en US\$425 millones y Atlantic Capital en US\$188 millones —lo cual es inadmisibles, dado el muy amplio margen—. Cuando el gobierno planteó la discrepancia, la Price redujo su evaluación a US\$197 millones y la A-



- g) En algunos casos no se consigue romper el monopolio y éste solamente se transforma de estatal en privado;
- h) Los fondos obtenidos en el proceso de venta de las empresas estatales pueden ser dilapidados o mal utilizados; y,
- i) Cuando un proceso de privatización se sustenta básicamente en la transferencia de los activos estatales a inversionistas extranjeros, mediante procesos de conversión de deuda, se producen cambios en la estructura de las cuentas del balance de pagos: el servicio de la deuda (amortización más intereses) es reemplazado por remesas de utilidades y retiros de capital. Estas transferencias tienden a traer algunas consecuencias negativas para los países deudores, a menos que se incremente la capacidad exportadora del país.

Minsburg⁴⁹ sostiene que "las experiencias privatizadoras en América Latina han profundizado la reestructuración económica en favor de los grupos capitalistas más concentrados ligados a las transnacionales, lo cual ha ahondado los problemas clásicos de la región: estancamiento, estrangulamiento externo y ampliación del retroceso socioeconómico".

atlantic subió la suya a US\$205 millones. Por su parte, PETROFERTIL, la propietaria de ULTRAFERTIL sostenía que el valor de la empresa era US\$ 392 millones.- Ver Informe Latinoamericano del 20 de mayo de 1993.

⁴⁹ MINSBURG, Naúm.- Política privatizadora en América Latina.- Revista Comercio Exterior.- Vol. 43, Núm. 11.- Noviembre de 1993.



CAPITULO N° 3

LA APERTURA AL CAPITAL PRIVADO EN EL SUBSECTOR PETROLERO

Se discuten en el presente capítulo las diferentes opciones que existen para viabilizar la participación del capital y la tecnología del sector privado en el subsector petrolero de los países de América Latina y el Caribe. Se sienta como tesis que, cualquiera que fuere el esquema de apertura que decidan adoptar los países, existe un justificativo amplio para la intervención del estado, como regulador de la actividad macroeconómica y de sectores que, como el energético, trascienden lo meramente económico.

Se analiza también el avance de los procesos de privatización en el subsector petrolero, a nivel regional y la forma en que se lo ha venido administrando.

Modelos o esquemas que permiten incrementar la participación privada en las empresas estatales

Algunos economistas y políticos latinoamericanos sostienen que el estado no debe intervenir en la economía y preconizan la reducción de la acción gubernamental, bajo el lema: *achicar el estado es agrandar la nación*.

Esta corriente de pensamiento viene cobrando fuerza en nuestro continente, especialmente a raíz del derrumbamiento del sistema soviético: existe una tendencia clara y generalizada hacia la privatización y la consiguiente desarticulación de las empresas estatales.



De manera sintética es posible mencionar los siguientes modelos que permiten viabilizar y/o incrementar la participación privada en las empresas estatales:

- Privatización total;
- Privatización por fases;
- Transformación en empresa de economía mixta;
- Privatización de la gestión;
- Subcontratación;
- Apertura a la industria privada para efectuar nuevas inversiones en áreas antes reservadas, de manera exclusiva a la empresa estatal;
- Capitalismo popular;⁵⁰
- Método del dividendo social;⁵¹ y,
- Constitución de fondos de paquetes de inversión, negociables en la bolsa de valores.

La intervención del estado

La intervención del estado, como regulador directo e indirecto de la actividad macroeconómica se justifica debido a la existencia de objetivos sociales que trascienden lo meramente económico y, por lo tanto, solo pueden ser alcanzados utilizando el poder político.

En este sentido, a la luz de las corrientes ideológicas imperantes, bien sea que un país decida explotar sus recursos energéticos directamente, a través de empresas estatales o con el concurso del capital privado, se

⁵⁰ La propiedad de los activos se transfiere a los miembros de la colectividad.

⁵¹ Se transfieren los beneficios de la empresa a los miembros de la sociedad.



presentan como legítimas, en el subsector petrolero, las siguientes funciones gubernamentales:

- El establecimiento de la política petrolera;
- La cooperación, coordinación e *integratura*⁵² regional e internacional en materia de política hidrocarburífera;
- El influenciar indirectamente sobre las actividades de todos los sectores económicos, incluyendo desde luego el subsector petrolero, mediante la utilización de los instrumentos de política macroeconómica general;
- La regulación y reglamentación de las actividades del subsector petrolero, el establecimiento de normas de calidad, seguridad y protección ambiental;
- La planificación estratégica del subsector; y,
- El control y fiscalización de las actividades del subsector.

Es fundamental la coherencia entre el proyecto político, el modelo económico y la política hidrocarburífera. A su vez, la política de hidrocarburos debe ser congruente con la energética y ambas enmarcarse dentro de la política económica general, la cual debería responder a su vez al proyecto político de largo alcance. Así, no es posible establecer con éxito un mercado libre, abierto, desregulado y antimonopólico para el abastecimiento de combustibles en un país que mantenga y aplique otros modelos no competitivos para resolver el resto de la problemática general de la economía.

⁵² INTEGRATURA = INTEGRACION + APERTURA



Las privatizaciones en el subsector petrolero

Facilidad intrínseca para la privatización

Es difícil y toma mucho tiempo la venta al sector privado extranjero de empresas estatales que producen bienes no transables, especialmente si los mercados, a los que éstas sirven, son pequeños.

En la medida en que el petróleo y sus derivados son bienes transables, es relativamente más simple la privatización de las empresas petroleras estatales.

Dado el nivel tecnológico actual, el reducido y focalizado volumen de comercialización internacional del gas natural, el costo y dificultad de su transporte a grandes distancias convierten al mercado del gas en monopolio natural y al bien en sí, en *relativamente no transable*.

El avance del proceso

La Corporación Financiera Internacional (IFC) demuestra estadísticamente la existencia de un patrón constante de expansión de la inversión privada en los países en vías de desarrollo, durante el período comprendido entre 1988 y 1992; cita como ejemplos de liberalización y apertura hacia el mercado a: Pakistán, Turquía, Chile, Marruecos y la India. Según la IFC la inversión del sector privado, como porcentaje del PIB continúa creciendo en América Latina y el Caribe, en países como Argentina, Venezuela y México, en los cuales se ha alcanzado un



porcentaje del 15%. Observa, además, crecimiento de la inversión del sector privado en Guatemala, El Salvador y el Uruguay.⁵³

Los flujos de inversión extranjera directa a nivel mundial, canalizados por el mecanismo de las privatizaciones hacia los países en vías de desarrollo, totalizaron US\$14,5 mil millones, entre 1988 y 1992. Más del 10% de la inversión extranjera directa se efectivizó a través de la adquisición de empresas estatales.⁵⁴

La situación en América Latina

Es incuestionable que el proceso de privatización ha logrado avances en el subsector hidrocarburífero de América Latina y el Caribe; sin embargo, éstos aún no son significativos.

El grueso de las reservas petroleras de la región continúa en manos de las empresas estatales, al igual que la producción de petróleo. La propiedad de las refinerías petroleras en un porcentaje apreciable es aún estatal, como puede apreciarse en el cuadro 5. Es importante reconocer, sin embargo, que en el futuro pudieran producirse cambios como resultado de la apertura política a la participación de las inversiones privadas.

⁵³ MILLER, Robert y SUMLINSKI, Mariusz.- Trends in Private Investment in Developing Countries 1994: Statistics for 1970-92.- INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION.- February 1994.

⁵⁴ *Ibidem.*



Cuadro 5

PROPIEDAD DE LAS REFINERIAS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

PAISES	CAPACIDAD REFINACION Miles de Bls/d [1]	PROPIEDAD ESTATAL %
ARGENTINA	695,0	N.D.
BARBADOS	3,5	0,0
BOLIVIA	45,2	100,0
BRASIL	1.529,8	100,0
COLOMBIA	261,4	100,0
COSTA RICA	15,0	100,0
CUBA	175,5	100,0
CHILE	164,6	100,0
ECUADOR	146,0	100,0
EL SALVADOR	18,0	0,0
GUATEMALA	18,0	0,0
JAMAICA	35,0	100,0
MEXICO	1.584,0	100,0
NICARAGUA	16,0	0,0
PANAMA	80,0	0,0
PARAGUAY	7,5	100,0
PERU	254,4	100,0
REP. DOMINICANA	48,5	33,5
SURINAM	0,0	N.D.
TRINIDAD & TOBAGO	255,0	0,0
URUGUAY	36,0	100,0
VENEZUELA	1.320,3	100,0
TOTAL GENERAL	6.708,7	Más del 85%

NOTAS: [1] Consta exclusivamente la capacidad de destilación atmosférica. N.D. No disponible N.A. No aplicable.

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económico Energético, SIEE.

Objetivos y estrategias de los programas de privatización en el subsector petrolero

Los objetivos prioritarios explícitos que persiguen los países que han adoptado programas de privatización en el subsector de hidrocarburos, en el mediano y largo plazo, son:



- Asegurar el abastecimiento interno de los hidrocarburos que requiere el país para su desarrollo económico-social y, eventualmente generar excedentes para la exportación;⁵⁵
- Incrementar la inversión de riesgo en el subsector, mediante la participación del capital y tecnología internacional;
- Ahorrar divisas y asegurar un nivel razonable de ingresos fiscales, a fin de garantizar la estabilidad monetaria, reducir el déficit fiscal y financiar los programas sociales; e
- Incrementar las reservas petroleras y elevar el coeficiente de reservas/producción.

A fin de conseguir los objetivos planteados, los gobiernos generalmente se fijan como estrategias:

- Privilegiar los mecanismos de mercado en las funciones de fijación de los precios y asignación de los recursos;
- Desregular los precios de venta (internos y de exportación) de los hidrocarburos, de manera tal que éstos se fijen en condiciones de libre competencia;
- Promover la competencia franca y leal, en igualdad de condiciones para las empresas del sector público y/o privado;

⁵⁵ Este objetivo eventualmente pudiera estar reñido con la política de conservación de las reservas hidrocarburíferas y la fijación de tasas óptimas de producción.



- Romper el monopolio de las empresas estatales petroleras en las áreas de exploración, producción, refinación transporte y comercialización de los hidrocarburos; e
- Incrementar la eficiencia administrativa y económica del subsector.

La administración de los programas de privatización

Los programas de privatización (tanto del sector energético como del resto de los sectores de la economía) han seguido generalmente un patrón ordenado, en el cual se destacan las siguientes acciones:

- La expedición de la base legal correspondiente;
- El establecimiento de una agencia competente encargada de llevar a cabo el proceso;
- La selección pragmática de las empresas a ser privatizadas y el establecimiento de criterios para el efecto;
- La evaluación económica y financiera de las empresas a ser privatizadas, mediante la contratación de firmas especializadas independientes y la determinación del mínimo precio de venta; y
- La promoción y venta de las empresas estatales, lo cual implica la identificación de los inversionistas potenciales, la preparación de información relevante y otros detalles específicos.

El PNUD y el Banco Mundial consideran importante diseñar y llevar a cabo los siguientes mecanismos estratégicos, en los procesos de privatización del subsector energético:



1. Establecer reglas de juego no discriminatorias que faciliten la incorporación del sector privado al sector de la energía, permitiendo una efectiva coexistencia de empresas estatales y privadas. Para esto es fundamental separar claramente el papel del estado como organismo normativo y regulador del asignado a las empresas estatales, que por equidad deberían estar sujetas a las mismas normas expedidas para las privadas;
2. Participar activamente en la evaluación de los recursos energéticos;
3. Liberalizar los precios de los productos transables (derivados del petróleo) y fijar tarifas eléctricas referenciales sobre la base de los costos marginales del suministro; y
4. Coordinar las decisiones de inversión y operación de las empresas estatales y privadas del sector, dentro de una perspectiva global, preservando el interés nacional.

Por su parte, el FMI observa que la rapidez con que se lleve a cabo un proceso de privatización puede contribuir a mitigar eventuales connotaciones políticas indeseables del mismo ⁵⁶.

⁵⁶ Perspectivas de la economía mundial. - Fondo Monetario Internacional. - Octubre de 1993.



Los recursos generados por la privatización de las empresas estatales

Forma de pago y moneda aceptable

Durante los procesos latinoamericanos de privatización se han aceptado distintas formas de pago, por parte de los gobiernos, entre las que destacan, las siguientes:

- Divisas de libre convertibilidad; ⁵⁷
- Moneda nacional;
- Papeles de la deuda externa; ⁵⁸
- Papeles de la deuda interna; y,
- Documentos por cobrar (ventas a crédito).

Las recaudaciones alcanzadas

De acuerdo con Frank Sader, citado por la Corporación Financiera Internacional, ⁵⁹ entre 1988 y 1992, los gobiernos de los países en vías

⁵⁷ La venta de ULTRAFERTIL (empresa petroquímica brasilera) solo requería el pago de un 2,2% del precio, en efectivo. Ver: Informe Latinoamericano.- 20 de mayo de 1993.

⁵⁸ "Hacia 1990, los especuladores recompraban la deuda argentina al 12% de su valor, la del Brasil al 25%, la del Perú al 6%, la de Venezuela al 35%, la de México al 37%, convirtiéndolas enseguida a su valor oficial, en acciones de sociedades rentables recientemente privatizadas".- ECUADOR: ANALISIS DE COYUNTURA. - CEPLAES-ILDIS.- Nro. 6.- Abril de 1993.

⁵⁹ MILLER, Robert y SUMLINSKI, Mariusz.- Trends in Private Investment in Developing Countries 1994: Statistics for 1970-92.- INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION.- February 1994.



de desarrollo obtuvieron más de US\$60 mil millones en ingresos por concepto de la venta de sus empresas estatales. Al menos 2/3 de este gran total, es decir US\$40 mil millones tuvieron como destino final América Latina y el Caribe, especialmente México, Argentina, Brasil y Chile.

Las estimaciones de CEPAL son más altas que las presentadas por Sader. Según este organismo, solo entre 1990 y 1992 se recaudaron US\$ 40 mil millones (10% de la deuda externa regional).⁶⁰

Cuadro 6

COMO SE FINANCIO LA COMPRA DE EMPRESAS ESTATALES ENTRE 1988 y 1992

	VALORES EN MILLONES DE US\$ DOLARES
VALOR TOTAL DE LAS VENTAS DE EMPRESAS	60.000
FINANCIAMIENTO:	
• INVERSION EXTRANJERA DIRECTA	14.500
• OTRAS FUENTES EXTERNAS	4.000
• FUENTES LOCALES	41.500

FUENTE: CORPORACION FINANCIERA INTERNACIONAL

Las cifras presentadas ponen en evidencia que un porcentaje muy alto (69%) de los recursos que obtuvieron los gobiernos de los países en vías de desarrollo, por la venta de las empresas estatales entre 1988 y 1992, provino de sus propias fuentes internas.

⁶⁰ CEPAL.- EL FOMENTO DE INVERSIONES EUROPEAS DIRECTAS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE: UN CAMPO DE COOPERACION.- 11 de noviembre de 1993.



*Los programas de conversión de deuda externa y la privatización*⁶¹

En América Latina y el Caribe la conversión de la deuda ha sido utilizada principalmente para la compra de empresas existentes a valores de descuento. Las operaciones fueron especialmente significativas en Chile, Brasil y México, donde representaron, respectivamente, 74,6%, 54,7% y 31,4% de los flujos totales para el período 1985-1990. Sin embargo, al entrar en la década de los 90 los programas fueron suspendidos y reemplazados por nuevas iniciativas de privatización de empresas públicas.

El destino de los fondos

En términos generales, toda vez que los recursos provenientes de procesos de privatización tienen el carácter de extraordinarios, deberían ser utilizados de manera exclusiva para el financiamiento de proyectos prioritarios de inversión, especialmente de aquellos que incrementen la capacidad exportadora de los países (incluyendo obra pública, carreteras, puertos, etc.).

De manera alguna se deberían utilizar estos recursos para financiar gasto corriente o proyectos paternalistas, por muy elevado que fuere su rendimiento social o político.

Aún los proyectos de carácter social deberían demostrar ser capaces de recuperar costos, aunque no generen excedentes: solo de esta manera se asegura su permanencia en el tiempo.

⁶¹ Este acápite está basado en el documento de CEPAL, titulado EL FOMENTO DE INVERSIONES EUROPEAS DIRECTAS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE: UN CAMPO DE COOPERACION, publicado el 11 de noviembre de 1993.



Desafortunadamente, se evidencia, en la práctica, que gran parte de los fondos obtenidos por los países en los procesos de privatización de sus empresas estatales fueron dedicados al gasto corriente; es decir, se desmovilizaron recursos productivos de inversión (de largo plazo) para cubrir necesidades líquidas de corto plazo.

Es posible identificar básicamente los siguientes destinos:

- Financiamiento de los déficits fiscales;
- Indemnizaciones laborales;
- Costo del reentrenamiento de los trabajadores despedidos;
- Programas de salud y educación;
- Creación de fondos contingentes;
- Adquisición de equipo para la policía, el ejército y la lucha antiterrorista; y
- Financiamiento de nuevos procesos de privatización.

La apertura a la inversión externa en algunos países de América Latina y el Caribe

La absorción de la tecnología, la experiencia y conocimiento de los mercados internacionales han permitido que las empresas petroleras estatales de América Latina lleven a cabo, de manera directa (o mediante subcontratos) prácticamente todas las actividades propias de la industria; sin embargo, en lo que respecta a la petroquímica, estas experiencias han sido más limitadas.

La apertura a la inversión externa en las fases de exploración y producción se sustenta, por lo tanto, en diferentes estrategias:



1. La de disminución de riesgo

- Esta estrategia ha sido adoptada por algunos países (como Colombia, Ecuador y Bolivia) con el fin de disminuir la inversión de riesgo, por parte del estado y orientar los escasos recursos disponibles a otros proyectos.

2. La de concentración de la inversión pública en proyectos política, social o financieramente más rentables

- Esta estrategia explica la entrega al sector privado de campos *marginales* tanto en Argentina⁶² como en Venezuela y últimamente el Ecuador.
- También explica la entrega al sector privado de campos que requieren inversiones en recuperación mejorada o la venta de refinerías de baja rentabilidad que requieren fuertes inversiones para su ampliación y/o modernización.

En el caso de la apertura hacia el capital y tecnología externa en el área de la petroquímica, la lógica queda explicada por lo elevado de dichas inversiones, la supeditación a procesos tecnológicos costosos, la falta de experiencia en el mercadeo internacional y, en los últimos años, a los reducidos márgenes de beneficio e incluso pérdidas en algunas plantas petroquímicas.

⁶² Es necesario recordar que en Argentina se entregaron también al sector privado yacimientos en los denominados *campos centrales*, siguiendo una estrategia diferente.



Cuadro 7

APERTURA A LA INVERSION EXTERNA

	EXPLORAC. Y PRODUC.	TRANSP.	REFINAC.	PETROQ.
ARGENTINA	SI	SI	SI	SI
BOLIVIA	SI [1]	NO	SI	SI
BRASIL	NO	NO	NO	SI
CHILE	SI	SI	SI	SI
COLOMBIA	SI		NO	SI
ECUADOR	SI	SI	NO	SI
MEXICO	NO	NO	NO	SI
PERU	SI	SI	SI	SI
TRIN&TOBAG	SI		NO	SI
VENEZUELA	SI [2]	NO	SI	SI

[1] Mediante contratos de operación y asociación.

[2] Areas marginales y crudo extrapesado.

Los volúmenes de inversión

Debido a la imposibilidad de continuar financiando la expansión del subsector petrolero, utilizando los propios excedentes de la actividad, el financiamiento de las inversiones se convierte en uno de los aspectos más importantes para los países productores de la región.

La obtención de préstamos directos por parte de los organismos multilaterales de crédito y de la banca privada internacional, para financiar las inversiones de riesgo, características del *upstream* (especialmente en la fase exploratoria) siempre tropezó con la resistencia de los banqueros. Esta vía parecería estar cerrada a la luz de las políticas adoptadas por parte del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo; sin embargo, siempre existe la posibilidad de recurrir al financiamiento directo para actividades de probada rentabilidad y riesgos aceptables, como aquéllas que se relacionan con la construcción de los activos necesarios para incrementar la producción, expandir y modernizar



las refinerías (especialmente de aquéllas orientadas hacia la exportación de productos) y completar los sistemas de distribución de los hidrocarburos. En todo caso, la opción es válida solamente para los países que han logrado recuperar su condición de *sujetos confiables de crédito* ante la banca internacional.

Alternativamente, los países tienen la opción de llevar a cabo, de manera dinámica, los ajustes de tipo global, que les permita continuar desarrollando sus actividades, mediante la apertura a la iniciativa privada, dentro de un adecuado equilibrio entre las expectativas nacionales y las tasas esperadas de beneficio empresarial, teniendo en cuenta las cambiantes condiciones del entorno.

Los países productores tienen también la opción de modernizar sus empresas estatales petroleras y/o redefinir el papel asignado a éstas y pueden analizar las ventajas y desventajas de la liberalización del mercado hidrocarburífero y la desmonopolización total o parcial de la industria en sus territorios, optando —si así lo consideran conveniente— por una política orientada a promover la inversión directa, en áreas de alto riesgo, baja rentabilidad esperada o en aquéllas en las cuales el país no dispone de tecnología y/o adecuada capacidad financiera

El término medio entre el desarrollo autónomo de la industria petrolera y la apertura hacia la inversión externa directa puede hallarse en una franja gris bastante difusa. A este respecto, Doran ⁶³ sostiene que: “Desde una perspectiva política, la inversión extranjera es una idea muy veleidosa. Para una economía nacionalista lo único peor que una excesiva inversión extranjera es que ésta sea muy poca”.

⁶³ La liberación de los comercios regional y mundial al estilo de América del Norte. - COMERCIO EXTERIOR. - Vol 44. Nro. 1.- México, enero de 1994.



Durante el quinquenio 1994-1998, la industria hidrocarburífera regional podría requerir alrededor de US\$ 16 mil millones anuales, tanto para financiar los proyectos *upstream* como los *downstream*. Las inversiones proyectadas para Venezuela, México, Brasil y Argentina son las más altas de la región y representan, en conjunto, el 86% de éstas (ver cuadro 8).

Cuadro 8

ESTIMATIVO DE REQUERIMIENTOS DE INVERSION PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE, EN EL SUBSECTOR HIDROCARBURIFERO

PAISES	Millones de US\$ anuales	PAISES	Millones de US\$ anuales
Venezuela	4.800	Colombia	700
México	4.000	Perú	400
Brasil	3.680	Bolivia	350
Argentina	1.000	Trinidad & Toba	150
Ecuador	400	Otros países	200
		TOTAL	15.680

FUENTE: OLADE, sobre la base de los datos proporcionados por los Países Miembros.

Las inversiones de PDVSA alcanzaron la cifra de US\$3,5 mil millones en 1993 y llegaron a US\$3,9 mil millones en 1994. El plan de inversiones 1994-2002, que busca elevar las reservas petroleras del país desde 63 mil millones de barriles MMBls a 65 MMBls, incrementar la producción hasta 3,6 millones de Bls/d en el 2002 y aumentar la capacidad de refinación en 400 mil Bls/d, hasta alcanzar los 2,8 mil millones de Bls/d, se elevó inicialmente a US\$48,5 mil millones —unos US\$6.060 millones anuales—.

Este plan fue posteriormente ajustado. Datos recientes señalan que PDVSA planifica invertir US\$48 mil millones en los próximos diez años (es decir un promedio de US\$4,8 mil millones por año), de los



cuales se espera la inversión externa alcance a US\$18 mil millones (37,5%)⁶⁴.

Las inversiones requeridas por el subsector petrolero ecuatoriano se ubican en el orden de los US\$400 millones anuales según cálculos oficiales, pero pudieran llegar a los US\$700 millones de acuerdo con analistas independientes⁶⁵. El esfuerzo está orientado hacia el incremento de las tasas diarias de producción hasta alcanzar los 443 mil Bls/d en 1995 y los 459 mil Bls/d en 1998. Estimaciones efectuadas por el Centro de Estudios y Análisis señalan un requerimiento total de US\$3,5 mil millones para los próximos seis años, conforme se presenta en el cuadro 9. Se espera que un 58% de la inversión total se logre financiar mediante el flujo de corrientes de inversión extranjera directa.

Cuadro 9

INVERSION REQUERIDA POR EL SUBSECTOR PETROLERO ECUATORIANO PARA EL PERIODO 1994-1999 SEGUN EL CENTRO DE ESTUDIOS Y ANALISIS

	EMPRESA ESTATAL	INVERSION PRIVADA	INVERSION TOTAL
Exploración y producción			
Industrialización	893,1	927,0	1.820,1
Comercialización y transporte	207,6	562,0	769,6
Otras actividades			
	273,8	568,0	805,8
	93,9		
TOTALES	1.468,4	2.057,0	3.525,4

FUENTE: Diario HOY, 15 de noviembre de 1993.

⁶⁴ OPECNA NEWS SERVICE.- October 25, 1994.

⁶⁵ Ver la estimación del Centro de Estudios y Análisis del Ecuador, para el quinquenio 1994-1999.

CAPITULO N° 4

LA GEOPOLITICA DEL PETROLERO Y SU INFLUENCIA SOBRE LOS PROCESOS DE PRIVATIZACION

Existen varias estrategias para controlar (en beneficio propio) los recursos energéticos de otros países y la historia demuestra que se han puesto en práctica en el mundo incluso métodos tan violentos como la guerra. Dentro de este amplio espectro de posibilidades, es evidente que la penetración en otro país, por la vía de la compra o la inversión directa, es una estrategia legal, de amplia aceptación, por cuanto se supone que existe la voluntad favorable de las partes.

Dentro del juego geopolítico y geoeconómico es útil establecer qué países están interesados en que se difundan de manera amplia los procesos de privatización de empresas estatales, especialmente en los sectores de la energía. Este capítulo apunta precisamente hacia este fin.

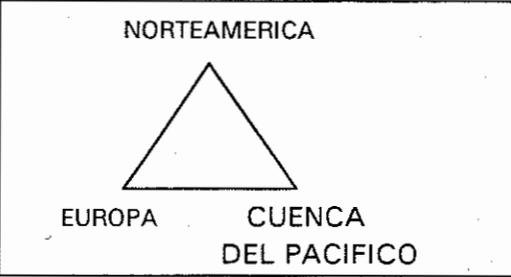
También apunta hacia la adopción de estrategias racionales, que tomando en cuenta el entorno geopolítico existente, busquen sacar la más amplia ventaja, en favor de los países de la región.

La geopolítica del petróleo

Un mundo dividido en bloques

El estudio de la geopolítica internacional muestra un mundo en el cual se consolidan fuertemente los bloques subregionales, regionales y continentales. De la integración comercial se evoluciona paulatinamente hacia la integración industrial y existen evidencias que demuestran de manera inequívoca los avances concretos de algunos países desarrolla-

dos en materia de coordinación y fijación de objetivos y estrategias comunes en el ámbito de lo militar y lo político.

OPCION ESTRATEGICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE	ESPACIOS DE PODER ECONOMICO
<p>BUSCAR UNA INTEGRACION REALISTA Y VENTAJOSA CON LOS ESPACIOS DE PODER ECONOMICO-POLITICO, ACEPTANDO LAS REGLAS DE JUEGO IMPERANTES</p>	<div style="text-align: center;">  <p>NORTEAMERICA</p> <p>EUROPA CUENCA DEL PACIFICO</p> <p>Democracia capitalista</p> </div>

En materia energética se observa, por parte de los países industrializados (especialmente de los europeos) una explícita tendencia hacia la búsqueda de la seguridad, mediante la diversificación, el ahorro, la racionalización en las importaciones de hidrocarburos y un renovado proteccionismo que privilegia las fuentes energéticas —renovables y no renovables— localizadas en los territorios de los países pertenecientes al bloque o de aquellas fuentes en las cuales poseen ventajas comparativas y absolutas.

Esta realidad, que se irá consolidando a mediano y largo plazo, enfrenta a América Latina y el Caribe (y eventualmente a nuestro hemisferio) con una estrategia ineludible: la coordinación energética, el alineamiento y la integración.



Convivencia de la filosofía liberal y el proteccionismo

Luego del fracaso del socialismo y la planificación central y, una vez agotados los modelos de economía mixta (que asignaron al estado la responsabilidad fundamental de la inversión en la economía) el paradigma actual privilegia en lo político a las corrientes de pensamiento liberal y neo liberal, y en lo económico —con ligeras excepciones— al pensamiento clásico ortodoxo, de la línea de Adam Smith.

Sin embargo (al menos en Europa) existe una dualidad teórico práctica, que posibilita la coexistencia de dos modelos antagónicos: el de la libre-empresa y el proteccionista. Así, la configuración de los macrobloques económicos permite que al interior de los mismos se desarrollen vigorosamente los principios liberales y se dé paso a la competencia y con esto a la gestión empresarial eficiente, pero al mismo tiempo se consoliden indeseables e innecesarias macrobarreras proteccionistas que afectan el desarrollo del comercio internacional.

El carácter estratégico de la energía

Se afirma, y con razón, que el petróleo está asentado sobre un polvorín.⁶⁶ Sin embargo, es importante llegar a comprender histórica y geo-

⁶⁶ En 1941, Hitler invadió Rusia, en gran parte debido a la necesidad de controlar las reservas petrolíferas del Cáucaso. En el mismo año, Estados Unidos, Gran Bretaña y el Canadá decretaron el embargo del suministro petrolero en contra de Japón, lo cual pesó en la decisión de ese país de atacar Pearl Harbor.

En 1944, los bombardeos de los aliados a la planta de Farben's Leuna, en donde se producía combustible sintético casi inmovilizaron a los nazis.

En 1947, tanto el Departamento de Defensa como el Departamento de Estado se opusieron al reconocimiento de Israel porque temían que se afecten las relaciones con los países árabes, la seguridad en el abastecimiento petrolero y la estabilidad económica. Sin embargo, el Presidente Truman desoyendo a sus



políticamente quién o quiénes movieron paciente y deliberadamente las piezas del ajedrez, una a continuación de la otra, creando las condiciones para que esto resultara así. La historia contemporánea evidencia la ingerencia de los soviéticos (antes de su desarticulación), los franceses y especialmente los ingleses sobre el destino político de los pueblos asentados alrededor del Golfo Pérsico y, en épocas más recientes, es innegable la incidencia de los Estados Unidos sobre la Región. La razón de todo esto? El carácter estratégico de la energía.

El peso específico de los hidrocarburos como fuente energética, la búsqueda de seguridad y la desigual distribución geográfica de las reservas más importantes del mundo confieren al petróleo un carácter estratégico. Las tensiones y guerras que se han generado en el Medio Oriente

asesores, incluyendo al General Marshall reconoció a Israel en cuestión de horas. - James Schlesinger / Inherent Difficulties in Producer-Consumer Cooperation / World Energy Council Journal. Diciembre de 1990.

En 1967, Arabia Saudita ordenó el embargo petrolero en contra de Gran Bretaña y Estados Unidos como represalia por su apoyo a Israel durante la guerra Arabe-Israelí.

En 1991, al perder la guerra Iraq, las Naciones Unidas decretan el embargo de sus exportaciones petroleras.

En 1992 se aplicó el embargo del suministro petrolero en contra de Raoul Cedrés, para forzarlo a salir de Haití.

En mayo de 1995, el gobierno de Washington decretó unilateralmente un embargo comercial y financiero, en contra del gobierno de Irán, acusándolo de fomentar el terrorismo internacional y de mantener un programa nuclear con Moscú. Se prohibió expresamente a las empresas de Estados Unidos realizar inversiones en Irán, adquirir o exportar bienes y servicios de y hacia dicho país.



son precisamente un reflejo de la importancia que tiene este energético en el mundo contemporáneo.⁶⁷

El peso de los hidrocarburos como fuente energética

Al analizar la composición del paquete energético mundial de 1993, es posible observar que los hidrocarburos (petróleo más gas natural) contribuyeron en un 62,6% a satisfacer la demanda global de energía primaria. El petróleo ha ido perdiendo su peso relativo frente a las otras fuentes pero aún continúa siendo el energético más importante y no se avizora, en el futuro inmediato, que pierda su actual liderazgo.

El petróleo tiene la capacidad de sustituir con ventaja económica a todas las fuentes energéticas disponibles hoy en día y muchas de sus aplicaciones no han podido aún ser emuladas técnicamente por las fuentes energéticas no hidrocarburíferas.

El gas natural⁶⁸, por otro lado, es el hidrocarburo que presenta la más alta tasa de crecimiento. Su utilización cada vez más amplia, como fuente primaria para generar electricidad expande día a día su mercado.

⁶⁷ Es incuestionable que los países industrializados otorgan una importancia estratégica más alta al suministro energético, por cuanto son los mayores consumidores de energía. De acuerdo con las cifras disponibles por el Consejo Mundial de la Energía, los países industrializados consumen dos tercios de la energía mundial y los en vías de desarrollo apenas utilizan un tercio. Sin embargo, la tasa de crecimiento de la demanda ha sido más alta en los países en vías de desarrollo.

⁶⁸ Incluyendo el gas natural licuado.



De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), el gas natural alcanzará una participación del 24,3% dentro del total de fuentes suministradoras de energía primaria hacia el año 2010.

Durante 1993, un 39,8% del consumo mundial de energía primaria fue satisfecho utilizando petróleo. Para el año 2010, de conformidad con estimaciones efectuadas por la AIE,⁶⁹ el mundo utilizará un 37,0% de petróleo para cubrir sus necesidades energéticas primarias.

Cuadro 10

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA AÑO 1993

	MM(TPE) (1)	MMBEP/d	Per cápita barriles por año (2)	Per cápita litros/d	%
Petróleo	3.121,4	62,7	4,10	1,79	39,8
Gas Natural	1.787,1	35,9	2,35	1,02	22,8
Carbón	2.141,1	43,0	2,81	1,23	27,3
Nuclear	557,2	11,2	0,73	0,32	7,1
Hidroelectricidad	197,5	4,0	0,26	0,11	2,5
Geotermia y otras	45,7	0,9	0,06	0,03	0,6
TOTAL	7.850,0	157,6	10,32	4,49	100,0

FUENTE: (1) BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY

(2) Población estimada: 5'580 millones de habitantes.

La demanda global de petróleo

La demanda global de petróleo alcanzó durante 1994 un total de 68,2 millones de barriles por día (MMBIs/d), para 1995 se espera que el consumo llegue a 69,2 MMBIs/d y para 1996, a 70,3 MMBIs/d (ver cuadro 11).

⁶⁹ WORLD ENERGY OUTLOOK.- International Energy Agency.- 1993.



Cuadro 11

DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO
(Millones de barriles por día)

	1994	1995	1996
Norteamérica	19,7	19,9	20,1
Europa	13,7	13,9	14,1
Pacífico	6,6	6,6	6,7
Total OCDE	39,9	40,4	40,9

	1994	1995	1996
Ex Unión Soviética	4,8	4,4	4,4
Europa	1,4	1,5	1,3
China	3,1	3,3	3,4
Otros Asia	7,3	7,7	7,9
América Latina	5,7	5,7	5,8
Medio Oriente	3,9	4,1	4,3
Africa	2,1	2,2	2,3
Total no OCDE	28,2	28,8	29,4

Total general	68,2	69,2	70,3
----------------------	-------------	-------------	-------------

FUENTE: OLADE.

Los tres consumidores de petróleo más grandes del mundo son Estados Unidos, la ex Unión Soviética y China. Pero mientras en Estados Unidos la demanda se ha venido manteniendo prácticamente estancada y en la Ex Unión Soviética declina, la demanda energética de China es la más dinámica de todas ⁷⁰. Más del 58% de la demanda mundial de crudo corresponde al requerimiento de los países industrializados que forman parte de la Organización de Cooperación y Desarrollo Eco-

⁷⁰ La Agencia Internacional de Energía (IEA) predice que la demanda energética de China se duplicará en los próximos 16 años.- OPECNA NEWS, 12 de abril de 1994.



nómico (OCDE), ⁷¹ pero el consumo se encuentra congelado en este conjunto de países.

En 1982, los países que conformaron la Unión Soviética utilizaban un 18% del total de crudo consumido en el mundo. Debido a los problemas políticos y económicos que experimentaron, el uso del petróleo se ha ido reduciendo drásticamente, a tal punto que durante 1994 solo emplearon el 7% del total mundial.

La región de Asia y Australia (China, países de la OCDE en la Cuenca del Pacífico y otros países asiáticos) detenta la tasa más alta de crecimiento (4,5%) durante la década 1983-1993, particularmente debido al impulso económico importante y sostenido que ésta ha experimentado. A comienzos de la década señalada, la región estuvo utilizando un 17,6% de las disponibilidades mundiales de crudo, pero durante 1994 su demanda representó el 24,9% del consumo mundial.

El consumo petrolero de América Latina y el Caribe representó durante 1994 solamente un 8% del consumo mundial y, dentro de la región, el de los países Caribeños, tuvo un peso del 7%.

El consumo del Medio Oriente llegó al 5,7% de los requerimientos mundiales durante 1994 y el de África a un 3,1%.

Las proyecciones de demanda efectuadas para el año 2010, por distintos institutos de investigación, reconocen un crecimiento lento por parte de los países industrializados, un virtual estancamiento en los países que constituyeron la ex Unión Soviética y una alta dinámica en los países en vías de desarrollo.

⁷¹ De acuerdo con los registros estadísticos de 1993.



Se espera que el petróleo sea utilizado en un elevado porcentaje como combustible en el sector transporte, en donde mantiene muchas ventajas sobre el resto de fuentes energéticas.

A criterio de OLADE, la demanda mundial de petróleo para el 2010, pudiera fluctuar entre 90 y 100 millones de barriles diarios, lo cual supone tasas acumulativas de crecimiento del consumo comprendidas entre el 1,8% y el 2,4% anuales, respectivamente, y tasas esperadas de crecimiento de la economía mundial del 3,2% al 4,2%.⁷²

El elevado crecimiento de la demanda mundial de petróleo pudiera incrementar las emisiones de dióxido de carbono, dificultando el cumplimiento de las metas adoptadas en Rio de Janeiro, en junio de 1992, a menos que se realicen esfuerzos a nivel internacional para modernizar el parque de refinación.

De lo anteriormente expuesto se deduce que el centro de gravedad de la demanda mundial de derivados de petróleo privilegiará la producción de gasolinas de alta calidad y bajo contenido de emisiones perniciosas para el ambiente.

La oferta internacional de petróleo

Hacia 1973, la producción mundial de petróleo fue de 58,1 millones de barriles por día. De este total, el 53,4% correspondía al crudo aportado por los países de OPEP y el 46,6% al de los productores independientes. Hacia 1985, los independientes lograron expandir su mercado hasta alcanzar un 71,3% del total mundial, pero debido a la declinación experimentada por los perfiles de producción de la ex Unión Soviética y los Estados Unidos, esta participación está disminuyendo y no se vi-

⁷² Compatibles con una elasticidad global ingreso de la demanda del 0.57 para el largo plazo.



sualiza en el corto plazo cambios sustantivos que reviertan la tendencia (ver cuadro 12).

Cuadro 12

LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO Millones de barriles diarios

	1973	1975	1980	1985	1990	1994
OPEP	31,0 53,4%	27,2 49,2%	27,0 42,9%	16,4 28,7%	23,9 36,8%	27,2 39,8%
NO OPEP	27,1 46,6%	28,1 50,8%	35,9 57,1%	40,5 71,3%	41,0 63,2%	41,2 60,2%
TOTAL	58,1	55,2	62,9	56,9	64,9	68,4

FUENTE (EXCEPTO 1994): PETROLEUM ECONOMIST, setiembre de 1993.

En 1995 se estima que la oferta global de petróleo llegará a 68,8 millones de barriles por día, 40,3 MMB/d serán suministrados por los productores independientes y 27,0 MMB/d por los países de OPEP (ver cuadro 13).

La producción petrolera de América Latina y el Caribe, correspondiente a 1993, representó el 12,9% de la oferta mundial; para 1994 esta proporción se mantuvo pero eventualmente descenderá al 9,4% hacia 1996. Dentro de la región, la producción petrolera del Caribe tiene un peso del 5,5%.

La oferta internacional de largo plazo requiere incrementos importantes sobre los actuales niveles productivos. Estos serán probablemente satisfechos por Arabia Saudita, Kuwait, Iraq y Venezuela.⁷³

⁷³ Agencia Internacional de Energía. - OPECNA NEWS SERVICE, 12 de abril de 1994.



Hacia el 2020 nuevamente la producción de los países pertenecientes a la OPEP dominará la oferta mundial, alcanzando su control niveles de 50% al 60%.

Cuadro 13

OFERTA MUNDIAL DE PETROLEO
(Millones de barriles por día)

	1994	1995	1996	1996
Norteamérica	10,9	10,7	10,7	15,4%
Europa	6,1	6,2	6,4	9,2%
Pacífico	0,7	0,8	0,9	1,3%
Total OCDE	17,6	17,7	18,0	25,9%
	1994	1995	1996	1996
Ex Unión Soviética	7,2	6,8	6,8	9,7%
Europa	0,3	0,3	0,3	0,4%
China	3,0	3,0	3,0	4,3%
Otros Asia	1,9	2,0	2,1	3,0%
América Latina	5,9	6,4	6,5	9,4%
Medio Oriente	1,8	1,9	1,9	2,7%
Africa	2,1	2,2	2,3	3,3%
Total no OCDE	22,2	22,6	22,9	33,0%
Subtotal	38,8	40,3	40,8	58,9%
Oferta de OPEP	27,2	27,0	27,0	39,0%
Ganancias en proceso	1,4	1,5	1,5	2,2%
Oferta total	68,4	68,8	69,3	100,0%

FUENTE: OLADE

Las cifras anteriores nos revelan de manera clara y directa el potencial hegemónico de los países del Golfo Pérsico y de la OPEP para influir en el largo plazo sobre la oferta global de petróleo y sobre el precio internacional del mismo (aunque no de forma definitiva sobre la demanda global, debido a la capacidad de maniobra que aún conservan los países industrializados consumidores de petróleo).



La refinación de petróleo

En 1983, la capacidad mundial de refinación era de 76,5 millones de barriles por día calendario (ver cuadro 14). La demanda mundial de petróleo, para el mismo año, era de 55,5 millones de BIs/d, lo cual permitía un margen de seguridad operacional de 100 días.

La capacidad de refinación ha venido disminuyendo paulatinamente a nivel mundial, llegando a 74,9 MMBIs/d en 1993.

Cuadro 14

CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACION (Millones de barriles por día calendario)			
1983	76,5	1988	73,5
1984	74,4	1989	74,0
1985	73,0	1990	75,5
1986	73,0	1991	75,6
1987	73,6	1992	74,2
1988	73,5	1993	74,9

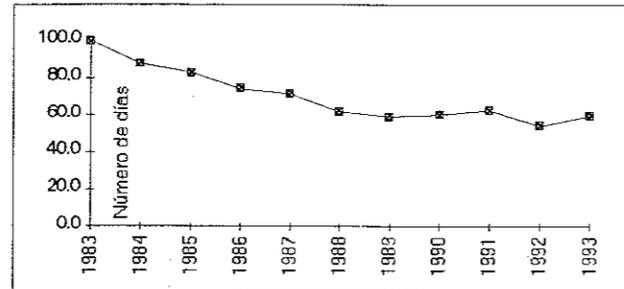
FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY

El cierre de refinerías obsoletas o no competitivas y el avance lento en la construcción de nuevas plantas ha disminuido el margen de seguridad operacional, el cual se situó en 59,3 días para 1993.

Algunas refinerías cerrarán sus puertas después de 1995 a consecuencia de la legislación del Aire Limpio en los Estados Unidos.

El excedente potencial de refinación ⁷⁴ permanecería relativamente pequeño hasta ese año e incluso se pudieran presentar déficits hacia el 2000, todo lo cual mejorará los márgenes de refinación (ver el gráfico que se presenta más adelante).

MARGEN DE SEGURIDAD OPERACIONAL A NIVEL MUNDIAL



FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY

El tamaño de las reservas hidrocarburíferas y su distribución geográfica

Una de las características de los bienes económicos es la escasez. En la medida en que los bienes se van tornando abundantes pierden valor económico y si la tendencia continúa pudieran convertirse en bienes libres: muy útiles como el aire o el agua, pero sin valor económico. Las reservas mundiales de petróleo, gas natural y carbón son abundantes. El factor escasez está perdiendo significación.

Es necesario distinguir en este punto la diferencia que existe entre los siguientes conceptos: *crisis petrolera*, *crisis de suministro* y *escasez de*

⁷⁴ $EPR = MSO - DM$

- EPR : Excedente potencial de refinación;
- MSO : Margen de seguridad operacional; y
- DM : Días necesarios para el normal mantenimiento de las refinerías.

reservas. La *crisis petrolera* es un concepto globalizante y se lo aplica en términos de suministro mundial (como aquella que se registró a consecuencia del embargo decretado por la OPEP en contra de los países que favorecieron a la causa israelita). Los otros dos conceptos se aplican en términos regionales o locales, en efecto, se pueden producir *problemas de suministro* (generalmente provocados por desfases o deficiencias en los programas de inversión correspondientes a las etapas de desarrollo y producción, tales como la perforación de pozos, la instalación de separadores, la construcción de oleoductos secundarios o primarios, etc.) aún cuando se constate abundancia de *reservas*.

Cuadro 15

**RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO, GAS NATURAL Y CARBON
DATOS A DICIEMBRE DE 1993**

TOTAL MUNDIAL	Reservas	R/P años
Petróleo (10 ⁹ BIs)	1.009,0	43,1
Gas Natural (10 ¹² m3)	142,0	64,9
Carbón (10 ⁹ Ton)	1.039,2	236,0

FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY.

Aún sin agregar un solo barril de crudo, o un solo metro cúbico de gas, o una sola tonelada de carbón a las reservas probadas existentes, el mundo tiene petróleo para 43 años, gas natural para 65 y carbón para los próximos 236 años (ver cuadro 15).

Los avances tecnológicos están elevando el volumen de reservas recuperadas a costos cada vez menores. Gracias a la tecnología de perforación horizontal y a la sísmica 3-D, la recuperación de las reservas pasará del 30% al 50%. De acuerdo con un reporte de Naciones



Unidas, ⁷⁵ la tecnología denominada perforación horizontal ha añadido miles de millones de barriles de reservas recuperables de petróleo a los Estados Unidos. Las perforaciones en el sur de Texas han bajado de US\$12 a US\$4 por barril.

La tecnología denominada de "reentrada" —una variación de la perforación horizontal que se está utilizando en pozos de baja productividad y también en aquellos que presentan altas tasas de gas y agua— ha permitido a Venezuela incrementar la producción de crudo en el Lago Maracaibo. De acuerdo con MARAVEN, subsidiaria de PDVSA, la aplicación de esta nueva tecnología ha elevado la producción en un factor de 12. ⁷⁶

Avances tecnológicos en la industria del carbón como *long-wall mining* elevarán la productividad de esta fuente energética. Todos estos efectos combinados reducirán los precios de la energía.

Sin embargo, es necesario tener en cuenta que la desigual distribución de las reservas energéticas primarias (especialmente de las reservas petroleras) es la causante de muchos de los problemas geopolíticos actuales.

El 66% de las reservas petroleras mundiales se encuentra localizado en el Medio Oriente, en tanto que Estados Unidos, el mayor consumidor de petróleo posee solamente el 3,1% de las existencias petroleras probadas del mundo; Canadá y Estados Unidos, en conjunto, disponen del 3,8% de este acervo (ver cuadro 16).

⁷⁵ CHANGING GLOBAL ENERGY PATTERNS. - United Nations Report.

⁷⁶ OPECNA NEWS SERVICE. - June 22, 1994.



Cuadro 16

RESERVAS DE PETROLEO, GAS Y CARBON, A DICIEMBRE DE 1993

	PETROLEO		GAS NATURAL		CARBON	
	10 ⁹ Bls	%	10 ¹² m3	%	10 ⁹ Ton	%
Norteamérica	38,6	3,8	7,4	5,2	249,2	24,0
América Latina y el Caribe	124,9	12,4	7,6	5,4	11,4	1,1
Europa (1)	75,9	7,5	62,4	43,9	412,4	39,7
Medio Oriente	662,9	65,7	44,9	31,6	1,9	0,2
Asia y Australia	44,8	4,4	10,0	7,0	303,9	29,2
Africa	61,9	6,1	9,7	6,8	60,4	5,8
	1.009,0	100,0	142,0	100,0	1.039,2	100,0

NOTA : (1) Incluye a la ex Unión Soviética.

FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY.

En Norteamérica y en Europa Occidental se han llevado a cabo los más altos niveles exploratorios (tanto extensivos como intensivos) y se han perforado la mayor cantidad de pozos petroleros, utilizándose la más alta tecnología disponible, pero al momento sus reservas están disminuyendo y el coeficiente reservas/producción es de 9,9 años en Estados Unidos; 8,9 años en el Canadá y 9,1 años en Europa Occidental, lo cual es geopolíticamente preocupante.

Las reservas petroleras de Europa Oriental iniciaron su proceso descendente a partir de 1975. La actual relación reservas/producción para esta área es de 19,7 años. La modernización de la industria de la ex Unión Soviética —no obstante los procesos de apertura y privatización que se encuentran en marcha— tomará algún tiempo antes de que esté en capacidad de competir en los mercados internacionales.



La caída de las reservas petroleras de América del Norte (Canadá y los Estados Unidos) ha sido lenta pero irremediable. El deterioro de las reservas ha determinado, en los Estados Unidos, una disminución sustantiva en el volumen productivo y una mayor dependencia en el petróleo importado.

Las reservas del Medio Oriente se hallan en franco ascenso. En esta región, las inversiones exploratorias y los descubrimientos han sido efectuados en un alto porcentaje por las empresas petroleras estatales.

Las reservas petroleras de Asia y África se encuentran también en expansión.

Las reservas petroleras de América Latina y el Caribe crecieron sustancialmente entre 1970 y 1984, en gran parte a consecuencia de las incorporaciones efectuadas por México. Entre 1985 y 1986, Venezuela revalorizó sus recursos, lo que propició un nuevo impulso en la curva regional; sin embargo, el perfil de reservas se encuentra virtualmente estancado. Dentro de la región, las reservas petroleras del Caribe son muy pequeñas y representan solo un 0,7% de éstas.

Al 31 de diciembre de 1993 las acumulaciones mundiales de gas natural llegaron a 142 billones de metros cúbicos ($142 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$). El 44% de éstas se hallaba localizado en Europa, primordialmente en territorios de la ex Unión Soviética, y el 32% en el Medio Oriente.

La crisis de precios

La industria petrolera mundial se encuentra atravesando un ciclo depresivo, caracterizado por precios reales decrecientes, estancamiento en la demanda y elevadas reservas que no pueden ser fácilmente convertidas en divisas.



En dólares constantes, los precios promedios prevalecientes en 1994 fueron inferiores a los que estuvieron vigentes en 1974 (20 años atrás); (ver cuadro 17).

Cuadro 17

EVOLUCION DEL PRECIO DEL ARABIAN LIGHT EN US DOLARES CONSTANTES 1994 = 100

AÑOS	US \$/BL.	AÑOS	US \$/BL.
1972	6,10	1990	23,00
1975	26,94	1991	17,72
1980	62,17	1992	18,57
1985	37,06	1993	15,99
1990	23,00	1994	15,39

FUENTE: WEEKLY ENDING QUOTATIONS OF THE REFERENCE BASKET & THE SELECTED CRUDES. OPEC.

La disminución estructural en los precios del petróleo responde a las siguientes causas fundamentales:

1.- Al estancamiento de la demanda, provocado por:

- Las recesiones económicas de 1980-1982 y la de 1991-1994, de la cual el mundo apenas ha empezado a salir; ⁷⁷

⁷⁷ "The 1994 Economic and Social Survey of the United Nations says the world economy appears set for the first significant expansion in four years in 1994 and world output is expected to increase by over 2%, twice as fast as in 1993. The developed market economies are growing again, but robust growth is expected only in the United States. In many others, recession bottomed out only recently, and unemployment continues to rise." OPECNA NEWS SERVICE.- June 24, 1994.



- Los elevados impuestos establecidos por los países consumidores industrializados aplicados al consumo de los productos refinados del petróleo; y
 - A los esfuerzos tecnológicos encaminados a elevar la eficiencia del uso de la energía, especialmente en los países industrializados.
- 2.- A la sobre oferta de petróleo, generada por:
- La entrada de nuevos productores independientes;
 - La decisión de Arabia Saudita (al interior de la OPEP) de mantener su posición de largo plazo en el mercado; y,
 - Al efecto amortiguador de los *stocks* acumulados, tanto para fines estrictamente comerciales como para fines de seguridad estratégica.
- 3.- A la alta acumulación de las reservas mundiales petroleras, gasíferas y carboníferas; y
- 4.- A la falta de acuerdos positivos entre productores y consumidores para establecer un precio de equilibrio que posibilite el desarrollo adecuado de la industria. ⁷⁸

⁷⁸ Es importante reconocer, sin embargo, que se realizan esfuerzos internacionales importantes encaminados a buscar un acuerdo de largo plazo entre productores y consumidores de petróleo. El primer diálogo de esta naturaleza se llevó a cabo en París, en julio de 1991, el segundo en Solstrand (Noruega), en 1992 y el tercero se realizó en Cartagena (España) en setiembre de 1994 y el cuarto se espera que se concrete durante el presente año, en Venezuela.



La disminución del precio internacional del petróleo constituye un estímulo muy importante para los países importadores netos, pero genera problemas macro y microeconómicos en los países exportadores, en la medida en que afecta a la cuenta corriente de sus balanzas de pagos, disminuye su capacidad adquisitiva y de endeudamiento, reduce los ingresos fiscales, provoca problemas de liquidez en sus empresas estatales petroleras y afecta los programas de inversión, necesarios para el desarrollo de la industria.

Esto no es todo, los bajos precios internacionales del crudo tornan antieconómicas las operaciones petroleras de baja productividad y altos costos, a la vez que desestimulan el desarrollo de otras fuentes energéticas.

En lo que respecta a la evolución del precio del petróleo en el largo plazo, se tienen las siguientes expectativas:

Para el año 2000, la Agencia Internacional de Energía ⁷⁹ estima —en su denominado caso base— que el precio del crudo llegará a US\$ 23/Bl.

En enero de 1995, la AIE señaló que, de acuerdo con sus cálculos, para el 2010 el precio del crudo será de US\$24,7/Bl (en dólares de 1993). Su pronóstico para el gas natural fue de US\$3,39/1000 pies cúbicos y para el carbón un precio de US\$22,77/TM, también para el 2010.

Dereck Riley, Economista Jefe de Elf Aquitaine, considera que este precio bordeará los US\$ 21/Bl; y, el Cambridge Energy Research

⁷⁹ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.- World Energy Outlook.- 1994 edition.



Associates sostiene que en dicho año solamente se pagará entre US\$ 17 y US\$ 19 por cada barril.

OLADE considera que hacia el 2010, el precio internacional del petróleo pudiera fluctuar entre US\$ 25 y US\$ 28/Bl.

La corriente de privatizaciones

Al bajar el precio internacional del petróleo e incrementarse los costos de producción, disminuyó paulatinamente la renta minera neta que percibían los países productores y exportadores de petróleo y con ésta, la capacidad de autofinanciamiento que tenían dichos países.

La deuda externa, la crisis de la economía internacional, los graves problemas macroeconómicos, los desajustes fiscales, la inflación, el desempleo y el desencanto de los modelos keynesianos están conduciendo a un replanteamiento del papel del estado, a su redimensionamiento administrativo y presupuestario y, en lo político, al remozamiento de la filosofía liberal.

Por su parte, la descapitalización de las empresas estatales, sus dificultades financieras y en algunos casos el crecimiento burocrático de éstas están dado paso a diferentes procesos de privatización.

Los procesos de modernización y los procesos de privatización de las empresas públicas constituyen estrategias viables —no excluyentes— para alcanzar objetivos más amplios, entre los que se deben destacar la eficiencia, la creatividad y la competitividad de las industrias.



CAPITULO N° 5

PRESENTACION DE CASOS

En este capítulo final se presenta un resumen de casos considerados por OLADE como típicos. Para este fin, se ha tratado, en lo posible, de seguir un mismo patrón: a) describir los antecedentes históricos de la industria petrolera en el país, b) realizar un breve análisis de las características principales de la industria, antes de realizarse los procesos de privatización y modernización; c) puntualizar los objetivos que explicitaron los gobiernos para emprender las reformas; y, d) detallar las acciones emprendidas.

No se ha hecho aún (pero debería intentarse en algún momento) un análisis comparativo de los puntos enunciados arriba y, lo que es más importante, una evaluación de los resultados obtenidos en materia de a) incrementos en la reserva; b) volúmenes de inversión efectuados por las empresas privadas; c) variaciones en los precios de venta de los combustibles, a nivel de consumidor; y d) impacto en las finanzas públicas.

La situación actual en algunos países latinoamericanos

El primer país en llevar adelante un proceso orgánico de privatizaciones en la región fue Chile, seguido de México, Brasil, Venezuela y Argentina.⁸⁰

⁸⁰ CEPAL. - El fomento de inversiones europeas directas en América Latina y el Caribe: un campo de cooperación. - 11 de noviembre de 1993.



No obstante que algunos países han impulsado importantes procesos de privatización de empresas estatales en varios sectores, el esquema no ha comprometido aún íntegramente al subsector petrolero.

Es posible constatar a nivel de América Latina y el Caribe un fuerte predominio de las empresas estatales en el subsector petrolero. Se observa, por lo tanto, diferentes matices en la propiedad y gestión de la industria.

Experiencias de privatización en el subsector de hidrocarburos

Se resumen, a continuación, las experiencias de Argentina, Brasil, Bolivia, Ecuador, México, Perú y Venezuela.



ARGENTINA

Los antecedentes

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos (YPF), la más antigua empresa estatal del mundo, llevaba a cabo de manera exclusiva las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Por su parte, Gas del Estado administraba el transporte, distribución y comercialización del gas natural. YPF ejerció el monopolio de la producción de petróleo, mediante la administración y operación directa de sus campos o por medio de contratos con empresas privadas. La participación de la actividad privada no otorgaba al contratista la propiedad o libre disponibilidad del producto obtenido.

Subsistía también un reducido régimen de concesiones. La producción de las compañías concesionarias, que disponían libremente de la venta del crudo a precios internacionales, fue marginal y apenas llegó al 2,7% en 1990.

Los contratos ⁸¹ existentes en Argentina corresponden a tres períodos históricos diferentes:

- Los primeros se originaron durante el gobierno de Frondizi, entre 1958 y 1962;

⁸¹ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROIIVACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.



- Los segundos, bajo el facto del General Onganía, entre 1966 y 1972 y del general Videla, entre 1976 y 1983, principalmente bajo la gestión del Ministro de Economía Martínez de Hoz; y,
- Los últimos, que pre-anuncian la nueva política de apertura, bajo el gobierno democrático del presidente Alfonsín, cuyo mejor ejemplo lo constituye el llamado "Plan Houston", que se puso en marcha en 1985 y buscaba alcanzar una mayor participación de la inversión externa en la industria petrolera.

El Plan Houston (1985-1989) permitió la firma de 85 contratos exploratorios, con 49 compañías privadas y un compromiso de inversiones equivalente a US\$350 millones.⁸²

Las empresas públicas YPF y Gas del Estado actuaron en un *mercado monopolico regulado* por el estado y no se les permitió fijar los precios y tarifas de los bienes y servicios que generaban. En general, éstos fueron establecidos por el gobierno con criterio político, como instrumentos de recaudación fiscal y, en ocasiones, no lograron cubrir los costos.

Por disposición gubernamental, YPF transfería el petróleo a sus refinerías a un precio muy por debajo de los costos de producción, lo cual provocó el quebranto sistemático de esta etapa productiva.

El precio de transferencia del gas natural desde YPF a Gas del Estado, fijado oficialmente por el gobierno, no permitía cubrir los costos de extracción del combustible.

⁸² CUNNINGHAM, Roberto y BUNGE, Diego César.- Presentación del caso argentino, en el seminario "Petroleum Industry in Latin America: Into de 21st Century.- Quito, ECUADOR.- 28-30 de mayo de 1995.



Gas del Estado tuvo permanentemente dificultad para cobrar el producto de sus ventas a las empresas generadoras de electricidad, que también eran de propiedad del gobierno.

Los contratistas de YPF trabajaban bajo el denominado sistema *cost-plus*, que de manera alguna incentiva la eficiencia, lo cual agudizó el problema deficitario de la empresa estatal.

El estancamiento nominal y el deterioro real de los precios y tarifas de los combustibles generaron déficits crónicos en estas empresas estatales que tuvieron que ser financiados por el Tesoro Nacional.

El gobierno del Dr. Carlos Menem y su análisis de la industria hidrocarburífera

El 10 de diciembre de 1989, al asumir el poder el Dr. Carlos Menem se encontró con una caja fiscal empobrecida y un subsector energético con serias limitantes financieras. El inicia un proceso de ajuste económico encaminado a combatir la inflación, incrementar los ingresos fiscales, resolver el problema de la deuda externa y sentar las bases para una recuperación económica. En el subsector de los hidrocarburos se introdujeron reformas profundas, buscando incrementar la producción, obtener un volumen importante de *renta petrolera anticipada* y sostener a mediano y largo plazo la corriente de inversiones que se requiere para mantener y, si es posible, incrementar las reservas de petróleo y gas natural.

El criterio oficial ⁸³ con respecto a la industria hidrocarburífera argentina era negativo y su estancamiento obedecía a las siguientes causas:

⁸³ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROI VACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.



- Una actitud conservacionista en la explotación del recurso, que solamente perseguía el autoabastecimiento;
- Un excesivo intervencionismo y regulación estatales; y,
- La ineficiencia de las empresas públicas del área energética.

A fin de revitalizar la industria de los hidrocarburos, se procedió a la paulatina desregulación del subsector, buscando:

- Maximizar el valor presente de los hidrocarburos (incrementar la producción petrolera de 460 mil Bls/d a 689 mil Bls/d y generar un saldo exportable de 172 mil Bls/d);⁸⁴
- Proporcionar, a través de la actividad petrolera, un mayor bienestar general por la movilización de riqueza bajo el supuesto del efecto multiplicador que genera esta actividad;⁸⁵
- Privilegiar los mecanismos de mercado en las funciones de fijación de precios y asignación de recursos;
- Promover la competencia franca y leal, en igualdad de condiciones para las empresas del sector público y privado; e
- Incrementar la eficiencia administrativa y económica del subsector.

⁸⁴ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROIIVACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.

⁸⁵ *Ibidem*.



En 1989 se sentaron, por lo tanto, las bases para la desregulación y desmonopolización de la industria petrolera con lo cual se inició un acelerado proceso de transformación y privatización de YPF.

Las estrategias adoptadas por la administración del presidente Menem

El gobierno del presidente Carlos Menem⁸⁶ se planteó las siguientes estrategias:

- Privatizar y desmonopolizar la actividad hidrocarburífera;
- Desregular la actividad y propiciar la libre competencia;
- Establecer un nuevo esquema contractual, que permitiera la libre disponibilidad de los crudos, por parte de los concesionarios;
- Reconvertir los antiguos contratos en concesiones y asociaciones; y,
- Eliminar el sistema de distribución del petróleo hacia las refinerías, que se efectuaba antes, a través de la Mesa de Crudos.

Las medidas tomadas por el gobierno del presidente Menem

En el subsector petrolero se tomaron las siguientes medidas:

1. Después de un corto período de transición se desregularon los precios del petróleo y sus derivados, a fin de que se pacten libremente al interior de la economía.

⁸⁶ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROIIVACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.



2. Se permitió la libre importación y exportación de petróleo crudo y productos derivados. Dentro de un techo de 138 mil Bls/d (establecido para el petróleo de libre disponibilidad) se dejaron sin efecto las tarifas arancelarias. La intención de esta medida fue la de alinear los precios internos a los costos CIF, para los bienes importados y a los valores FOB, para los exportables.
3. En materia de exploración y explotación de petróleo, se procedió de la siguiente manera:
 - Se definieron como *áreas de interés secundario* aquellas que habían permanecido inactivas en poder de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos durante cinco años o más; o cuya producción promedio no superaba los 1.258 Bls/d. Estas estructuras fueron revertidas al estado, a fin de entregarlas por 25 años, mediante licitación internacional, a la administración privada a la que se otorgó libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos. Generalmente estos yacimientos requerían la incorporación de sistemas de recuperación mejorada para extraer el petróleo y gas de los yacimientos de baja productividad. Para precautelar una reducción en la productividad se dispuso que, durante los tres primeros años de vigencia del contrato, la producción anual no disminuya del 80% del volumen producido por YPF;
 - En las dos primeras rondas se adjudicaron 47 áreas, a un precio total cercano a los US\$400 millones (aproximadamente entre US\$1,27 y US\$3,18 el barril de reserva);⁸⁷

⁸⁷ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROIACCA, Nicolás.- La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos.- Revista Brasileira de Energía.- Vol 3, Año 1993.



- Hasta 1991 se adjudicaron alrededor de 65 áreas, con un potencial productivo de 14 mil Bls/d: el estado recibió por la venta US\$417,2 millones. Las reservas transferidas al sector privado alcanzaron 56,3 millones de barriles de petróleo y 21.130 millones de m³ de gas. Valorado comercialmente el gas a 2/3 del precio equivalente del petróleo, Argentina recibió un pago, por este concepto, de US\$ 2,64 por barril de petróleo *in situ*;
 - Se identificaron *áreas de recuperación asistida o terciaria* (denominadas también áreas centrales) a fin de explotarlas mediante contrato de 25 años de asociación entre YPF y una empresa privada, a la que se otorga el carácter de *operadora*. Hasta 1991 se transfirieron 286,9 millones de barriles de reservas petrolíferas y se recaudaron US\$ 1.223 millones, es decir, se obtuvo US\$ 4,26 por barril de petróleo *in situ*, y,
 - Mediante el proceso de *reconversión de contratos* se permitió la transformación de los viejos contratos de explotación (*cost plus*), suscritos entre YPF y diferentes empresas privadas en nuevos *contratos de concesión* que estimulen el proceso de inversión.
4. A comienzos de enero de 1993, la necesidad de fondos hacía imperativa la aceleración de la privatización de YPF. Algunos sectores recomendaban la división de la empresa en tres unidades menores (con la esperanza de obtener un mejor precio y asegurar la competencia) mientras que otros, encabezados por José Etensoro, presidente de Yacimientos, consideraban importante mantener la unidad de la misma. Por otro lado se esperaba que los nuevos dueños de las empresas



demandarían incrementos en los precios y tarifas, especialmente de gas natural y electricidad.⁸⁸

5. En junio de 1993 se vendieron US\$3 mil millones en acciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos. El precio de las acciones se fijó en US\$19, cerca de su tope tentativo, debido al elevado interés de los inversionistas.⁸⁹ Esta primera oferta comprometió el 58% de las acciones con derecho a voto. El producto de la venta⁹⁰ se utilizó en la amortización de la deuda pública, esterilizándose el impacto monetario de la inyección de ingresos netos del exterior hacia la economía.

A los inversionistas privados se les ofreció, en una primera instancia, entre un 31,2% y un 35,6% de las acciones de la empresa.

La privatización de YPF ha sido calificada por el *Centre for Global Energy Studies*⁹¹ como el modelo más exitoso de privatización en América Latina.

⁸⁸ Dónde sentirá Ménem el pinchazo. - Informe Latinoamericano. - 7 de enero de 1994.

⁸⁹ INFORME LATINOAMERICANO del 8 de julio y 28 de octubre de 1993.

⁹⁰ Fondo Monetario Internacional, Informe anual 1994.

⁹¹ GLOBAL OIL REPORT.- Vol. 5, Nro. 1.- January-February, 1994.- Centre for Global Energy Studies.



Al parecer existe ahora cierta preocupación en el tema dual *monopolio* ↔ *competencia*, debido a la presencia dominante de YPF en la industria argentina, no obstante ser hoy esta empresa eficiente y altamente rentable. Se especula acerca de la eventual disgregación de YPF en 2 o 3 empresas independientes⁹² que puedan competir entre sí.

6. Se desreguló la instalación de capacidad adicional de refinación, otorgando libertad a los propietarios para tomar decisiones a este respecto, sin otro requisito que el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad propias de la industria.

En el subsector gasífero, se adoptaron las siguientes medidas:

1. El precio del gas (dada su característica *de bien no transable*, dentro de un mercado de *monopolio natural*) para el consumidor final quedó atado al del fuel oil, fijándose para el efecto un valor equivalente al 90% medido en su equivalente calórico. El precio del gas natural comprimido (GNC) se lo ubicó entre el 70% y 75% del gas oil, a equivalente calórico. Para fijar el precio al productor se utilizó el procedimiento de *netback*. En la práctica, el procedimiento descrito no se aplicó y fue superado por el propio mercado.
2. El 12 de junio de 1992, mediante Ley 24.076 se estableció el marco regulatorio de la actividad gasífera y la privatización de Gas del Estado. Por Decreto 1189, del 17 de julio del mismo año, se dispuso la privatización total de Gas del Estado y la constitución de las nuevas sociedades a las que se le transfirieron sus activos.

⁹² *Ibíd.*



Luego de la privatización de Gas del Estado, están encargadas del transporte y distribución del gas natural, las siguientes empresas:

- Transportadora de Gas del Sur S.A.
 - Transportadora de Gas del Norte S.A.
 - Distribuidora de Gas Cuyamana S.A.
 - Distribuidora de Gas Metropolitana S.A.
 - Distribuidora de Gas Pampeana S.A.
 - Distribuidora de Gas del Sur S.A.
 - Distribuidora de Gas del Litoral S.A.
 - Distribuidora de Gas Noroeste S.A.
 - Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A.
 - Distribuidora de Gas del Centro S.A.
3. El 70% de los intereses en la Distribuidora de Gas Metropolitana (una de las áreas en que se dividió Gas del Estado) se la adjudicó, por US\$300 millones al consorcio conformado por British Gas, Pérez Company y Astra. Para los empleados se ha reservado un 10% y el estado retendrá el 20% de las acciones.⁹³

En noviembre de 1991 se firmó un acuerdo de protección a la inversión con Estados Unidos, que otorga garantías contra confiscación arbitraria de activos e imposición de restricciones o límites a la repatriación de utilidades, estableciéndose el arbitraje internacional para la solución de controversias.

⁹³ Privatizaciones. - INFORME LATINOAMERICANO. - 7 de enero de 1993.



Los ingresos generados

Hasta finales de 1992 se estima que el gobierno argentino obtuvo alrededor de US\$1,8 mil millones por la venta de las áreas centrales y marginales. Como contrapartida se transfirió al sector privado entre el 35% y el 40% de las reservas probadas de petróleo y gas, incluyendo el 23,5% de la producción petrolera, al momento de las adjudicaciones.⁹⁴

Durante 1992, el gobierno recaudó US\$7,6 mil millones por la venta de empresas estatales en efectivo más documentos de la deuda (ver cuadro 18). Se calcula que la venta de empresas habría generado US\$3,5 mil millones durante 1993.

Los ingresos de las privatizaciones han sido utilizados desde 1989 para saldar obligaciones de las deudas externas e internas por un total de US\$12 mil millones. El estado se ha desembarazado también de otras obligaciones por US\$1,1 mil millones y se han reducido en subsidios otros US\$1 mil millones.⁹⁵

Argentina tiene al momento uno de los subsectores hidrocarburíferos más abiertos de la región, altamente favorable al capital internacional; los activos y utilidades pueden ser libremente repatriados.

⁹⁴ KOSULJ, Roberto/BRAVO, Víctor/DI SBROI AVACCA, Nicolás. - La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos. - Revista Brasileira de Energía. - Vol 3, Año 1993.

⁹⁵ PANORAMA DE PRIVATIZACIONES. - Informe Latinoamericano. - 4 de febrero de 1994.



Cuadro 18

**ARGENTINA: COMPRAS DE EMPRESAS ESTATALES
AÑO: 1992**

NACIONALIDAD DEL COMPRADOR	Millones US\$	%
ARGENTINA	3.069,67	40,25
ESPAÑA	1.126,05	14,76
ESTADOS UNIDOS	913,93	11,98
ITALIA	668,47	8,76
FRANCIA	527,65	6,92
CHILE	449,61	5,89
CANADA	196,45	2,58
GRAN BRETAÑA	175,43	2,30
SUIZA	46,78	0,61
BELGICA	41,44	0,54
OTROS	411,65	5,40
TOTAL	7.627,13	100,00

FUENTE: PANORAMA DE PRIVATIZACIONES.- Informe Latinoamericano.-
4 de Febrero de 1993.

La evaluación

Los Directores de Fondo Monetario Internacional destacaron en julio de 1993 el considerable avance logrado por el país en materia de estabilización y reforma estructural desde la promulgación de la ley de convertibilidad en marzo de 1991. Se han fortalecido las finanzas públicas, se liberalizó la economía y se aceleró el proceso de privatización. Estos factores atrajeron una cuantiosa afluencia de capital, afianzó la demanda interna y favoreció el repunte de la actividad económica.⁹⁶

⁹⁶ Fondo Monetario Internacional. Informe anual 1994.



¿Todo bajo control?

José Estenssoro, presidente de YPF, estaba avanzando con gran agilidad empresarial. En febrero de 1995 anunciaba su interés en adquirir PETROPERU y YPFB. YPF y British Gas habían presentado ante los gobiernos argentino y británico un plan para explorar en forma conjunta, en busca de petróleo en las aguas alrededor de las Malvinas.

La estrategia de Estenssoro en el mercado chileno era de carácter integral. En el área petrolífera, YPF S.A. firmó contratos con ENAP, por 35 años para hacer prospecciones en la zona de Chillán; mientras que en el negocio del gas natural participa junto a ENERSIS y CHILECTRA en el consorcio GASODUCTO TRASANDINO, que distribuirá combustible desde Neuquén hasta Santiago.⁹⁷

A mediados de 1994, YPF S.A. anunció su intención de competir en el mercado minorista de gasolina en Chile. Las negociaciones se llevaron a cabo entre la empresa argentina y dos distribuidores chilenos GAZPESA y COMAR. Se comentaba, a raíz de este anuncio, que la competencia sería bastante fuerte, particularmente por cuanto el 67% de este mercado está dominado por ESSO, SHELL y la empresa chilena COPEC.⁹⁸

Desde finales de 1994, la argentina YPF S.A. se encuentra operando en Chile, con la compra de la GAZPESA y su red de distribución. Esta empresa chilena fue adquirida en US\$15 millones.⁹⁹

⁹⁷ FUENTE: Comisión Nacional de Energía de Chile.

⁹⁸ Latin America Oil & Gas Monitor.- East-West Center.- Vol. 1, Number 1,3rd & 4th Quarters, 1994.

⁹⁹ FUENTE: Comisión Nacional de Energía de Chile.- Mayo de 1995.



Además, YPF S.A. avanza en su proceso de adquisición de una parte de la red de distribución de combustibles COMAR (controlada en un 50% por CASTROL) con lo cual, a través de 95 estaciones de servicio, coparía el 9% del mercado nacional de distribución minorista de combustibles, repartido en un 2% con GAZPESA y un 7% con COMAR. La operación se concretaría durante el primer semestre de 1995.

En lo que respecta a la importación de combustibles, GAZPESA ha realizado compras de diesel y gasolina al Argentina. Su medio de abastecimiento es terrestre (camiones), no pudiendo realizarlo por vía marítima por no poseer un terminal para el efecto.

YPF S.A. tiene la intención de introducir su amplia gama de lubricantes, petroquímicos y combustibles derivados del petróleo, tanto en forma mayorista como minorista. Para este efecto, ya inscribió en Chile sus propias marcas registradas: YPF Ecológica, YPF Econafta SP, YPF Normal SP, YPF Super Móvil SP, YPF Super SP.

Sin embargo, parece ser que no todo marcha bajo ruedas y subsisten algunos problemas. La paridad peso↔dólar constituye un problema para la balanza comercial del país. El déficit de ésta fue de US\$ 6,1 mil millones en 1994, 72% más elevado que el de 1993.¹⁰⁰

Esto no es todo. El 14 de febrero de 1995, el gobierno debió ofrecer 10,4% para colocar US\$ 272 millones en *bonos dólares* y una emisión en pesos de US\$ 3,7 millones fue retirada ya que los inversionistas pedían entre 11% y 14% de rédito; por otro lado, el sector industrial señalaba que ya no se puede trabajar con tasas de crédito que llegan hasta al 8,5% mensual en algunas provincias. Las empresas protestan no solo por el costo y la escasez del crédito sino también por la más alta carga tributaria.

¹⁰⁰ INFORME LATINOAMERICANO.- 23 de febrero de 1995.



A pesar de las medidas para aumentar su liquidez, al menos 30 bancos se hallaban en dificultades y en ocasiones se estaban demorando para devolver a sus clientes los depósitos a plazo fijo. En el Informe Latinoamericano del 20 de abril de 1995 se informaba que casi 100 bancos se encontraban en una situación de severa iliquidez o directamente en insolvencia y, dada la carencia de un sistema de garantías de depósitos la situación se tornaba crítica. En el mismo Informe, del 4 de mayo, se conoció que el gobierno había anunciado la introducción de un sistema de garantía de depósitos, cubriendo hasta US\$10 mil, en cuentas de ahorro y corrientes, así como en depósitos a plazo fijo menores de 90 días; y, hasta de US\$20 mil, en los depósitos de más largo plazo. Además, los créditos de los depositantes tendrían prioridad sobre los activos en el caso de quiebra bancaria. Esta maniobra tuvo bastante éxito.

Cuadro 19

COEFICIENTES DE RIESGO PARA INVERSIONES EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE.- PRIMER TRIMESTRE DE 1995

País	Calificación	País	Calificación
Chile	25 - B	Guatemala	65 - D
Colombia	40 - B	Paraguay	65 - D
Panamá	55 - C	México	70 - D
Bolivia	55 - C	Ecuador	75 - D
El Salvador	55 - C	Rep. Dominicana	75 - D
Costa Rica	55 - C	Venezuela	75 - D
Uruguay	55 - C	Honduras	75 - D
Argentina	65 - D	Nicaragua	80 - D

FUENTE: Diario "EL COMERCIO".- 8 de mayo de 1995.- Quito, ECUADOR

Argentina,¹⁰¹ que figura entre los cinco deudores más grandes de la región, tiene un muy alto coeficiente de obligaciones de corto plazo; éstas confor-

¹⁰¹ INFORME LATINOAMERICANO.- 16 de febrero de 1995.



maban el 52,3% de la deuda total durante 1993 y el 56,6% durante 1994. A comienzos de febrero del presente año, el desempleo llegaba al 12,2% y la confiabilidad general del país había disminuido. Durante el primer trimestre de 1995, el coeficiente de riesgo situaba a Argentina en el grupo "D", como se aprecia en el cuadro 19.

Al finalizar el primer trimestre de 1995, el gobierno admitía que habrá una desaceleración sustancial del crecimiento del PIB, al 3%, pero economistas del sector privado estimaban un crecimiento del 1%.



BRASIL

La constitución política

La constitución federal de 1988, establece que la exploración, producción, refinación, transporte, importación y exportación del petróleo, gas natural y sus derivados constituyen monopolio de la Unión.

No permite, por lo tanto, la inversión extranjera directa en la exploración y explotación hidrocarburífera y, a juicio de la Oficina General de Contabilidad del gobierno de los Estados Unidos,¹⁰² restringe las inversiones en el sector de la petroquímica.

La acción directa del estado en el sector energético

En las últimas décadas el desarrollo brasileño estuvo inducido fuertemente por la acción directa del estado. La formación y consolidación de los dos grandes sistemas estatales centralizados (el de la electricidad y el del petróleo) no solamente tuvieron impacto sobre la configuración y desarrollo del sector energético sino que también influyeron positivamente en la evolución de la industria y los servicios de ingeniería del país.

La conducción de la política energética brasilera es atribución de la Secretaría Nacional de Energía del Ministerio de la Infraestructura.

Los objetivos globales de la política energética nacional son:

¹⁰² Ver: SEDGWICK-BAEZ, Luis.- Situación Petrolera de algunos países Suramericanos vis a vis a su inversión extranjera.- CARTA SEMANAL Nro. 1720.- Caracas, 21 de agosto de 1992.



- El garantizar una oferta coherente con las necesidades del desarrollo, al mínimo costo económico, respetando las restricciones sociales, ambientales y estratégicas; y
- El reestablecimiento del papel histórico del sector energético como polo dinámico de desarrollo.

Entre las líneas estratégicas básicas para alcanzar los objetivos gubernamentales, hay que destacar, en el subsector de los hidrocarburos, las siguientes:

- La racionalización en el uso de la energía, mediante la elevación de la creciente participación del gas natural en la matriz de la oferta, y el uso eficiente de la energía;
- La reducción de la vulnerabilidad interna y externa, mediante la expansión de la producción nacional de petróleo;
- La política realista de precios;
- La eficiencia y competitividad de los sistemas;
- La participación de la *iniciativa privada*, en condiciones de *mercado*;
- La innovación tecnológica;
- La armonización con la política nacional y la que busca proteger el ambiente; y,
- El aprovechamiento de las oportunidades de integración energética con los demás países de América Latina.



El monopolio de PETROBRAS

La empresa petrolera estatal de Brasil PETROBRAS ejerce el monopolio legal sobre la exploración, explotación, importación y refinación de los hidrocarburos.

Solamente a nivel de la distribución interna de los derivados del petróleo se permite un restringido régimen de competencia entre empresas privadas. Aún en este nivel se observa la participación directa en esta actividad de la estatal PETROBRAS Distribuidora S.A.

Problemas del sector energético

En el Brasil está vigente un complejo sistema de regulación de tarifas y precios de la electricidad y de los hidrocarburos, los cuales en algunos casos, no se encuentran totalmente alineados con los costos de producción, generando pérdidas financieras en los sistemas y disminuyendo la liquidez de los mismos. Estos problemas se ponen de manifiesto cuando se analizan las curvas de endeudamiento en los subsectores de electricidad, alcohol y petróleo.

El intrincado sistema de precios permite la existencia de subsidios cruzados que se financian mediante la transferencia de renta de los consumidores de los derivados más caros hacia los demandantes de los derivados más baratos.¹⁰³

¹⁰³ Generalmente se privilegia el consumo del gas licuado de petróleo (GLP) y el kerosene (ambos para uso en los hogares); se financian los subsidios otorgados a estos productos, mediante el incremento relativo en el precio de las gasolinas. Otro combustible cuya demanda suele favorecerse es el diesel para generación de electricidad.



Los precios de los derivados del petróleo tienen, según declaraciones oficiales, dos finalidades:

- Remunerar a las empresas (estatales o privadas); y,
- Constituirse en un instrumento de las políticas gubernamentales, económicas y energéticas.

La corriente privatizadora

La economía brasileña ha venido atravesando un período de gran turbulencia. El modelo económico-político, basado en la fuerte presencia del estado, ha empezando a perder vigencia.

El Brasil está considerando establecer un nuevo modelo institucional que contemple la desregulación del sistema de comercialización de combustibles, en el cual se favorezca una más alta participación del sector privado y una menor interferencia a las fuerzas del mercado.

En 1988 el gobierno de Sarney vendió empresas del estado por un valor de US\$500 millones.¹⁰⁴

En 1990 y principios de 1992, el gobierno del presidente Collor de Mello transfirió al sector privado siete empresas estatales, entre éstas PETROFLEX, perteneciente al ámbito de la petroquímica. Collor de Mello estuvo planteando una enmienda constitucional que le permitiera romper el monopolio de PETROBRAS.

¹⁰⁴ GEIGER, Erwin P.- Privatización y Política Económica.- San José Costa Rica, 1992



A fines de enero de 1993 el programa brasileño de privatizaciones estaba virtualmente paralizado, tras la renuncia de Marcos Viana, Vicepresidente del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social, encargado de impulsarlo. Se insistía, por otro lado en la necesidad de disminuir la velocidad del mismo y proceder con cautela, reduciendo el porcentaje de documentos de la deuda como parte de pago de las empresas vendidas a una expresión mínima.¹⁰⁵

En febrero de 1993, el presidente Itamar Franco asumió el poder de decisión respecto al porcentaje de efectivo o documentos de la deuda que serían aceptables, o si la venta debe ser vetada porque perjudica al estado o la empresa tiene importancia *estratégica*. Desde ese entonces, los fondos de pensiones de los empleados públicos ya no pueden ser utilizados para adquirir empresas y la participación máxima de los inversionistas extranjeros pasó del 30% al 40%. Los ingresos no se destinarán como antes exclusivamente a pagar la deuda.¹⁰⁶

La política del gobierno de Cardoso

El 1 de enero de 1995, al asumir Fernando Henrique Cardoso la presidencia del Brasil, había optimismo; el crecimiento del PIB, durante 1994 fue del 4,5%, los pronósticos para estabilizar la inflación en alrededor del 20% eran favorables y se consideraba factible un *crecimiento con estabilidad*. El 12 de enero, al referirse a la crisis mexicana, Cardoso puntualizó que el país no requería capitales golondrina. Uno de los objetivos del programa de privatizaciones era justamente atraer inversiones permanentes.

¹⁰⁵ PRIVATIZACIONES: Un desacuerdo bloquea el proceso.- Informe Latinoamericano.- 28 de enero de 1993.

¹⁰⁶ PANORAMA DE PRIVATIZACIONES: Brasil: Nuevas normas.- Informe Latinoamericano.- 4 de febrero de 1993.



Las prioridades que se fijó el gobierno de Cardoso eran: mantener reducida la tasa de inflación, avanzar en el proceso de privatizaciones y resolver el problema de la seguridad social. Pero para alcanzar estos dos últimos objetivos se requiere reformar la constitución. En el ámbito energético se busca poner fin a los actuales monopolios estatales, invitando al capital privado nacional y extranjero a asociarse con PETROBRAS en las etapas de exploración, producción, refinación y distribución de hidrocarburos.

Según Cardoso, las privatizaciones y la *flexibilización de los monopolios* del estado en sectores como el petrolero y las telecomunicaciones significarán más trabajo, más producción de petróleo y más líneas telefónicas. Lo único que obstaculiza las inversiones (tanto nacionales como extranjeras) es la prohibición constitucional a la participación privada en estos sectores.

El 13 de febrero de 1995, el presidente publicó la ley que autoriza la concesión de servicios públicos a firmas privadas: generación y distribución de electricidad, comunicaciones, construcción y mantenimiento de carreteras y aseo y limpieza de calles.

El 16 de febrero de 1995, se envió al congreso las primeras propuestas de reforma constitucional. En éstas no se contempla el desmantelamiento de los monopolios estatales en los sectores petróleo y telecomunicaciones. Según Informe Latinoamericano del 2 de marzo, el gobierno quiere inaugurar una etapa de *joint ventures*, contratos de riesgo y concesiones, así como eliminar la diferencia impuesta por la constitución de 1988 en el tratamiento a los capitales nacionales y extranjeros. En esta forma, de aprobarse la propuesta, todas las empresas instaladas en Brasil serían tratadas como brasileñas y podrían solicitar derechos de exploración minera y permisos para generar electricidad.



La política gubernamental, encaminada a desarticular los monopolios estatales en la industria petrolera, no es aceptada por la asociación de técnicos de PETROBRAS ni por el sindicato de petroleros de Rio de Janeiro, quienes consideran que la *flexibilización del monopolio estatal* provocaría una reducción de las reservas y un aumento del precio de los combustibles. Por su parte, la Central Unica de Trabalhadores, vinculada al Partido dos Trabalhadores, junto con la Central de Movimentos Populares ha organizado numerosas manifestaciones en Brasilia para protestar contra el "neo liberalismo". El senador Pedro Simon afirma que América Latina es codiciada por las petroleras por cuanto las reservas estratégicas de los países desarrollados han disminuido: "estas empresas —dice— que ya dominan la refinación y distribución a nivel mundial, quieren ahora controlar también las reservas".

El 25 de abril de 1995, un comité especial de la cámara baja del congreso aprobó la enmienda constitucional eliminando el monopolio de los estados sobre la distribución de gas por gasoductos. Los estrategas del gobierno creen que el congreso no aprobará la *flexibilidad de los monopolios petrolero y de telecomunicaciones* antes de julio.



BOLIVIA

El trasfondo histórico

En agosto de 1985, al asumir la presidencia el Dr. Víctor Paz Estenssoro, introdujo de inmediato un programa económico estricto orientado a reducir la inflación, que había alcanzado el orden de 14.173%. La caída del mercado internacional del estaño, a fines de 1985, tuvo un impacto catastrófico para la economía del país, colapsando a la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL), una de las empresas mineras más importantes del mundo.¹⁰⁷

A partir de agosto de 1989, el Lcdo. Jaime Paz Zamora, presidente constitucional de la República, continuó el programa de Paz Estenssoro.

Paz Zamora concentró sus esfuerzos en consolidar la estabilidad y alcanzar el crecimiento de la economía, a través de la promulgación de importantes leyes estructurales, económicas, financieras y de modernización del sistema judicial y de fiscalización de la administración pública.

Este proceso permitió reducir la inflación de cinco dígitos en 1985 a una tasa inferior al 9% en 1993, la más baja en los ocho años del programa de estabilización.

¹⁰⁷ Las minas de estaño habían sido estatizadas por el propio Paz Estenssoro en su gobierno anterior, en 1952, época en la que llevó a cabo un gobierno revolucionario de corte nacionalista.



Todo esto creó condiciones muy favorables para la renegociación de la deuda externa: se alcanzaron resultados alentadores en los tramos bilateral y multilateral, habiéndose eliminado en su totalidad la deuda comercial, en marzo de 1993.

En 1991, se alcanzó la tasa de crecimiento del PIB más alta de los últimos quince años (4,1%) y en 1993 se registró un crecimiento del 3%, siendo los sectores más activos el minero (6%), la agricultura (5%) y la construcción (4%).

La inversión extranjera jugó un papel relevante, ya que representó el 50% de la inversión privada, habiéndose orientado especialmente hacia la minería, a través de *joint ventures* entre empresas bolivianas y extranjeras.

Bolivia ha iniciado, por lo tanto, un proceso bastante completo de ajuste global, que incluye: la reestructuración institucional del estado, el impulso de la economía, la promoción de las inversiones extranjeras y la privatización de algunas empresas públicas.

La reestructuración del estado

En setiembre de 1993, se aprobó la Ley de Ministerios del Poder Ejecutivo, con lo cual se inició el proceso de modernización de la estructura del estado con las siguientes características:¹⁰⁸

- Reestructuración del poder ejecutivo;
- Reducción y desburocratización del sector público: se disminuyeron de 17 a 10 ministerios de estado; y
- Descentralización del poder público.

¹⁰⁸ Oportunidades Comerciales y de Inversión en el Grupo Andino.- BOLETIN Nro. 46.- Fondo Latinoamericano de Reservas.- octubre-diciembre de 1993.



El ajuste global de la economía

En el país se ha venido aplicando, desde 1985, un estricto programa de estabilización de los precios, orientado a disminuir la inflación. Se trabaja paralelamente en la reducción del déficit fiscal y en el incremento del empleo. En efecto, el déficit fiscal se redujo entre 1989 y 1993 del 6,6% al 6,0% medido sobre el PIB, mientras que la tasa de desempleo disminuyó durante el mismo período, del 10,2% al 5,4%.¹⁰⁹

La promoción de las inversiones extranjeras

El modelo político-económico ha logrado establecer un clima de confianza en el país, lo cual ha permitido atraer importantes *corrientes de inversión privada directa*, en prácticamente todos los sectores productivos de la economía, sin menoscabo de la inversión pública, que se ha ido concentrando mayormente en obra pública (infraestructura y proyectos de carácter social). En efecto, la inversión pública de 1992 fue la más alta de la historia económica del país, y se complementó con la cada vez más alta participación de la inversión privada. Mientras en 1990, por cada dólar de inversión pública, el sector privado invertía US\$0,65, esta relación evolucionó a US\$1,00↔US\$1,00 en 1992.

El estado boliviano ha buscado también la participación de inversionistas extranjeros mediante la privatización de algunas empresas estatales, no pertenecientes al subsector petrolero.

La privatización de las empresas públicas

El gobierno del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada, instalado en agosto de 1993, está *bolivianizando* el proceso de privatización, mediante la

¹⁰⁹ CEPAL: Balance preliminar de la economía en América Latina y el Caribe: 1993. - Nro. 552/553, diciembre de 1993.



transformación de las empresas estatales en mixtas y la parcial capitalización de éstas a través del aporte accionario de la población (ver más adelante el acápite *Ley de Capitalización*). El parlamento boliviano inició el estudio, a comienzos de febrero de 1994, de un proyecto de ley que otorgue al pueblo la participación accionaria en las actuales empresas del estado. El programa busca ampliar el capital de las empresas y ofrecer un 50% o más a los inversionistas privados (nacionales o extranjeros) que asumirán la administración, mientras que el restante 50% o menos sería distribuido entre los 3,2 millones de bolivianos mayores de edad. Las primeras empresas que serán capitalizadas son la de Telecomunicaciones (ENTEL) y la de Energía Eléctrica (ENDE), luego seguirán la Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE), la de Fundiciones de Estaño (ENAF), la petrolera Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la línea aérea de bandera, el Lloyd Aéreo Boliviano (LAB), que desde su creación es una sociedad anónima mixta.¹¹⁰

El subsector de los hidrocarburos

La Constitución Política de Bolivia, del 2 de febrero de 1967, establece en su artículo 139 que los yacimientos hidrocarburíferos son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del estado. Ni siquiera es posible conferir la propiedad de los yacimientos y el estado se reserva para sí, la realización de las actividades propias de la industria.

La Ley General de Hidrocarburos de 1972 asignó a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos en todo el territorio nacional. El subsector hidrocarburífero de Bolivia estaba controlado totalmente por el estado. YPFB ejercía en forma integral todas las actividades de la industria en condiciones monopólicas.

¹¹⁰ EL COMERCIO, diario del Ecuador.- 2 de febrero de 1994.



La Ley de Hidrocarburos de noviembre de 1990, estipula que la exploración y explotación de hidrocarburos puede ser efectuada por YPFB por sí mismo o mediante contratos de *operación* y de *asociación*, que ésta suscriba con empresas nacionales o extranjeras. Las actividades propias de *downstream* pueden ser efectuadas por YPFB, por sí misma, en asociación con inversionistas privados, o por estos últimos sin necesidad de asociarse con la empresa estatal.

La legislación existente, flexibiliza la anterior al permitir la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mediante contratos de asociación (*joint ventures*).¹¹¹ En lo que respecta al *downstream*, no obstante la apertura legal existente, YPFB opera actualmente, de manera exclusiva e independiente, sus tres refinerías (Villarreal 27,2 mil Bls/d de capacidad, Palmasola, 15 mil Bls/d y C. Montenegro, 3 mil Bls/d), así como la red actual de ductos.

Sin embargo, el proyecto energético estrella de Bolivia, el gasoducto para suministrar gas natural al Brasil, prevé una activa participación del capital privado nacional y extranjero.

Actualmente el sistema de comercialización y distribución de derivados del petróleo está mayoritariamente en manos del sector privado.

¹¹¹ Durante 1990 YPFB produjo el 86% del crudo y los 2/3 del gas natural; el resto de los hidrocarburos fue generado por las compañías contratistas. El crudo es adquirido por YPFB a estas compañías, en caso de ser requerido por el mercado interno, a precios internacionales Véase: Selected Latin American/Caribbean Profiles. - Resources Programs East-West Center. - Honolulu, Hawaii. January, 1992.



Política de apertura

El gobierno boliviano mantiene una política de *apertura relativa* hacia la inversión extranjera en actividades de exploración y producción (en una clara invitación a participar, conjuntamente con YPFB, en el *upstream*) y una apertura total en el ámbito de la industrialización, transporte y comercialización, como se aprecia en el cuadro 20.

En resumen: la legislación actual permite la conformación de *joint ventures* entre YPFB y empresas privadas nacionales y/o extranjeras en el *upstream*, manteniendo la propiedad de los hidrocarburos por parte del estado, y abre al capital privado el *downstream*. Por otro lado la legislación garantiza la convertibilidad de la moneda nacional.

Cuadro 20

OPCIONES DE PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO EN LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA BOLIVIANA¹¹²

UPSTREAM	YPFB SOLA	YPFB MAS CONTRAT [1]	PRIVADO SOLO
EXPLORACION Y EXPLOTACION	SI	SI	NO
SOLO EXPLOTACION	SI	SI	NO
RECUPERACION MEJORADA	SI	SI	NO

DOWNSTREAM	YPFB SOLA	YPFB MAS PRIVADO	PRIVADO SOLO
REFINACION	SI	SI	SI
INDUSTRIALIZACION	SI	SI	SI
TRANSPORTE	SI	SI	SI
COMERCIALIZACION	SI	SI	SI

[1]: Contratos de operación y asociación.

¹¹² Basado en: PEREDO-ROMAN, Hugo.- El caso boliviano.- JORNADAS DE CONTRATACION PETROLERA.- Junio 3-4 de 1993.- Quito-Ecuador.



Empresas petroleras internacionales presentes en Bolivia

Cabe destacar que en el *upstream* operan en el país compañías tales como TEXACO, SHELL, OCCIDENTAL, TESORO, EXXON, CHEVRON, PHILLIPS PETROLEUM, MOBIL OIL, SUN OIL, MAXUS, PLUS PETROL, SOL PETROL, PEREZ COMPANG y las bolivianas PETROLEX, SOPETROL y BOLIFOR.

La ley de capitalización

El 21 de marzo de 1994, el Congreso Nacional boliviano expidió la ley de capitalización, mediante la cual:

- Se autoriza al Ejecutivo para aportar los activos y/o los derechos de las empresas públicas para la integración del capital de las nuevas sociedades de economía mixta;
- Se faculta la transformación de YPFB (y de otras empresas públicas) en empresa de economía mixta;
- Se exige que la capitalización de las nuevas sociedades de economía mixta se constituyan sobre la base de un incremento de su capital financiado con el aporte de los inversionistas privados; y
- Se autoriza al Ejecutivo a transferir a título gratuito y libre de todo impuesto en beneficio de los ciudadanos bolivianos residentes en el país, las acciones de propiedad del estado, en las nuevas sociedades de economía mixta.

De acuerdo con la ley, los inversionistas suscribirán un contrato de administración de las empresas mixtas y podrán adquirir acciones hasta por un monto que no superen el cincuenta por ciento del total de acciones en circulación, mientras se encuentre vigente el contrato de administración.



Para facilitar el proceso, el estado se hará cargo de los pasivos de las empresas estatales.

Finalmente, los recursos naturales hidrocarburíferos quedan sujetos a lo dispuesto por el artículo 139 de la Constitución Política del Estado (al que ya se ha hecho referencia), en razón de que los mismos constituyen dominio directo del estado y son inalienables e imprescriptibles.

El 23 de marzo de 1995, el gobierno dio a conocer los términos para la privatización de las empresas de electricidad, ENDE y comunicaciones, ENTEL; por otro lado, anunció que los detalles de la venta de YPFB, ENFE (ferrocarriles) y LAB (aerolínea) serían dados a conocer posteriormente.



ECUADOR

Antecedentes históricos

Al comenzar el presente siglo se descubrió petróleo en la península de Santa Elena, dándose inicio a la historia petrolera del Ecuador.

La Ley de Hidrocarburos de 1937 contemplaba en el *upstream* la figura del *contrato de concesión* y al amparo de sus disposiciones trabajaron en el Ecuador, entre otras, las siguientes compañías y consorcios petroleros internacionales: Shell, Texaco-Gulf, Anglo, Superior, Union Oil y Amoco. En 1967 se descubrió petróleo en Lago Agrio, en la región amazónica.

El *contrato de asociación* se puso en vigencia en el país en 1970, al cerrarse negociaciones con Cayman, OKC y Amoco. En ese entonces, la producción petrolera ecuatoriana era de aproximadamente 4 mil Bls/d.

En 1972 empezó la época del auge petrolero con las primeras exportaciones de crudo. El presidente Velasco Ibarra fue depuesto en febrero por un golpe militar *de tipo nacionalista*, encabezado por el General Guillermo Rodríguez Lara. El gobierno revolucionario dispuso que las compañías petroleras devuelvan el 60% de las áreas que mantenían de manera concesionaria y se estableció un impuesto del 15% sobre las exportaciones. El 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE y en 1973 el Ecuador ingresó a la OPEP.



En julio de 1982, durante el régimen del presidente Oswaldo Hurtado Larrea, se reformó la Ley de Hidrocarburos dándose paso al denominado *contrato de prestación de servicios*. En este año se hallaban prácticamente paralizadas las inversiones externas en la industria petrolera.

Desde febrero de 1985 se efectuaron seis rondas de licitación internacional y se suscribieron trece contratos, bajo esta modalidad, lo cual permitió la incorporación de nuevas reservas en el orden de 650 millones de barriles.

La producción petrolera de 1986 alcanzó la cifra de 289 mil Bls/d, pero en 1987 ésta se desplomó —a consecuencia de un terremoto que destruyó el oleoducto transecuatoriano y redujo drásticamente la capacidad exportadora del país— llegando solamente a los 175 mil Bls/d.

En mayo de 1988, Rodrigo Borja Cevallos fue electo presidente y se suspendió la licitación de nuevas áreas contractuales para exploración y explotación de petróleo.

El 18 de setiembre de 1989 se expidió la Ley Especial de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, que sustituyó, en todos sus derechos y obligaciones a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. La nueva empresa fue estructurada como un *holding* conformado por una matriz, tres filiales ¹¹³ permanentes y tres filiales ¹¹⁴ temporales.

¹¹³ Las filiales permanentes fueron: PETROPRODUCCION (responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos), PETROINDUSTRIAL (a cargo de la administración de las refinerías de Esmeraldas y Amazonas) y PETROCOMERCIAL (al frente de la comercialización de los derivados del petróleo). Las exportaciones del crudo y las importaciones de LPG y diesel quedaron bajo la responsabilidad directa de la matriz del *holding*: PETROECUADOR.



Esta decisión buscaba fundamentalmente:

- Elevar la eficiencia administrativa del sector público en la gestión petrolera; y
- Dotar de autonomía jurídica y financiera a la nueva empresa, mediante la recuperación de sus costos y la constitución de un fondo de inversiones petroleras, financiado con el 10% de la renta neta generada por ésta.

El 6 de junio de 1992, aún durante el régimen del presidente Borja, se efectuó el traspaso de los derechos y acciones de la compañía TEXACO a PETROECUADOR, de acuerdo con los términos contractuales. El 16 de setiembre del mismo año, bajo el régimen de León Febres Cordero, el Ecuador manifestó su decisión de separarse de la OPEP y en diciembre de este año se retiró de esta organización.

Durante 1994, la producción ecuatoriana de petróleo ascendió a 376 mil barriles por día, en promedio, proveniente de 55 campos pertenecientes a 7 compañías, seis de las cuales son privadas y una es estatal: PETROECUADOR. Al 31 de diciembre de dicho año las reservas probadas de crudo llegaron a 3.650 millones de barriles (aproximadamente un 2,8% de las reservas regionales) y las probables a 5.260 millones de barriles.¹¹⁵

¹¹⁴ Las filiales temporales fueron: PETROAMAZONAS (que tomó a su cargo la operación de los campos que estuvieron bajo explotación del contrato PETROECUADOR-TEXACO), PETROPENINSULA (a la que se le entregó la administración de la refinería de La Libertad) y PETROTRANSPORTE (que tomó a su cargo la operación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano, SOTE).

¹¹⁵ Las reservas *probadas* se respaldan en al menos un pozo perforado, las *probables* en estudios específicos de geología y geofísica y las *posibles* en estudios de tipo regional.



La política del gobierno del presidente Sixto Durán

En agosto de 1992 asumió la presidencia de la república el arquitecto Sixto Durán Ballén y su período concluirá en agosto de 1996.

Su gobierno busca impulsar un modelo en el cual el sector privado reemplace al público como gestor y dinamizador del desarrollo económico. Para este fin se considera como estrategia viable la transferencia de algunas actividades productivas estatales a la empresa privada, lo cual implica reducir el tamaño del estado, la apertura hacia los mercados internacionales, el fomento de la inversión extranjera y el fortalecimiento de la libre competencia.

La política macroeconómica del gobierno permitió incrementar sustantivamente la reserva monetaria internacional¹¹⁶ y reducir la inflación anual del 60,2% en 1992 al 31,0% en 1993 y al 25,4% en 1994.

El 28 de diciembre de 1993, el Congreso Nacional expidió la Ley de Modernización, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la Iniciativa Privada, que permite:

- a) La transferencia de activos de empresas estatales al sector privado;
- b) La participación del sector privado en actividades de inversión y gestión que estuvieron reservadas al estado; y,

¹¹⁶ De acuerdo con el doctor Galo Abril (que a comienzos de 1994 era Secretario de Planificación del Consejo Nacional de Desarrollo, CONADE) a fines de 1993 la reserva monetaria internacional del Ecuador llegó a US\$ 1.300 millones y a inicios de 1994 se situaba en US\$ 1.250 millones. Ver diario EL TELEGRAFO del 7 de Febrero de 1994: Artículo: ECONOMIA CRECERA 2,5% EN 1994.



- c) La apertura a la inversión privada nacional y extranjera en áreas que incluyen:
- La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica;
 - La producción, transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, minerales y en general, de todas las sustancias que se encuentren bajo la superficie de la tierra;
 - La producción y distribución de agua potable;
 - Los servicios de telecomunicaciones;
 - Las empresas que la ley define como estratégicas; y,
 - Las empresas del estado o compañías mixtas cuyas actividades no se incluyen en las anteriormente definidas.

Mediante la citada Ley, se creó el Consejo Nacional de Modernización del Estado (CONAM) con lo cual se institucionalizó el proceso de apertura nacional y se ampliaron las posibilidades de negocios e inversiones para el sector privado.

El subsector petrolero y sus oportunidades

El subsector petrolero ecuatoriano ofrece múltiples oportunidades para la inversión privada internacional. La planificación energética ecuatoriana contempla un crecimiento del perfil de producción petrolera, como se puede apreciar en el cuadro 21. Para alcanzar las metas trazadas, se requiere llevar a cabo volúmenes importantes de inversión. En este sentido, el aporte de la inversión privada (nacional y extranjera) es decisivo, especialmente en el *upstream*.



Cuadro 21

PERFIL DE PRODUCCION PETROLERA PLANIFICADO POR EL GOBIERNO ECUATORIANO

Años	Bls/día
1993	357.510
1994	375.899
1995	443.000
1996	484.000
1997	486.000
1998	459.000
1999	450.000
2000	450.000

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas.- PLANIFICACION DE MEDIANO PLAZO PARA EL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.

En promedio, el Ecuador requerirá —según estimaciones oficiales— aproximadamente de US\$383 millones anuales en el quinquenio 1993-1997 (ver cuadro 22).

Se esperaba que la inversión de la empresa petrolera estatal alcance un total de US\$245,3 millones durante 1994, pero disminuya a US\$179,0 millones hacia 1997.

La inversión privada, por otro lado, se la estima en US\$383 millones para 1995 y en US\$418 millones para 1996.

Estimaciones efectuadas por analistas independientes consideran que los requerimientos de inversión del subsector petrolero serán más elevados, alcanzando una cifra aproximada de US\$700 millones anuales.

Cuadro 22

REQUERIMIENTOS DE INVERSION DE LA INDUSTRIA PETROLERA ECUATORIANA

	1993	1994	1995	1996	1997	Media anual
Estatal	120	245	236	220	179	200
Privada			383	418	68	174
Total	120	245	619	683	247	383

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas.- PLANIFICACION DE MEDIANO PLAZO PARA EL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.



La brecha presupuestaria

El gobierno no dispone de recursos para enfrentar por sí solo los requerimientos de inversión de la industria petrolera ecuatoriana, especialmente debido a las dificultades que enfrenta la caja fiscal.

Por otro lado, la filosofía del gobierno está orientada a buscar la más amplia participación de la tecnología y el capital privado en el desarrollo tanto de la industria petrolera como de la industria eléctrica; en este sentido, los escasos recursos fiscales se están orientando en una más amplia proporción a otras áreas de interés gubernamental, incluyendo la atención a las necesidades básicas de la sociedad.

De acuerdo con declaraciones del entonces Secretario de Planificación, Lcdo. Galo Abril, en enero de 1994, la brecha presupuestaria del gobierno sobrepasaba los S/ 400 mil millones (US\$200 millones)¹¹⁷. Además, es necesario tener en cuenta que el conflicto bélico con el Perú demandó el uso de recursos no contemplados en la programación presupuestaria de 1995.

Las reformas

En junio de 1993, se prepararon las reformas a la ley de hidrocarburos y en octubre fueron enviadas por el Ejecutivo al Congreso Nacional, que las aprobó en noviembre, mediante la expedición de la Ley 44. Más adelante, el 9 de diciembre del mismo año, el Congreso dio paso a una reforma emergente (Ley 49) que permite la realización de inversiones privadas en el sistema de oleoductos y en el área de refinación.

Las reformas más importantes son, esquemáticamente, las que se enumeran a continuación (ver también cuadro 23).

¹¹⁷ Diario "HOY". - Quito-ECUADOR. - 10 de enero de 1994.



- Se coloca a PETROECUADOR en igualdad de condiciones con otras empresas petroleras (nacionales o internacionales) en lo que respecta a la obtención de nuevas áreas para exploración y explotación de hidrocarburos;
- Se establece un nuevo tipo de contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, el de *participación*;
- Se emite legislación expresa para la exploración y explotación del gas existente en el Golfo de Guayaquil;
- Se permite la participación del sector privado en la explotación de campos petroleros marginales;
- Se despoja al Ministro de Energía de su anterior calidad de *juez de hidrocarburos*, eliminándose de esta manera la controversia que existía, al ser este alto funcionario juez y parte;
- Se busca una relativa desmonopolización de la industria petrolera; y
- Se crea un sistema de fijación automática de precios para los derivados del petróleo, en base a la paridad de importación de éstos.

Apertura en el upstream

Alrededor del 80% de la superficie geográfica, correspondiente a la región Amazónica ecuatoriana, se encuentra fraccionada en bloques hidrocarburi-feros operados por empresas petroleras internacionales.

De acuerdo con declaraciones oficiales, aún existen en territorio ecuatoriano alrededor de 1,8 mil millones de barriles de petróleo por descubrir.



El porcentaje de éxitos en el Ecuador es aceptable y se halla a la par con el de Canadá. ¹¹⁸ Así, por ejemplo, durante 1993 se perforaron 151 pozos exploratorios, de los cuales 81 resultaron productivos y 70 secos —54% de éxito—.

Cuadro 23

PRINCIPALES DISPOSICIONES DE LA LEY 44, REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS 26 de noviembre de 1993	
1. Crea la figura del contrato de participación.	4. Permite que los contratistas puedan acudir ante el Tribunal Distrital o de lo Contencioso Administrativo para ventilar sus reclamos.
2. Establece la figura de contratos de exploración y explotación para campos marginales.	5. Dispone que las controversias se sustancien ante las Cortes Superiores de Justicia o acudiendo al procedimiento arbitral.
3. Exonera del pago de regalías, primas de entrada, derechos superficiales, aportes en obras de compensación y la contribución para capacitación a los contratistas que suscribieren contratos de participación y de campos marginales.	6. Posibilita la modificación de los términos contractuales, por acuerdo de las partes.
	7. Faculta a cualquier persona domiciliada en el país para importar o exportar hidrocarburos, libremente.

Durante 1991, en Estados Unidos, el coeficiente de éxitos en la fase exploratoria fue del 23,85% y en la fase de desarrollo del 81,57%, dando un

¹¹⁸ LOMBEIDA, Fátima de.- De cada 2 Pozos 1 tiene Petróleo.- Diario EL TELEGRAFO.- Guayaquil-ECUADOR.- 5 de enero de 1994.



promedio del 72,28%. En el Canadá, ¹¹⁹ durante el mismo año, el coeficiente de éxitos de pozos exploratorios fue del 52,94% y de pozos de desarrollo el 84,98%, alcanzándose un promedio ponderado de 71,41%.

La séptima ronda de licitación

Luego de seis años, durante los cuales el Ecuador decidió no ofertar bloques petroleros, el 24 de enero de 1994, se inició la séptima ronda de licitaciones, enmarcada dentro del contexto de la nueva Ley de Hidrocarburos, que introdujo (como ya se ha manifestado) importantes reformas con el fin de estimular la participación del capital y la tecnología internacionales.

Cuadro 24

COMPAÑIAS QUE SE ENCUENTRAN OPERANDO EN EL ECUADOR, EN ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS

COMPANIA	BLOQUE	ETAPA	INVERSIONES REALIZADAS US \$ Millones	Producción BI/d
Occidental	15	Producc.	271,2	20.133
Oryx	7	Producc.	135,6	2.429
Elf Aquitaine	14	Producc.	96,7	2.257
Maxus	16	Producc.	700,7	12.533
Tripetrol	1	Producc.	61,7	686
Arco	10	Desarrollo	78,5	

FUENTE: Dirección Nacional de Hidrocarburos. Datos a diciembre de 1994

¹¹⁹ BAUMANN, Robert & FAUL, Evelyn.- Energy Overview And Analyses 1991-1992.- The Center for Legislative Energy and Environmental Research.- The Center for Energy Studies.- Louisiana State University.- June, 1993.



En el cuadro 24 se incluye la lista de las compañías que se encuentran operando en el Ecuador, mediante contratos de prestación de servicios. Todas estas compañías están ya produciendo hidrocarburos, excepto ARCO, que permanece en la etapa de desarrollo.

Cuadro 25

**CONTRATOS SUSCRITOS EN LA SEPTIMA RONDA
(ENERO-MARZO DE 1995)**

TIPO DE CONTRATO: Participación.

COMPANIA	BLOQUE	ETAPA	INVERSIONES COMPROMET. US \$ Millones	Pozos exploratorios comprometido
SNKY	11	Explorac.	31,4	4
Triton Energy	19	Explorac.	16,7	2
Tripetrol	28	Explorac.	19,1	2
OSSC	21	Explorac.	63,0	6
CR	27	Explorac.	14,9	2

SNKY: Consorcio Santa Fe Energy Resources, Nippon Oil Exploration, Korea Petroleum Development y Yukong Ltd.

OSSC: Consorcio Orix, Santa Fe Minerales, Sipetrol y Clapsa.

CR: Consorcio City Investing y Ramrod Gold Corporation.

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

Como resultado de la séptima ronda (ver cuadro 25), se esperan inversiones del orden de US\$150 millones; se estima que el volumen de reservas para los cinco bloques otorgados alcance los 300 millones de barriles. El esfuerzo exploratorio comprometido se traduciría en la perforación de 16 pozos exploratorios, la ejecución de 15 mil Km. de líneas sísmicas y la inversión de US\$6 millones en estudios ecológicos y US\$3 millones en capacitación de personal.



Esquema de fijación de precios de los combustibles

El esquema de fijación de los precios de los combustibles, para el mercado interno, que fue puesto en vigencia por el gobierno, a finales de enero de 1994, se fundamenta en dos instrumentos:

- El reglamento de regulación de los precios de los derivados del petróleo (Decreto 1433, de enero 28 de 1994); y,
- La reforma a la nomenclatura del Arancel de Importaciones (Decreto 1434, de enero 28 de 1994; modificado con Decretos No. 1799 de mayo 28 de 1994, No. 2245 de octubre 28 de 1994 y No. 2325 de noviembre 28 de 1994).

El reglamento de regulación de precios de los derivados del petróleo para el consumo interno

Este reglamento incluye a todos los derivados, excepto el gas licuado del petróleo (GLP) para uso doméstico, los lubricantes y los derivados especiales (solventes y otros).

Durante el período de transición (un año, contado a partir del 28 de enero de 1994) hasta que se establezcan condiciones adecuadas de competencia en el mercado interno, el precio máximo de venta de los derivados del petróleo, al consumidor final, se lo calculaba añadiendo un 11% al *precio del terminal o depósito*. Para el caso del diesel se permitió agregar como máximo un 12%, hasta noviembre de 1994.

Se dispone —en el reglamento— que los precios de venta de los derivados, en los terminales y depósitos, no podrán ser inferiores al *precio mínimo de aforo*, más el respectivo arancel y el impuesto al valor agregado (IVA).



Los *precios mínimos de aforo* son fijados mensualmente por el ministerio de Finanzas. El valor en US dólares de éstos, se lo obtiene tomando como base el 90% del promedio de precios de los derivados de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, más un 11% correspondiente a flete y seguro.

Cuadro 26

**EJEMPLO DE CALCULO DEL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
DE UN GALON DE GASOLINA EXTRA**

Cotización del dólar →	Marzo de 1995		Marzo de 1994	
	S/ 2.408 = US\$ 1	S/gal	S/ 2.069 = US\$ 1	S/gal
a Precio internacional FOB	0,4508	1.085,53	0,4120	852,43
b Flete y seguros 11%	0,0496	119,41	0,0453	93,77
c Precio CIF	0,5004	1.204,93	0,4573	946,20
d Precio de Aforo 90% del CIF	0,4503	1.084,44	0,4116	851,58
e Arancel Ad-Valorem 113,38%	0,5106	1.229,54	0,4667	965,52
f Ex aduana referencial (d + e)	0,9610	2.313,98	0,8782	1.817,09
g Impuesto valor agregado 10%	0,0961	231,40	0,0878	181,71
h Impuesto único S/ 1,71/gal.	0,0007	1,71	0,0008	1,71
i Precio de terminal o depósito	1,0578	2.547,09	0,9669	2.000,51
j Margen del distribuidor 9%	0,0952	229,24	0,0870	180,05
k Margen comercializadora 2%	0,0212	50,94	0,0193	40,01
l Precio máx. venta público	1,1741	2.827,27	1,0733	2.220,57

Costos oportunidad: Ecuador	0,4012	34,17%	0,3667	34,17%
Ingresos fiscales	0,6565	55,92%	0,6002	55,92%
Beneficios de comercializadores y de distribuidores	0,1164	9,91%	0,1064	9,91%
TOTAL	1,1741	100,00%	1,0733	100,00%

NOTA: S/gal = sucres por galón.



El cuadro 26 permite apreciar el esquema diseñado por el gobierno para calcular el precio de venta al público de un galón de gasolina extra. La tabla ha sido construida tanto en sucres como en US dólares para marzo de 1993 y marzo de 1994.

Como se puede advertir, el Ecuador está utilizando un *precio de paridad de importación*, como referencia para fijar los precios de venta al público de los derivados, y no un *precio de paridad de exportación*, como corresponde a su condición de país productor y exportador de petróleo.

La reforma a la nomenclatura del Arancel de Importaciones

Se aplica actualmente en el Ecuador un arancel *ad-valorem* y uno *específico* a la importación de derivados del petróleo.

El arancel *específico* tiene el propósito de compensar al fisco por la reducción en sus recaudaciones cada vez que el precio del petróleo disminuye de US\$ 13,00 por barril.

El arancel *ad valorem* es actualmente de 113,38% sobre el 90% del costo CIF de importación. En la práctica, la existencia de un arancel tan alto como el vigente impediría que se realicen importaciones de combustibles al Ecuador y, por lo tanto, la liberalización es tan solo aparente.

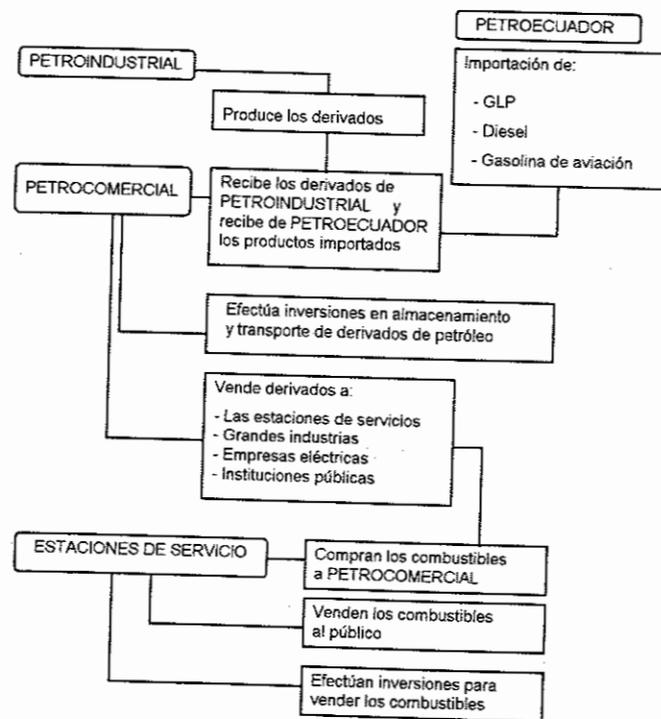
Apertura en la comercialización interna

PETROCOMERCIAL, filial de PETROECUADOR había venido manteniendo el monopolio del almacenamiento, transporte y distribución de los combustibles al por mayor, desde 1976. Desde el punto de vista de la realización de inversiones, la empresa estatal tenía la responsabilidad de construir todos los activos inherentes a su actividad.



En lo que concierne a las estaciones de servicio, éstas eran construidas con recursos de inversionistas nacionales y operadas directamente por éstos, con excepción de una estación de propiedad de PETROECUADOR, localizada en Quito. En el diagrama que se presenta en la siguiente página se puede apreciar cuál era el esquema de comercialización que estuvo vigente hasta fines de enero de 1995.

ESQUEMA DE COMERCIALIZACION, ANTERIOR AL 29 DE ENERO DE 1995



A partir del 29 de enero de 1995 (mediante Acuerdo 205, del 1 de julio de 1994) se estableció un nuevo sistema que abre el mercado mayorista a las empresas privadas.

En el diagrama se puede apreciar la integración vertical de la industria, en las fases de industrialización (refinación del petróleo), transporte de los derivados, almacenamiento, distribución y venta de los productos a las estaciones de servicio, las grandes industrias, las empresas eléctricas y las instituciones públicas. Se puede también observar la vinculación comercial directa entre los propietarios de estaciones de servicio y PETROCOMERCIAL.

El nuevo esquema

Al momento, se encuentran participando siete empresas comercializadoras nacionales y tres extranjeras (ver cuadro 27), las cuales compran (hasta que cuenten con facilidades de almacenamiento y transporte) el combustible a PETROCOMERCIAL, que dispone de la infraestructura básica de almacenamiento.

Cuadro 27

EMPRESAS COMERCIALIZADORAS	
Información hasta abril de 1995	Empresas ecuatorianas
	Petrolitoral
	Tripetrol
	Petróleos y servicios
Empresas extranjeras	Petrolríos
	Petrolgrupsa
Mobil Oil	Baneybo
Shell	Petrocomercial
Texaco	

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas del Ecuador



Las empresas comercializadoras tienen la obligación de construir sus propias terminales (más adelante se amplía este punto).

No se descarta la posibilidad de que la infraestructura de PETROCOMERCIAL pueda ser privatizada bajo la figura de concesión.

Las 587 estaciones de expendio de gasolina existentes en el país, deben firmar un contrato de afiliación con una de las diez comercializadoras, comprometiéndose a adquirir el combustible y demás insumos solamente a su matriz.

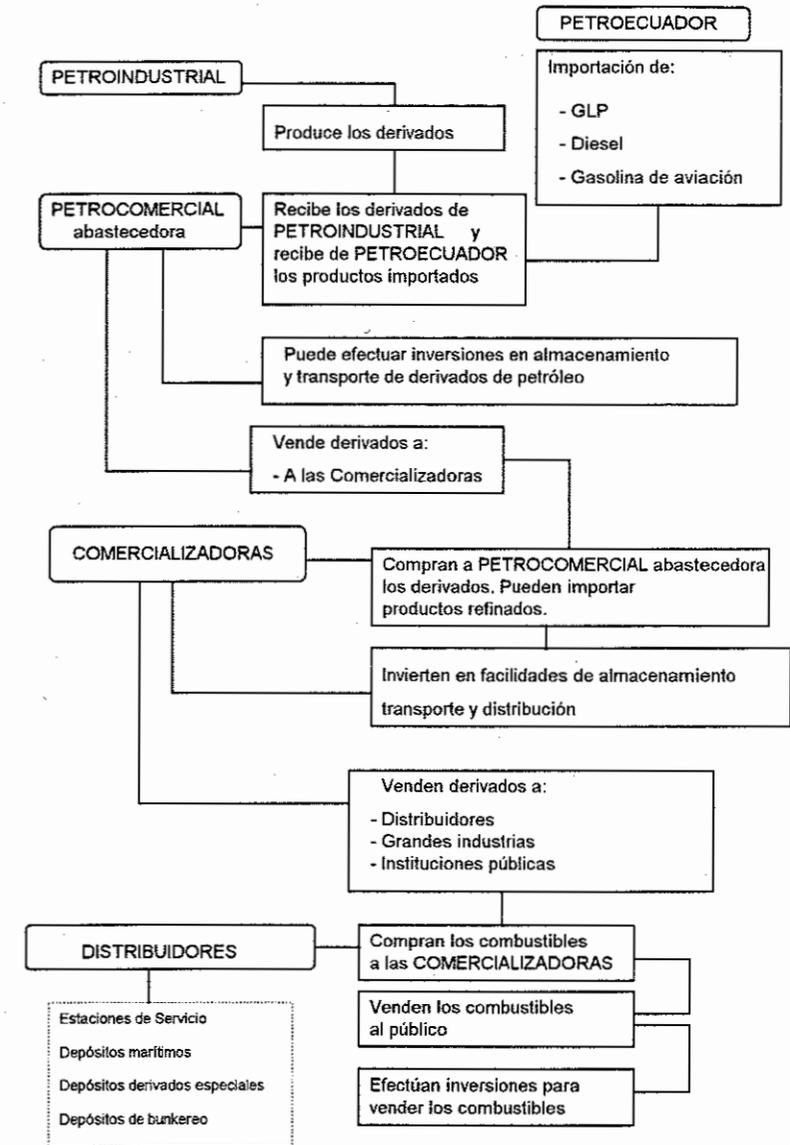
En el diagrama que se presenta en la siguiente página se puede apreciar el nuevo esquema de comercialización, vigente en el Ecuador. Ya no existe una relación directa entre los propietarios de las estaciones de servicio y PETROCOMERCIAL. Ahora, esta filial de PETROECUADOR vende los derivados, al por mayor, a las comercializadoras. Se añade, por lo tanto, un eslabón en la cadena producción-consumo, lo cual, si bien encarece el servicio, se espera que libere a la empresa estatal de la responsabilidad de efectuar inversiones en la construcción de nuevos terminales, poliductos y otros activos.

Los compromisos de las empresas comercializadoras, son los siguientes:

- Invertir en la construcción o reconstrucción de diez centros de distribución modelos (gasolineras) y facilitar la remodelación de los centros existentes a fin de ofrecer servicios complementarios: lubricación, reparación de llantas y eventualmente talleres mecánicos. Las inversiones ascenderán a US\$ 135 millones durante el primer año; y



ACTUAL ESQUEMA DE COMERCIALIZACION DE DERIVADOS





- Cubrir la demanda del 80% del área urbana y del 20% de la zona rural y en el segundo año alcanzar una cobertura del 100% del mercado nacional, incluyendo la venta de combustibles para buques y aviones.

Otro beneficio esperado con el nuevo esquema es el de *la competencia en servicios*, a fin de atraer a los clientes.

Perspectivas macroeconómicas

De acuerdo con las perspectivas gubernamentales, para 1994 se esperaba que la economía crezca en el 3%, manteniéndose la inflación en un rango comprendido entre el 15% y el 20%, para lo cual se requiere que el déficit fiscal no supere el 0,5% del PIB y que la inversión pública aumente, hasta alcanzar un valor equivalente al 30% del PIB. Al finalizar 1994, la economía ecuatoriana creció efectivamente en el 3.9% y a diciembre de dicho año la inflación llegó al 25.4 %.

La meta inicial para la inflación, a finales de 1995 era del 15% y se esperaba que el PIB crezca al 5%; sin embargo, debido a las implicaciones macroeconómicas del conflicto con el Perú, estas metas se han revisado y eventualmente se alcance de una tasa inflacionaria del 20 % a un 25 % y una tasa de crecimiento de la economía comprendida entre el 2 % y el 2,5 %.

Proyectos en el subsector

Aproximadamente US\$ 1 mil millones en proyectos de inversión se encuentran listos para ser desarrollados con la participación del capital y la tecnología privados (ver cuadro 28). El proyecto más grande, el de la ampliación del Oleoducto Transecuatoriano y la construcción del ramal Villano-Baeza se halla en la fase de adjudicación y posterior con-



tratación, luego de haberse recibido oficialmente tres ofertas, el 20 de abril del presente año.

Cuadro 28

PRINCIPALES PROYECTOS A SER FINANCIADOS CON CAPITAL PRIVADO

PROYECTO	INVERSION US \$ MILLONES	MECANISMO
Poliducto Pascuales-Cuenca-Machala	90,0	Entrega de la construcción al sector privado
Almacenamiento de gas licuado en Monteverde	80,0	Sistema B.O.T.
Refinería La Libertad	100,0	A definir
Ampliación del Oleoducto Transecuatoriano y construcción de un ramal	600,0	Sistema B.O.T.
Manejo de campos marginales de petróleo	20 campos con inversiones de US\$ 2 a US\$ 10 millones	Contratos de servicio

El resto de proyectos sería licitado durante la presente administración.

**MEXICO****La privatización de empresas mexicanas con excepción del subsector petrolero**

México ha desarrollado un importante esfuerzo de privatización de empresas estatales. En 1982 el total de empresas que se encontraban bajo el control directo del estado era de 1.155; para finales de 1992 este número se había reducido a 250.

Entre 1989 y 1991 el 88% del capital de empresas privatizadas correspondía a la banca, las telecomunicaciones y el transporte aéreo. Entre 1990 y 1992, el gobierno mexicano privatizó activos por cerca de US\$22 mil millones.¹²⁰

La política para el subsector petrolero

El gobierno ha declarado que los recursos petroleros, conforme lo estipula la constitución, permanecerán bajo el control del estado. La empresa estatal mexicana de petróleo, PEMEX, ejerce y continuará ejerciendo una actividad monopólica en todas las fases de la industria.

El NAFTA

El Acuerdo Norteamericano de Libre Comercio (NAFTA) entró en vigencia a partir del 1 de enero de 1994 y con ello se concreta un importante

¹²⁰ CEPAL.- El fomento de inversiones europeas directas en América Latina y el Caribe: un campo de cooperación.- Noviembre 11, 1993.



proceso de inserción económica de México en el mercado norteamericano. En cuanto al subsector petrolero, las bases son las siguientes:

- a) México continuará controlando de manera absoluta su producción de crudo y gas natural, la operación de sus refinерías, la producción de petroquímicos básicos y el suministro energético interno;
- b) Canadá y Estados Unidos no obtendrán acceso preferencial a las exportaciones mexicanas de crudo;
- c) México puede atraer a los inversionistas de Estados Unidos y Canadá para producir componentes necesarios para su programa de combustibles limpios;
- d) La eliminación gradual de las tarifas permitirá a México continuar protegiendo su producción de equipo de perforación y ciertos productos energéticos;
- e) La eliminación inmediata de las tarifas arancelarias sobre ciertos productos petroleros le permitirá a México satisfacer su creciente demanda y mantener sus esfuerzos de protección ambiental;
- f) México podrá exportar productos petroleros a precios más altos que los vigentes en su mercado interno.¹²¹

La modernización de PEMEX

La gigantesca estructura de PEMEX constituía un obstáculo para la administración y la toma de decisiones gerenciales. En 1991 la revista *Fortune* clasificó a la empresa como la tercera más grande del mundo. Sus ventas anuales superaban los US\$20 mil millones, sus activos llegaban a US\$45

¹²¹ ENERGY DÉTENTE Volumen XIV Nro. 23, 20 diciembre 1993.



mil millones y empleaba 120 mil trabajadores. La modernización de PEMEX se llevó a cabo mediante un proceso de *reestructuración*, orientado hacia la búsqueda de la eficiencia y competitividad.¹²²

Reordenar las finanzas fue prioritario para la empresa desde la crisis económica de 1982. A finales de la década de los ochenta la estrategia empresarial se centró en la reducción de la deuda y su servicio, por un lado, y en la disminución del presupuesto de inversiones, por otro. Entre 1983 y 1991, la escasez de recursos para la industria petrolera, obligó a mantener casi los mismos volúmenes de producción y exportación y prácticamente a suspender las tareas de búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. El control de costos se sustentó en la creación de *centros de costos* y la utilización de *precios de transferencia* entre dichos centros.

El Programa Nacional de Modernización Energética de 1990 puso énfasis en:

- La descentralización de funciones;
- La delimitación de responsabilidades; y
- La reestructuración organizacional por líneas de negocios.

Entre 1987 y 1992 se calcula que despidió entre 75 mil y 80 mil trabajadores.

El 17 de julio de 1992 se expidió la nueva Ley Orgánica de PEMEX, mediante la cual se convirtió a la estatal en un consorcio. El presidente Carlos Salinas de Gortari estableció el 14 de mayo dos criterios básicos para con-

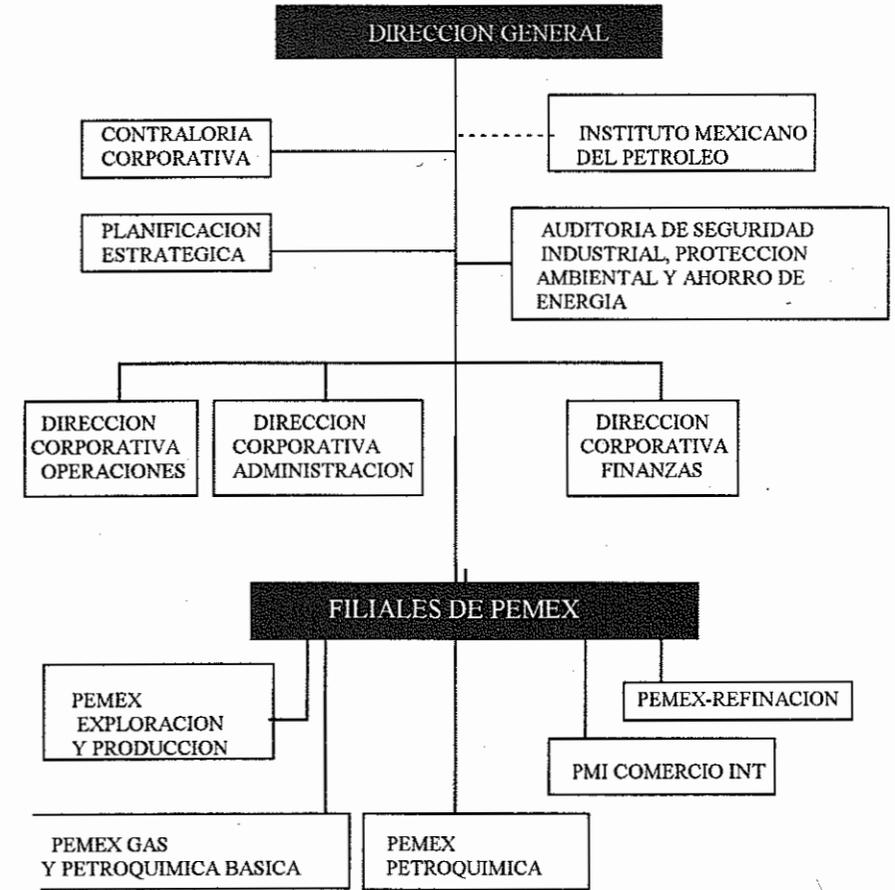
¹²² Esta sección está basada en el documento titulado *El cambio estructural de PEMEX: más empresa, menos política económica*, aparecido en COMERCIO EXTERIOR. Vol 43, Nro. 11, del 11 de noviembre de 1993.



cluir la modernización: Mantener la propiedad y el control del estado sobre los hidrocarburos; y Conservar la conducción central de PEMEX y la integración vertical de la industria.

Cuadro 29

PETROLEOS MEXICANOS Y SUS FILIALES



fA: PMI significa Petroleos Mexicanos Internacional



El nuevo organigrama de la empresa (ver cuadro 29) fue aprobado por el Consejo de Administración el 23 de febrero de 1993.

Se crearon cuatro filiales de PEMEX, de carácter técnico, industrial y comercial, con personería jurídica y patrimonio propios: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION, PEMEX-REFINACION, PEMEX-GAS Y PETROQUIMICA BASICA Y PEMEX PETROQUIMICA. Las actividades de las tres primeras filiales son exclusivas: nadie más puede realizarlas en territorio mexicano.

La nueva estructura conserva las direcciones generales del Instituto Mexicano del Petróleo y de Comercio Internacional.

El órgano superior de gobierno es el Consejo de Administración, responsable de la dirección y administración de la empresa.

PEMEX abandonará áreas de negocios no estratégicos ni rentables, para concentrarse en las más lucrativas y en las reservadas al estado, lo cual implica que se importarán productos si hacerlo resulta más ventajoso desde el punto de vista económico.

¿Concluye el proceso de privatizaciones?

A comienzos de febrero de 1993, el Ministro de Hacienda confirmó que el proceso de privatización, que inició en 1989, concluirá con la venta de un grupo final de 37 empresas, entre las cuales figuran dos canales de televisión, los estudios América y el diario El Nacional.¹²³

¹²³ PANORAMA DE PRIVATIZACIONES.- Informe Latinoamericano, 4 de febrero de 1994.



A comienzos de 1995, el gobierno anunció la privatización de ferrocarriles, plantas eléctricas, puertos, plantas petroquímicas, sistemas de satélites y peaje carretero. Se indicó, además, que los límites de propiedad extranjera en los bancos serían incrementados.

Se dejó en claro, sin embargo, que las privatizaciones no incluirían a la petrolera PEMEX, ni a la empresa de electricidad CFE. Si bien el gobierno permitirá la participación del capital privado en la generación de energía eléctrica, ésta será vendida de manera exclusiva al monopolio estatal.

En febrero de 1995, Adrián Lajous Vargas, Director General de PEMEX, señaló que la empresa no necesita atraer inversionistas extranjeros en las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, dados los altos ingresos que estas actividades generan. Indicó, además, que no están en discusión los principios legales que garantizan el monopolio a PEMEX y que la industria petrolera mexicana tiene elementos que constituyen garantía para la independencia y soberanía de la nación.¹²⁴

Consultores privados estiman que el gobierno podría reunir US\$ 28 mil millones mediante la privatización de empresas durante los próximos seis años: US\$12 mil por los ferrocarriles, US\$10 mil por los aeropuertos y el peaje caminero y US\$6 mil por las instalaciones portuarias.

¹²⁴ OPECNA NEWS SERVICE.- February 8, 95.



PERU

Antecedentes históricos

El primer pozo petrolero (Zorritos) fue perforado en el Perú en 1863; para 1922 se había aprobado la Ley de Concesiones, que fue reformada por la Ley de Petróleo de 1952. En 1936 se creó la Empresa Petrolera Fiscal. Hacia 1962 el Perú era importador neto de petróleo.

En octubre de 1968 asumió el poder tras un incruento golpe de estado el Gobierno Revolucionario de las Fuerzas Armadas, liderado por el General Juan Velasco Alvarado. Entre 1968 y 1974 se produjo el proceso peruano de estatización y en 1969 fue creada PETROPERU. En agosto de 1975 fue derrocado el régimen de Velasco Alvarado y asumió el poder el General Francisco Morales Bermúdez.

Al amparo del denominado *modelo peruano* se suscribieron 18 contratos con petroleras internacionales, entre 1971 y 1973: el éxito de las actividades productivas permitieron que el país recuperase en 1977 su condición de exportador de crudo.

La ola liberal

El arquitecto Fernando Belaúnde Terry ganó las elecciones de mayo de 1980 e inició un programa de liberalización económica, revirtiendo muchas de las reformas del período de Velasco Alvarado.

La ola nacionalista

En las elecciones de 1985 triunfó Alan García Pérez, quien reinauguró en el Perú la política nacionalista.



En 1984 se descubrió gas natural en Camisea pero no se avanzó hacia la fase de explotación por discrepancias entre el estado y la empresa que efectuó el descubrimiento.

Entre 1985 y 1986 se anularon y renegociaron los contratos con las empresas petroleras. El país vivía una ola nacionalista de expropiaciones y estatizaciones. En julio de 1987, el gobierno expuso su programa de nacionalización de la banca y de las financieras privadas, orientado a detener la fuga de capitales. PETROMAR fue creada en 1987 con los activos expropiados, por el gobierno de Alan García, a la BELCO PETROLEUM. Más adelante cambiaría la filosofía gubernamental y en 1982 se llegaría a un acuerdo con los aseguradores de BELCO sobre la compensación.

El gobierno de Fujimori

En las elecciones de 1990, el agrónomo Alberto Fujimori se impuso en la segunda vuelta sobre el escritor Mario Vargas Llosa.

El nuevo gobierno derogó los subsidios al consumo: incrementó el precio de la gasolina en más del 3 mil % y los alimentos básicos entre el 300% y el 600%. En noviembre se anunció la supresión de los monopolios públicos o privados, la reforma administrativa del sector público y la privatización de empresas del estado. En diciembre se incrementaron las tarifas de los servicios públicos y se elevó el precio del fuel oil en el 60%. En noviembre de 1991 se inició el proceso de apertura del sector energético.

El gobierno del presidente Alberto Fujimori se planteó la apertura de la economía peruana al mercado internacional, el fomento de la inversión externa directa, la liberalización del mercado interno y el abatimiento de la inflación. Con este propósito se ha simplificado el sistema impositivo, manteniéndose exclusivamente cuatro impuestos: el que grava a las rentas,



el que se aplica sobre el valor agregado, el que se carga a los bienes importados y el denominado impuesto estatal.

Las tarifas arancelarias se consolidaron en solo dos niveles, el 15% aplicable al 90% del universo arancelario y el 25% al resto de bienes importados. Se han eliminado los permisos y licencias previos, los controles, registros y sistemas de excepción.

El mercado de cambios de moneda extranjera se halla totalmente liberalizado y se ha eliminado la obligación de cambiar las divisas provenientes de las exportaciones en el Banco Central.

Las tasas de interés se fijan de conformidad con las fuerzas de la oferta y la demanda y no existen restricciones para que los extranjeros participen en actividades bancarias, de seguros o reaseguros. Los peruanos pueden suscribir libremente contratos de seguros o reaseguros con empresas del exterior.

Cómo encontró el gobierno de Fujimori al subsector petrolero

Las reservas petroleras del Perú, que llegaron a un pico máximo de 835 millones de barriles en 1981, habían venido disminuyendo de manera paulatina debido a la falta de inversión exploratoria, de tal suerte que, a diciembre de 1992 se contabilizaron solo 381 millones de barriles. De igual forma, el perfil petrolero cayó desde 196 mil Bls/d en 1980 a 116 mil Bls/d en 1992. La importación de derivados de petróleo (cada vez creciente) estaba drenando las escasas divisas que ingresaban al país.

Un alto porcentaje de la deuda pública externa estaba constituida por las obligaciones del subsector hidrocarburífero.

A finales de 1990 la situación financiera de la empresa petrolera estatal, PETROPERU, era más que preocupante. Prácticamente no existían inven-



tarios para llevar a cabo las operaciones de la industria y se estaban dejando de cumplir los programas de mantenimiento. La empresa tenía retardos en el pago a sus proveedores y contratistas y estaba en mora con el fisco por concepto de impuestos y transferencias. Los costos promedios por barril llegaban a US\$19,60, en tanto que los ingresos por ventas internas eran de solo US\$5,20/Bl. Las pérdidas operativas para el año se estimaban en US\$850 millones, superiores a las registradas para 1989 que llegaron a US\$255 millones.¹²⁵

El subsector petrolero requería de manera prioritaria rehabilitar las refinerías, los muelles y las facilidades de producción petrolera, así como emprender proyectos de recuperación mejorada en algunos campos. Las necesidades de financiamiento de los proyectos prioritarios fueron calculadas en US\$195 millones para el período 1991-1994 y las de los nuevos proyectos (sin incluir Camisea y Aguaytia), en US\$207 millones, dando un total de US\$402 millones a ser financiado por el estado. A todo lo anterior hay que añadir las inversiones de Camisea y Aguaytia estimadas en US\$1.018 millones. Por otro lado, las inversiones de exploración (orientadas a incorporar reservas en 1.000 millones de barriles) se estimó que pudieran totalizar US\$1.500 millones entre 1990 y 1997.¹²⁶

El PNUD y el Banco Mundial recomendaron al gobierno del Perú que no participe en la inversión exploratoria, debido a los elevados riesgos de esta actividad y que utilice sus prerrogativas de compra de activos a las compañías petroleras internacionales que cuentan con campos ya identificados.

¹²⁵ PERU: ESTUDIO DE LINEAMIENTOS DE ESTRATEGIA A CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA EL SECTOR ENERGETICO.- PNUD/BANCO MUNDIAL/CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA DEL PERU. Washington, Diciembre de 1990.

¹²⁶ *Ibidem.*



De esta manera, se estimó que las necesidades financieras de PETROPERU para exploración y desarrollo, pudieran llegar a US\$400 y US\$500 millones entre 1990 y 1997.

El planteamiento del gobierno de Fujimori, en el subsector petrolero

Como respuesta al monopolio con precios regulados ejercido por la empresa petrolera estatal, PETROPERU y a la no deseada participación del estado como inversionista en proyectos riesgosos, se plantó la apertura al capital privado.

Frente al esquema de precios controlados por el estado, para los productos derivados del petróleo, se diseñó el sistema de *precios de paridad*.

En lugar de permitir que PETROPERU continuara negociando y supervisando los contratos de exploración, explotación y transporte de crudo, se buscó que el estado, a través de PERUPETRO, fuera el encargado de negociar los contratos y controlar las actividades.

PETROPERU se concibió, por lo tanto, como una empresa petrolera en competencia con el resto de petroleras nacionales o internacionales.

El 20 de agosto de 1993 el gobierno aprobó la Ley Orgánica de Hidrocarburos No. 26221 (ver cuadro 30), mediante la cual se establecieron normas encaminadas a promover y regular las actividades hidrocarburíferas, sobre la base de la libre competencia y el libre acceso de la inversión privada.

La actual legislación extiende el período de exploración hidrocarburífera a siete años, permite a los contratistas participar en las distintas fases de la actividad, simplifica los procedimientos de aprobación contractual, establece medidas para reducir los costos y garantiza la repatriación de utilidades en moneda dura.



Cuadro 30

LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS: PUNTOS BASICOS

Ley 26221 - 13 de agosto de 1993

El desarrollo de las actividades hidrocarburíferas es promovido por el estado, sobre la base de la libre competencia.

Se crea PERUPETRO S.A. a la que se encarga la negociación, celebración y supervisión de los contratos.

Se transfiere a los contratistas la propiedad sobre los hidrocarburos extraídos.

El estado garantiza a los contratistas la inalterabilidad de los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del contrato.

El Banco Central de la Reserva del Perú garantiza a los contratistas:

- La libre disposición del 100% de las divisas generadas por sus exportaciones;
- La libre disposición y el derecho a convertir libremente a divisas el 100% de la moneda nacional que obtenga en sus ventas internas; y
- El derecho a disponer libremente, distribuir, remesar o retener en el exterior sus utilidades anuales, después de impuestos.

Se admite el arbitraje internacional para la solución de cualquier tipo de conflicto entre las partes.

Se faculta a los inversionistas privados el derecho a construir, operar y mantener ductos, instalaciones de almacenamiento, refinerías y plantas de procesamiento de gas.

Se permite la libre importación de hidrocarburos.

Los precios de los hidrocarburos se fijan por la ley de la oferta y la demanda.



Como producto del esquema planteado, la renta petrolera neta no se utilizará en inversiones de riesgo sino que se transferirá al tesoro público para viabilizar el desarrollo económico y social del país.

En lo que respecta al impuesto a la renta que deben pagar las compañías petroleras, la ley vigente permite que las pérdidas arrastrables de uno o más contratos sean compensadas con las utilidades generadas por otros u otros contratos o actividades. También las inversiones realizadas en un área de contrato sin producción comercial, pueden ser acumuladas en otra área de contrato que demuestre producción comercial.¹²⁷ Por otro lado, el impuesto a la renta de las contratistas no ingresará a la caja de PETROPERU sino que será entregado íntegramente al fisco.

Las actividades petroleras están exoneradas del pago de los derechos de importación en la fase exploratoria pero no en la fase de explotación.

Al expedirse la ley, se crearon dos nuevas fuentes de renta gubernamental las regalías en los contratos de licencia y el porcentaje de participación en los contratos de servicios.

Resultados obtenidos, hasta el momento

En 1992 mediante subasta pública se transfirieron al sector privado 78 estaciones de servicios de venta de combustibles (quedando solamente pendientes 4 estaciones). Por este concepto el estado obtuvo ingreso de

¹²⁷ Extracto de un trabajo titulado "El esquema empresarial del sector energético y situación del proceso de privatización", remitido a OLADE por el Ministerio de Energía y Minas (Febrero 22, 1994).



US\$38.8 millones de dólares.¹²⁸ En el mismo año se subastó el 84,1% del capital social de SOLGAS, filial de PETROPERU, obteniéndose US\$7,33 millones. Los trabajadores adquirieron el 5% de las acciones.

Durante 1992 el gobierno obtuvo US\$264 millones por la venta de empresas estatales y en 1993 se estimaba que recaudaría US\$719 millones. En marzo de 1993 se encontraba en marcha la subasta de las siguientes empresas PETROMAR, Petrolera Transoceánica y SERPETRO (mantenimiento petrolero).¹²⁹

En marzo de 1993 fue vendida PETROMAR S.A., filial de PETROPERU, a la empresa PETROTECH INTERNATIONAL, de Estados Unidos, que se comprometió a invertir como mínimo US\$65 millones en la perforación de 5 pozos exploratorios durante los próximos siete años, en el bloque *off-shore* Z-2b, con reservas de más de 100 millones de barriles y a perforar 40 pozos de desarrollo. El contrato suscrito incluye el pago anual de US\$10 millones por alquiler de los equipos e instalaciones durante 10 años, prorrogables por otros 10.¹³⁰

Se adjudicó, mediante subasta, a la compañía Glenpoint Enterprises Inc. la empresa TRANSOCEANICA S.A., filial de PETROPERU, que tiene a su cargo el transporte marítimo de petróleo crudo y derivados a lo largo del

¹²⁸ Extracto de un trabajo titulado "El esquema empresarial del sector energético y situación del proceso de privatización", remitido a OLADE por el Ministerio de Energía y Minas (Febrero 22, 1994).

¹²⁹ TELEX.- Informe Latinoamericano, 4 de marzo de 1993.

¹³⁰ Ibidem.



litoral peruano. El precio, en la segunda subasta, se fijó en US\$21,25 millones (15% menos que el valor fijado en la primera).¹³¹

Se transfirió a la empresa THE MAPLE GAS CORPORATION la explotación de los yacimientos petroleros de Maquía y Agua Caliente, el desarrollo y explotación del gas de Aguaytía. A la misma empresa se alquiló la refinería y la planta de ventas de combustibles de la ciudad de Pucallpa. La empresa se comprometió a construir un gasoducto y un poliducto de 77 Km. a la ciudad de Pucallpa, la construcción de un gasoducto de 175 Km. a la ciudad de Tingo María y la construcción y puesta en marcha de una central termoeléctrica de ciclo combinado de 140 Mw. Se estiman las inversiones en más de millones, a ser ejecutadas en el plazo de dos años.

¹³²

El monopolio de PETROPERU y sus filiales han sido desarticulados. De acuerdo con la legislación vigente, la empresa estatal debe competir con el resto de petroleras internacionales, en igualdad de condiciones, en el caso de tener interés en obtener una licencia de exploración y explotación de hidrocarburos.

El gobierno continúa con el proceso de licitación de áreas marginales en las operaciones de PETROPERU, ubicadas en la costa noroeste del territorio.

Daniel Hokama, ministro de Energía del Perú anunció a mediados de marzo de 1993 que el gobierno ha decidido postergar hasta el 2000 el desarro-

¹³¹ Ibidem.

¹³² Ibidem.



llo del gas de Camisea. Según los cálculos que se disponían a la fecha, el costo del proyecto se habría incrementado a US\$1.8 mil millones.¹³³

Durante 1995, el tema de la privatización de PETROPERU o el del fraccionamiento de la empresa estatal provoca la indignación de los sindicalistas, de algunos militares retirados y aglutinó a la oposición, antes y después de las elecciones presidenciales.

¹³³ PRIVATIZACIONES.- Petroperú perderá su monopolio. - Informe Latinoamericano.- 25 de marzo de 1993.



VENEZUELA

Antecedentes históricos

Venezuela siempre fue propietaria de los recursos hidrocarburíferos existentes en su territorio. Así lo estableció el Libertador Simón Bolívar, en su Decreto de 1829.

Desde inicios de la industria petrolera, en 1917, rigió el sistema de concesiones. En 1945 se estableció la política de *no más concesiones* y en 1960 se creó la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).¹³⁴

Con el anuncio de la política de *no más concesiones* y la proximidad del vencimiento de éstas, se produjo un fuerte decrecimiento de las inversiones de las concesionarias, principalmente en exploración y hubo descuido en el mantenimiento de los equipos. Ante esta circunstancia, Venezuela tomó en 1974 la decisión de estatizar la industria y asumir las operaciones. El 30 de agosto de 1975 se promulgó la *Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos* y el Decreto de creación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).¹³⁵

¹³⁴ ARREAZA, Julio César.- Regulaciones gubernamentales con respecto a la propiedad de los recursos y acceso a la tierra, gerencia, autorizaciones, exploración y producción.- Conferencia sobre gerencia y recursos naturales, sector petróleo crudo.- 23 y 25 de noviembre de 1992. Moscú-Rusia. CARTA SEMANAL.- Nro. 1739.- 1 de enero de 1993.

¹³⁵ *Ibidem.*



El primero de enero de 1976 entró en vigencia la ley y de esta manera Venezuela estatizó las concesiones de SHELL, EXXON y otras petroleras internacionales y entregó a PDVSA el monopolio de la industria. En esta forma se inició una política de directo control de la actividad hidrocarburi-fera por parte del estado, en todos sus órdenes.

Petróleos de Venezuela

La empresa estatal Petróleos de Venezuela, PDVSA contaba en 1993 con 49 mil trabajadores en el país y 6 mil en el exterior: lo cual hace un gran total de 55 mil trabajadores. Posee algo más de 63 mil millones de barriles de petróleo en reservas probadas y 3.600 mil millones de metros cúbicos de gas ($3,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$). Produce 2,34 millones de Bls/d de crudo y 150 mil Bls/d de condensado y líquidos del gas natural. Su capacidad instalada de refinación alcanza 1,8 millones de Bls/d.

La apertura y privatización

El proceso de privatización en Venezuela se ha centrado hasta el momento en aquellos sectores no energéticos: entre 1989 y 1991, el 95% del capital transferido al sector privado correspondía a empresas de telecomunicaciones, transporte aéreo y transporte terrestre.¹³⁶

La política de apertura y fomento a la inversión privada en el subsector hidrocarburífero

En el subsector hidrocarburífero el proceso de apertura permite en el *upstream* el acceso de las empresas petroleras privadas, pero exclusivamente para operar los campos marginales (algunos de estos inactivos desde hace 15 años) y llevar a cabo la explotación del crudo extrapesado de la Faja del

¹³⁶ CEPAL.- El fomento de inversiones europeas directas en América Latina y el Caribe: un campo de cooperación.- Noviembre 11, 1993.



Orinoco. El programa busca incrementar inicialmente la producción en 10 mil Bls/d y llegar hasta 350 mil Bls/d y 460 mil Bls/d, contribuyendo de esta manera (con un 29%¹³⁷) a alcanzar la meta de 4,0 millones de barriles de petróleo para el 2002, trazada por PDVSA.

De acuerdo con declaraciones formuladas, a fines de febrero de 1994, por el ingeniero Erwin José Arrieta, en su calidad de Ministro de Energía y Minas de Venezuela, la participación del sector privado en la industria petrolera del país estará supeditada a un elemento que es considerado básico y estratégico: el del control de los yacimientos por parte del estado. En todo caso, la participación del sector privado especialmente venezolano en las actividades *downstream* es bienvenida, dentro del proceso de industrialización del subsector hidrocarburífero.¹³⁸

El contrato para áreas marginales

De acuerdo al modelo venezolano, el contratista oferta y garantiza llevar a cabo un programa mínimo de trabajo para tres años, para el desarrollo del área. Suscrito el contrato (cuyo tiempo de duración será de 20 años), se estipula que la recuperación de las inversiones efectuadas,¹³⁹ los gastos hechos por el contratista y el margen de ganancias acordado se hará a través de una tarifa en función de los volúmenes de hidrocarburo producidos. La contratista queda sujeta a la autoridad regulatoria del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. PDVSA, como norma básica, mantiene el control total sobre los hidrocarburos obtenidos.

¹³⁷ Venezuela produce actualmente 2,8 millones de barriles por día y para llegar a 4,0 millones diarios se requiere incrementar el perfil en 1,2 millones/d.

¹³⁸ OPECNA NEWS SERVICE.- February 21, 1994.

¹³⁹ La recuperación de las inversiones se la realizará en un período de diez años.



La primera ronda de licitación en campos marginales

El proceso de reactivación de los campos petroleros abandonados se inició en setiembre de 1990. El 27 de marzo de 1991 se publicaron por la prensa las bases licitatorias para la correspondiente reactivación de varias unidades de producción existentes en el país, mediante convenios operativos a ser celebrados entre las filiales de PDVSA y las empresas o consorcios nacionales e internacionales que tuvieren interés. Cuarenta y nueve empresas compraron los paquetes de información y el 29 de febrero de 1992 se presentaron, a consideración de PDVSA, 19 ofertas, para un total de 5 unidades de producción.¹⁴⁰

Los resultados obtenidos durante 1992, en la primera ronda

El 19 de junio de 1992 se anunció el nombre de las empresas y consorcios que ganaron la licitación (ver cuadro 31); posteriormente, se firmaron los contratos con Teikoku Oil y Benton-Vinccler, para la reactivación de las unidades Guárico Oriental y Tucupita/Uracoa/Bombal, respectivamente, y el contrato con British Petroleum para el campo Pedernales. La inversión en estas tres unidades será de aproximadamente US\$170 millones en tres años, para alcanzar una producción de 50 mil Bls/d en un plazo de cinco años.¹⁴¹

Durante 1992 las empresas Teikoku, de Japón, y Benton Oil & Gas de Estados Unidos, firmaron contratos para explotación en campos marginales.

¹⁴⁰ Reactivación de campos petroleros. - CARTA SEMANAL Nro. 1717.- Caracas, 31 de julio de 1992.

¹⁴¹ Rueda de prensa del Ministro de Energía y Minas de Venezuela, Dr. Alirio A. Parra, al término de la Primera Asamblea Ordinaria Anual de Accionistas de Petróleos de Venezuela. - CARTA SEMANAL.- Caracas Venezuela, 2 de abril de 1993.



SHELL se retiró por cuanto PDVSA no quiso aceptar que las disputas fueran planteadas ante la Corte Internacional.¹⁴²

Cuadro 31

EMPRESAS Y CONSORCIOS GANADORES DE LA PRIMERA LICITACION PARA AREAS MARGINALES

UNIDAD NRO.	AREA	EMPRESA O CONSORCIO GANADOR
3	URACOA, BOMBAL Y TUCUPITA	BENTON OIL AND GAS CO Y VINCLER, C.A.
4	PEDERNALES	SHELL DE VENEZUELA
6	CUMAREBO Y LA VELA TIERRA	LINGOTERAS DE VENEZUELA
8	GUARICO OESTE	LINGOTERAS DE VENEZUELA
9	GUARICO ESTE	TEIKOKU OIL CO. LTD.

FUENTE: CARTA SEMANAL.- Nro. 1711.- Caracas 19 de junio de 1992

¹⁴² PETROLEO: Informe Latinoamericano.- 11 de febrero de 1993.



El 15 de marzo de 1993 se suscribió el convenio operativo entre LAGOVEN y la British Petroleum para la reactivación del campo Pedernales, en el Estado Delta Amacuro, con lo cual culminó la primera ronda del proceso de reactivación de campos marginales. La British aspira a producir 50 millones de barriles de crudos pesados en los primeros 10 años de operación. El estado conservará la propiedad total de las reservas y la producción obtenida. LAGOVEN tendrá también la propiedad exclusiva de todos los activos utilizados en el proceso de producción del crudo. La contratista recibirá honorarios por su gestión y recuperará sus inversiones en función de los volúmenes de petróleo producidos.¹⁴³

La segunda ronda de licitación en campos marginales

Concluida con éxito la primera ronda de licitaciones en campos marginales se dio inicio a la segunda.

En diciembre de 1992, PDVSA convocó a licitación internacional el desarrollo de campos marginales bajo la modalidad de *Contratos de Servicios de Operaciones*. Se ofrecieron 13 *unidades de desarrollo*, seis ubicadas en el occidente y siete en el oriente del país, con un total de reservas remanentes de 1.599 millones de barriles. (Información detallada sobre las unidades ofertadas aparece en el cuadro 32, más adelante).

A comienzos de 1993 se encontraban en oferta 74 yacimientos inactivos, abiertos a la participación de inversionistas extranjeros, y de conformidad con afirmaciones de PDVSA existían 274 empresas interesadas.¹⁴⁴

¹⁴³ Declaraciones del Ministro de Energía y Minas de Venezuela, Dr. Alirio A. Parra, en el acto de la firma del convenio operativo entre LAGOVEN y la British Petroleum.- CARTA SEMANAL Nro. 1750.- Caracas, 19 de marzo de 1993.

¹⁴⁴ PETROLEO: Informe Latinoamericano.- 11 de febrero de 1993.



Cuadro 32

**CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES DE PRODUCCION OFERTADAS POR VENEZUELA
EN DICIEMBRE DE 1992**

	Filial de PDVSA que licita	Reserva remanente 10 ⁹ Bls	Producción acumulada 10 ⁹ Bls
Guarico Occidental	CORPOVEN		135
Sambi-Guere		50	34
Oritupano-Leona		169	255
Quiamare-La Ceiba			71
Casma-Soledad		45	
SUBTOTAL		400	
Jusepín	LAGOVEN		
Quiriquire			
Urdaneta		502	32
SUBTOTAL		627	
DZO	MARAVEN		
Falcón E.			
Falcón O.			
Falcón costa afuera		572	
SUBTOTAL			
TOTAL GENERAL		1.599	

FUENTE: PDVSA.- Programa para la reactivación de Campos Marginales de Venezuela.- JORNADAS DE CONTRATACION PETROLERA.- Quito-Ecuador.- Junio 3-4 de 1993.

Las asociaciones estratégicas para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados

El total de petróleo *in situ* en la Faja del Orinoco se lo estima en 1.200 mil millones de barriles, de los cuales 270 mil millones de barriles son recuperables. La explotación de esta riqueza exigen elevadas inversiones y alta tecnología, lo cual requiere de la participación del capital privado, especialmente de procedencia internacional.



Las *asociaciones estratégicas* para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados de la Faja del Orinoco se realizan entre una filial de PDVSA que no necesariamente retiene una participación mayoritaria en los derechos y acciones de la empresa y una petrolera privada. La asociación puede tener una duración no mayor a los 35 años, a partir de la fecha del primer cargamento comercial.

Se emiten *acciones privilegiadas* a ser adquiridas exclusivamente por PDVSA, para garantizarle el control y la toma de decisiones fundamentales. Es interesante destacar ¹⁴⁵ las siguientes características de la asociación:

- Las decisiones fundamentales de la sociedad solo pueden ser adoptadas con el voto favorable de los representantes de la filial de PDVSA;
- La filial de PDVSA tiene el derecho exclusivo de nombrar y remover al presidente de la empresa; y
- El nombramiento del gerente general de la empresa debe contar con el voto favorable de la filial de PDVSA.

El proyecto Cristóbal Colón

El 14 de junio de 1991, el Ejecutivo presentó a consideración del Parlamento el proyecto de Convenio de Asociación del Proyecto Cristóbal Colón.

¹⁴⁵ MARTELL-RAMIREZ, Hildebrando.- PDVSA.- Asociaciones estratégicas para el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados de la Faja del Orinoco.- Jornadas de Contratación Petrolera.- Quito-Ecuador.- Junio 3 y 4 de 1993.



El 26 de marzo de 1993, LAGOVEN, subsidiaria de PDVSA, firmó un acuerdo con Mitsubishi, Shell y Exxon, para la producción de gas natural licuado (GNL), proyecto conocido con el nombre de Cristóbal Colón,¹⁴⁶ y el 24 de enero de 1994 se iniciaron en Venezuela de manera formal las denominadas *asociaciones estratégicas*, con la creación de la empresa Sucre Gas S.A.

Es la primera vez que PDVSA se asocia con empresas extranjeras para actuar en el territorio nacional. El proyecto demanda un total de US\$5,6 mil millones en inversiones, de los cuales US\$2,8 mil millones serán invertidos internamente.¹⁴⁷ Un 60% de los recursos pudiera ser financiado con crédito de la banca internacional.¹⁴⁸ La participación accionaria de Cristóbal Colón, se muestra en el cuadro 33.

Cuadro 33

**DISTRIBUCION ACCIONARIA
EN EL PROYECTO CRISTOBAL COLON**

	%
	PARTICIPACION
SHELL	30,0
EXXON	29,0
MITSUBISHI	8,0
LAGOVEN [1]	33,0

FUENTE: Informe Latinoamericano, 11 de febrero de 1994

[1] Filial de PDVSA.

- ¹⁴⁶ TELEX: Informe Latinoamericano.- 15 de abril de 1993.
- ¹⁴⁷ Marino Recio Asociados, C.A.- Mundo Financiero: Breves del Petróleo.- EL UNIVERSAL, diario de Caracas.- 3 de febrero de 1994.
- ¹⁴⁸ El gobierno tiene plena confianza en que el Congreso de la República aprobará el proyecto Cristóbal Colón durante el actual período de sesiones.- CARTA SEMANAL.- Nro. 1756.- Caracas.- 30 de abril de 1993.



A la aprobación del proyecto Cristóbal Colón siguieron otras dos asociaciones estratégicas para producir y mejorar crudo extrapesado. En ambas participa MARAVEN, en un caso con CONOCO y en el otro con TOTAL, ITOCHU y MARUBENI. Estos proyectos requieren desembolsos del orden de US\$5,5 mil millones.¹⁴⁹

Avances en proyectos de asociación estratégica

En 1991 se suscribieron cartas de intención con las empresas AMOCO, BRITISH PETROLEUM, CONOCO, ENI, ELF AQUITAINE, MOBIL y VEBA, con el propósito de estudiar conjuntamente el desarrollo de posibles proyectos de exploración, producción y refinación de petróleo pesado en Venezuela.¹⁵⁰

El 5 de mayo de 1993 se entregó al Congreso de la República el proyecto de asociación entre MARAVEN y la empresa CONOCO de los Estados Unidos, para la explotación, mejoramiento y comercialización de 120 mil barriles diarios de crudo extrapesado en el área Zuata del Estado de Anzoátegui (Faja del Orinoco).¹⁵¹ Se estima en US\$1.700 millones el volumen de inversión necesaria, el 60% será financiado con crédito externo y el

- ¹⁴⁹ PARRA, Alirio, Ministro de Energía y Minas de Venezuela.- El enfoque de la política Energética de Venezuela.- CARTA SEMANAL Nro. 1783.- Caracas, 5 de noviembre de 1993.
- ¹⁵⁰ Rueda de prensa del Ministro de Energía y Minas, Doctor Alirio A. Parra, al finalizar la Primera Asamblea Anual de Accionistas Petroleros de Venezuela.- Caracas, 24 de marzo de 1992.- CARTA SEMANAL Nro. 1699.- Caracas, 27 de marzo de 1992.
- ¹⁵¹ Con la explotación de la faja del Orinoco Venezuela pasará a ser el principal proveedor de crudo de todo el Continente Americano.- CARTA SEMANAL.- Nro. 1757.- 7 de mayo de 1993.



40% aportado por los socios. La composición accionaria de la asociación se muestra en el Cuadro 34.

Cuadro 34

COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE LA ASOCIACION ESTRATEGICA ENTRE MARAVEN Y CONOCO EN EL AREA DE ZUATA

MARAVEN	49,9 %
CONOCO	49,9 %
ACCIONES AL PORTADOR	0,2 %

Proceso de apertura en áreas nuevas

Venezuela se encuentra en el proceso de adaptación de las condiciones legales y fiscales a fin de avanzar hacia un esquema de *ganancias compartidas*, que busca:

- Reducir para el estado el riesgo de las inversiones exploratorias;
- Viabilizar la participación de empresas o consorcios privados en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en nuevas áreas; y,
- Permitir el reparto, entre el estado venezolano y los inversionistas privados, de los beneficios derivados de la actividad.

El esquema requiere aún la aprobación del Congreso de la República y el aval del ejecutivo, sin embargo es posible subrayar algunas de sus características:



- PDVSA y sus filiales seleccionarían las áreas sujetas al sistema de *ganancias compartidas*, ofreciéndolas posteriormente mediante procesos de licitación internacional a la consideración de inversionistas;
- Una filial de propósitos especiales de PDVSA celebraría los respectivos convenios de asociación;
- Se espera que los inversionistas desarrollen el programa exploratorio a su cuenta y riesgo;
- En caso de encontrarse petróleo, en cantidades susceptibles de explotación comercial, una filial de PDVSA decidiría su participación hasta en un 35% en la empresa mixta a conformar con los inversionistas. Esta empresa realizaría las actividades de producción de petróleo y lo comercializaría por cuenta y a nombre de la filial de propósitos especiales;
- En el caso de descubrirse yacimientos comercialmente explotables, los costos exploratorios serían recuperables como si se tratara de un préstamo que devenga intereses, utilizando para el efecto, los ingresos provenientes de la comercialización del petróleo;
- La empresa mixta pagaría a la filial de propósitos especiales un porcentaje de sus ganancias, después de regalías y costos operativos, en calidad de bonificación y pago especial. Dicho pago, denominado *participación del estado en las ganancias*, se calcularía aplicando el porcentaje licitado por los inversionistas a las ganancias brutas, antes del impuesto sobre la renta de la asociación. El porcentaje se mantendrá fijo durante los primeros mil millones de dólares de ingresos brutos provenientes de la venta de la producción. Posteriormente, la participación del estado variará en función de la rentabilidad, medida de acuerdo al retorno sobre los activos fijos de la empresa;



- A los efectos del cálculo, se definiría como retorno sobre activos fijos, el cociente de las ganancias netas antes del impuesto sobre la renta dividido por el valor en libros actualizado de los activos fijos depreciables de la asociación; y,
- La participación tendría como límite mínimo el valor licitado por los accionistas, y como límite máximo, el 50% de las ganancias antes de impuestos sobre la renta de la asociación.

El mecanismo descrito garantiza una participación creciente del estado venezolano en las ganancias originadas por ingresos extraordinarios, ya sea por aumentos de precios en gran escala, o por el hallazgo de yacimientos petrolíferos de excepcional tamaño. Así mismo, este mecanismo permite disminuir la participación del estado en las ganancias cuando se realizan inversiones para maximizar u optimizar la extracción de hidrocarburos (por ejemplo, proyectos de recuperación secundaria), lo cual incentiva la realización de tales proyectos.

Bajo este esquema, el reparto de las ganancias está en el orden de un 75% a un 85% para el estado y de un 15% a un 25% para los inversionistas privados.

En casos excepcionales, en los cuales se descubran yacimientos cuyo desarrollo demuestre ser económicamente marginal, se prevé una reducción en el pago de la regalía en base a una escala variable, según los niveles de rentabilidad.

El fortalecimiento financiero de PDVSA

Puesto que la participación del capital privado en la industria petrolera será marginal, el gobierno tiene la voluntad de consolidar la posición financiera



de PDVSA. El saneamiento financiero del sector petrolero se llevaría a cabo mediante la disminución del peso tributario que recae sobre la empresa estatal. El congreso estudiaba en marzo de 1993 un proyecto legislativo mediante el cual se elimina gradualmente (hasta 1995) el impuesto del 16% a la exportación de petróleo.¹⁵²

En 12 de noviembre de 1994, el Ministro de Energía Erwin Arrieta ratificaba, en el congreso petrolero venezolano, que el sector petrolero no será privatizado, pero la apertura incluirá contratos operativos, asociaciones estratégicas y contratos de participación en los beneficios. Señaló que el gobierno ni siquiera había considerado como posibilidad la privatización de PDVSA y sus filiales. Lo que se propone es la apertura de la industria al capital privado, nacional e internacional, en todas sus actividades, en varias formas de asociación.

En diciembre de 1994, el gobierno preparó un decreto sobre inversiones en el sector petrolero, que aún debe ser aprobado por el congreso, prevé contratos de riesgo entre PDVSA y consorcios extranjeros, para la exploración y producción de yacimientos potenciales de crudos livianos y medianos, a más de 15 mil pies de profundidad.

Existen planes sobre un programa acelerado de privatizaciones durante 1995, junto con medidas para abrir los sectores de petróleo y gas a la participación extranjera, en sociedad con el monopolio estatal.

¹⁵² PETROLEO: Informe Latinoamericano.- 11 de febrero de 1993.



CONCLUSIONES

Luego de analizar la información disponible sobre los procesos modernización y privatización en América Latina y el Caribe, en el subsector petrolero, es posible extraer las siguientes conclusiones:

- Tanto la modernización de empresas públicas, como la privatización de éstas deben entenderse exclusivamente como estrategias viables —no excluyentes— para alcanzar objetivos más amplios, entre los que debemos destacar la eficiencia, la creatividad y la competitividad de las industrias que se encuentran actualmente bajo el control del estado, muchas de las cuales pueden ser claves para el desarrollo de los respectivos países.
- Teniendo en cuenta los gobiernos de México y Venezuela —que detentan las más elevadas reservas y los volúmenes más elevados de producción de petróleo— continúan manteniendo el total control de la industria petrolera y la actual política no contempla la privatización de PEMEX ni de PDVSA, es posible afirmar que la actual corriente privatizadora ha logrado avanzar muy poco en la industria petrolera regional.
- El proceso de privatización latinoamericano que se está llevando a cabo en América Latina y el Caribe, en el subsector petrolero en particular, y en el energético en general, es distinto de aquel que se viene desarrollando en Europa. Mientras en el Viejo Continente los gobiernos han optado por retener el control de las empresas, especialmente por razones de seguridad en el abastecimiento de la energía, en nuestra región los gobiernos se están replegando mucho más y solo se reservan el papel de reguladores de la actividad.



- Las restricciones financieras, la existencia de campos marginales de bajo rendimiento económico, lo sofisticado de las tecnologías empleadas en los proyectos de recuperación mejorada, incluyendo sus elevados costos, condicionarán, como factores básicos, la toma de decisiones en materia de apertura y privatización de las actividades hidrocarburíferas en la región
- Aún es prematuro evaluar, de manera objetiva, si las privatizaciones que se han dado en la región han alcanzado satisfactoriamente las metas que se fijaron los gobiernos y si en el mediano y largo plazo las empresas petroleras privatizadas garantizarán a los países el suministro energético en condiciones óptimas y con un grado aceptable de seguridad.