

00465
7



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

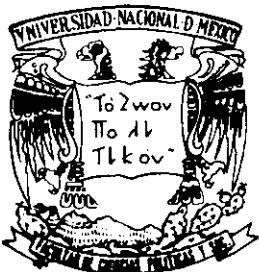
FACULTAD DE CIENCIAS POLITICAS Y SOCIALES

**LA PRIVATIZACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA
EN VENEZUELA, 1983-1997**

POR JUAN CARLOS ARRIAGA RODRIGUEZ

T E S I S

QUE PRESENTA EL ALUMNO
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ESTUDIOS LATINOAMERICANOS,
POR LA UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO



ASESOR: DR. JOHN SAXE-FERNANDEZ

CHETUMAL, QUINTANA ROO, SEPTIEMBRE 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS:

CON GRATITUD Y APRECIO A LOS PROFESORES:
DR. JOHN SAXE - FERNANDEZ; DR. EDGAR ORTIZ
CALISTO, MTRO. SERGIO SUAREZ GUEVARA;
MTRO. ISAAC PALACIOS SOLANO Y LA
MTRA. JOSEFINA MORALES.

POR SU AYUDA, SOLIDARIDAD Y COMENTARIOS.

ÍNDICE.

INTRODUCCIÓN

12

CAPÍTULO PRIMERO

TENDENCIAS EN LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

- 1.1 ¿QUÉ ES Y POR QUÉ LA "PRIVATIZACIÓN"?
- 1.2 LOS TIPOS DE PRIVATIZACIÓN
- 1.3 DESARROLLO RECIENTE DE LA PRIVATIZACIÓN
- 1.4 LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN LOS PAISES CENTRALES
- 1.5 LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN AMERICA LATINA

04
18
22
38
48

CAPÍTULO SEGUNDO

LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN VENEZUELA

- 2.1 LA CRISIS ECONOMICA Y LA POLITICA DE PRIVATIZACIÓN. 1979-1997 57
- 2.2 LOS MECANISMOS DE PRIVATIZACIÓN DE PDVSA 63
- 2.3 LA INTERNACIONALIZACIÓN DE PDVSA 67
- 2.4 LOS CONTRATOS PETROLEROS, 1990-1997 78
 - 2.4.1 LOS CONVENIOS OPERATIVOS 79
 - 2.4.2 LOS CONVENIOS DE ALIANZA ESTRATÉGICA 82
 - 2.4.3 LOS CONVENIOS DE GANANCIAS COMPARTIDAS 83
 - 2.4.4 LOS ESQUEMAS DE "JOIN-VENTURES" 89
- 2.5 LA REORGANIZACIÓN OPERATIVA EN PDVSA 91
- 2.6 PRINCIPALES ACTORES INVOLUCRADOS EN LA PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR PETROLERO 95

CAPÍTULO TERCERO

LAS RELACIONES ENERGÉTICAS DE VENEZUELA CON AMÉRICA LATINA Y ESTADOS UNIDOS

- 3.1 LA POSICIÓN DE VENEZUELA EN EL MERCADO PETROLERO DE AMÉRICA LATINA 107
- 3.2 RELACIONES ENERGÉTICAS CON CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE (EL PACTO DE SAN JOSÉ). 111
- 3.3 RELACIONES ENERGÉTICAS CON LAS ANTILLAS. 118
- 3.4 RELACIONES ENERGÉTICAS EN EL GRUPO DE LOS TRES 124
- 3.5 RELACIONES ENERGÉTICAS CON EL CONO SUR. 129
 - 3.5.1 RELACIONES ENERGÉTICAS CON LA ZONA ANDINA 129
 - 3.5.2 RELACIONES ENERGÉTICAS CON LA "ZONA ATLÁNTICA" 133
- 3.6 RELACIONES ENERGÉTICAS CON ESTADOS UNIDOS 139

CONCLUSIONES

154

BIBLIOGRAFÍA

163

A PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN VENEZUELA, 1983-1997.

INTRODUCCIÓN.

La privatización es una práctica de política económica que forma parte del proceso de reforma económica neoliberal. Su importancia radica en que con ella se busca dar mayores facilidades a la reproducción del capital sin la intervención directa del Estado.

La definición clásica del término "privatización" es la siguiente: "cualquier movimiento hacia un control del mercado sobre la economía, o como cualquier movimiento que disminuya la propiedad y control públicos por el incremento de la propiedad y control privados". Otra definición advierte que es "un acto administrativo mediante el cual el Estado cede toda su participación en alguna actividad económica específica".

Ambas definiciones consideran a la privatización como un simple "cambio de régimen de propiedad", ignorando cualquier consideración sobre las características e importancia económica, política y social de la empresa a privatizar.

La privatización tomó fuerza a finales de los setenta. Su importancia es tal que sin ella el capitalismo globalizado no tendría la forma que le conocemos, pues está íntimamente ligada al proceso de transnacionalización económica mundial, en el sentido de que permite la participación del capital monopolístico extranjero en diferentes actividades económicas y bajo diferentes formas de administración de las inversiones.

Lo anterior ha quedado demostrado con la privatización de las industrias petroleras estatales. Este proceso ha estado relacionado con el desarrollo del monopolio petrolero a escala internacional. En el capitalismo globalizado, las empresas petroleras tienden a ser cada vez más internacionales, con estructuras de conglomerado y con inversiones repartidas en otros campos del sector energético. Hasta hace muy poco tiempo sólo unas cuantas empresas eran consideradas verdaderamente conglomerados multinacionales. En primer lugar porque sus operaciones no abarcaban más de dos países, no intervenían en otras actividades relacionadas con la transformación del petróleo ni tenían una capacidad amplia de comercialización mundial de sus productos. En segundo lugar, sólo una decena de empresas petroleras tenía algún tipo de participación en otras ramas del sector energético como el carbón, el gas o la electricidad. De esta manera, los grandes conglomerados petroleros fueron los primeros en aprovechar la privatización en formas de concesión, adquisición o alianza.

El proceso de privatización permitió a un número cada vez mayor de empresas petroleras incursionar en nuevos campos del sector energético. Esas empresas empezaron a ser cada vez más integradas a través de la adquisición de pequeñas firmas gaseras, carboníferas o generadoras de energía eléctrica. Así pues, el surgimiento de esos nuevos conglomerados energéticos está relacionado con los procesos de privatización en el mundo.

Uno de esos procesos de privatización ha venido aplicándose precisamente en Venezuela, principal centro productor de petróleo y gas en América Latina, y donde se ubican las reservas de hidrocarburos más grandes del continente americano. La privatización de la industria petrolera en Venezuela es una combinación de diferentes modelos de privatización y desregulación.

La presente investigación aborda el fenómeno de la privatización de la industria petrolera en el ámbito mundial, los tipos de privatización que existen, y los instrumentos jurídicos y económicos que han utilizado los Estados para llevar adelante la medida. Se analiza el caso particular de Venezuela, resaltando los diferentes mecanismos y estrategias que se han aplicado. El caso se analiza en el marco de la política económica neoliberal que se ha aplicado en este país a partir de 1986 y en las transformaciones que han sufrido sus relaciones energéticas con América Latina y Estados Unidos.

El proceso de privatización de la industria petrolera en Venezuela no ha sido abordado en toda su magnitud, por el contrario, solamente se han hecho algunos análisis sobre su evolución o sobre algunos de sus aspectos económicos más sobresalientes (monto de las inversiones extranjeras, términos de operación de las empresas extranjeras en Venezuela, cambio en el modelo de acumulación, estrategia venezolana de penetración en el mercado latinoamericano, etcétera). Por lo anterior, revisar la evolución del fenómeno así como de sus implicaciones en las relaciones energéticas continentales sería de gran importancia para complementar explicaciones sobre la regionalización económica hemisférica. Al respecto, podría corroborarse una vez más la hipótesis de que Estados Unidos ha iniciado una nueva etapa en su hegemonía continental a través de su instrumento, el Acuerdo de Libre Comercio de las Américas (ALCA), principalmente con la estrategia de Integración Energética Hemisférica.

En la investigación se marca la diferencia entre "privatización de la industria petrolera" y la "privatización de la empresa petrolera estatal". La industria petrolera se compone de los recursos naturales en el subsuelo, las instalaciones industriales requeridas para su explotación, refinación, transformación, comercialización. En tanto que la empresa petrolera es la firma que toma las decisiones estratégicas de cuánto, cómo, y dónde producir y vender petróleo. Por lo tanto, la privatización de la primera no presupone la privatización de la otra. El caso de Venezuela demuestra la tesis anterior: mientras que el gobierno avanza en la privatización de la industria petrolera, no abandona su participación como productor y refinador de hidrocarburos a través de la empresa de

propiedad pública Petróleo de Venezuela S.A. (PDVSA).

La privatización de la industria petrolera en Venezuela inició en 1983 con la aplicación de la llamada estrategia de "internacionalización de PDVSA". A principios de los noventa se avanzó en este proceso con la implantación de la política de la "apertura petrolera", y con la reestructuración administrativa y operacional de la empresa petrolera estatal.

La "apertura petrolera" es el nuevo nombre de la política petrolera de Venezuela y se refiere a garantizar la colocación de petróleo crudo en el extranjero y a acelerar el desarrollo tecnológico, productivo y comercial de la industria con la participación de capital transnacional.

Los mecanismos de esa política son la asociación de PDVSA con empresas extranjeras en actividades de extracción, refinación y distribución, tanto fuera como dentro de Venezuela. Los objetivos centrales son: asegurar la exportación de grandes cantidades de hidrocarburos (petróleo de diferentes tipos, gas y carbón), aun en medio de crisis petrolera mundial; la modernización del sector a través de la asociación con los grandes consorcios petroleros extranjeros; impulsar el desarrollo de la industria energética nacional, la cual a su vez impulsaría el desarrollo de empresas asociadas o relacionadas, convirtiéndolas en empresas exportadoras.

En el marco de la ideología económica neoliberal, la privatización de la industria petrolera es clave para la estabilidad económica del país, ya que se establece como eje fundamental en la estrategia de reestructuración económica. En este sentido, la privatización implica un cambio cualitativo en la política petrolera del Estado venezolano: primero, porque se refiere a un conjunto de modificaciones estructurales la organización productiva, distributiva, comercial, financiera y tecnológica de la industria petrolera nacional, en especial de la empresa PDVSA; segundo, porque con los nuevos contratos petroleros se modifica la función del país como productor de petróleo como materia prima, a productor-exportador de manufacturas petroleras

La nueva política petrolera se ha desarrollado a grandes pasos desde 1983, y a medida que avanza, el gobierno venezolano espera que su industria energética se haga menos vulnerable de las variaciones del mercado petrolero mundial. Las recurrentes caídas en el precio mundial del petróleo en los últimos quince años han obligado a Venezuela a que su participación en el mercado sea en otro nivel. Esa participación ha estado diseñándose con la "internacionalización de PDVSA, los "contratos petroleros" y la reestructuración operacional de PDVSA. Así pues, desde la perspectiva gubernamental, la nueva participación de la industria petrolera nacional en el mercado mundial se ha establecido para proteger al sector de las variaciones del mercado petrolero y de las indecisiones estratégicas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Ahora bien, la política petrolera fundamentada en la privatización no ha sido un plan de defensa de los intereses nacionales a través de la modernización del sector, por el contrario, forma parte de la oleada privatizadora mundial de empresas públicas, principalmente energéticas. Esta oleada privatizadora ha sido fundamental en la reestructuración de las grandes corporaciones petroleras, las cuales han avanzado en la diversificación de sus operaciones y en la ampliación geográfica de sus actividades. Además, forma parte de la estrategia de seguridad energética de Estados Unidos, la cual ha sido incluida en el ALCA como uno de los primeros sectores en integrarse a más tardar en el año 2005.

En el escenario interno, la privatización más que impulsar la democratización económica ha fomentado la agudización de la crisis económica y política nacional. Es un hecho que el petróleo es el sustento del sistema político venezolano, sin embargo, los logros alcanzados por PDVSA en los últimos años no han servido para contener los problemas políticos recientes —la suspensión del presidente Carlos Andrés Pérez, las protestas sociales, los intentos de golpes de Estado y la reaparición de organizaciones guerrilleras, etcétera. Por lo tanto, la situación económica y política lleva a pensar que la nueva política petrolera se ha conducido al margen de las necesidades concretas de la sociedad.

La privatización de la industria petrolera de Venezuela ha sido recibida con entusiasmo en los principales centros consumidores del mundo, principalmente en Estados Unidos, quien está buscando diversificar su dependencia energética del Medio Oriente. Sin embargo existe un elemento de fondo en el apoyo a la modernización petrolera de Venezuela: la nueva política petrolera se basa en una lógica comercial más que política, y por lo tanto, estimula los intereses norteamericanos para un libre comercio hemisférico, principalmente para la integración energética en el continente.

En la presente investigación se pretende demostrar lo siguiente: la privatización de la industria petrolera en Venezuela responde a la lógica de la ideología económica dominante en América Latina, la cual ha sido identificada como el neoliberalismo económico. Esta ideología significa la transformación del carácter interventor del Estado venezolano —el “tercermundismo” es sustituido por la modernización económica— para permitir al capital extranjero un manejo más seguro de las grandes reservas venezolanas de hidrocarburos. Esto implica a su vez que Venezuela ha iniciado su transformación de adversario a socio estratégico de los consumidores, en especial de Estados Unidos.

Así mismo, se intenta demostrar que la privatización de la industria petrolera no significa la desaparición de PDVSA y, sin embargo, afecta la seguridad económica del país al permitir el ingreso e influencia del capital transnacional en la administración de los recursos energéticos nacionales.

Finalmente, se busca confirmar la tesis de que a raíz de las modificaciones inducidas en la industria petrolera, Venezuela ha asumido un nuevo rol en el mercado petrolero mundial y en las relaciones energéticas regionales. La privatización de la industria ha incrementado, mejorado y diversificado la producción de productos derivados del petróleo, por lo que Venezuela ha iniciado su transformación de país exportador de materias primas energéticas a país exportador de manufacturas petroleras de mediano nivel tecnológico y mediano valor agregado. Para lo anterior ha tenido que modificar su relación comercial con sus principales clientes: Estados Unidos, Europa y América Latina.

La investigación se divide en tres capítulos. El primero explica en detalle en qué consiste la privatización de empresas petroleras públicas, en especial la evolución del proceso privatizador a escala mundial de la industria petrolera. Se observa que la privatización es una política fundamental en el pensamiento económico liberal, pero que se ha profundizado sólo en las últimas dos décadas.

El segundo capítulo se refiere al proceso de privatización de la industria petrolera en Venezuela. Al respecto se revisa la relación entre la crisis económica, reestructuración económica y la política de privatización de la industria petrolera. Se describe el proceso de privatización en sus tres vertientes: la internacionalización de PDVSA, la política de la "apertura petrolera", y la reestructuración operativa de PDVSA.

Por último, el tercer capítulo expone las modificaciones en las relaciones energéticas de Venezuela con América Latina, el Caribe y Estados Unidos. Para cada caso se establecen las características geoeconómicas y geopolíticas de la relación energética. Así mismo, se trata de establecer si esas relaciones corresponden al nuevo rol de Venezuela en la estructura económica internacional.

CAPITULO 1. TENDENCIAS EN LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL EN LA DÉCADA DE LOS NOVENTA.

*

La privatización de la industria petrolera mundial ha tomado proporciones históricas. Hasta la década de los setenta, muchas naciones consideraban como estratégica la propiedad estatal de la industria del petróleo, en especial para el diseño de sus políticas de desarrollo económico. Sin embargo, desde principios de la década siguiente, muchas de esas mismas naciones anunciaron su intención de deshacerse de sus instalaciones petroleras. Algunas compañías que cumplían un papel importante en el financiamiento del desarrollo y ocupaban los primeros lugares mundiales entre las industrias de su tipo, fueron entregadas al capital privado. Ejemplo de lo anterior han sido las privatizaciones de las gigantes del petróleo *BRITISH PETROLEUM*, *BRITISH GAS*, *TOTAL* y *ELF AQUITAINE* (Francia), *ENI* (Italia), *PETRO CANADA* y *REPSOL* (España)¹.

Los países que han privatizado su industria petrolera tienen distintos niveles de industrialización y diferentes sistemas económicos. Por ejemplo, los gobiernos de naciones industrializadas como Inglaterra, Francia e Italia colocaron parte o el total de las participaciones públicas de empresas petroleras en manos de grandes inversionistas privados; el mismo proceso se ha manifestado en países socialistas como China, Vietnam² o Cuba³. Es por ello que se considera a la privatización de la industria petrolera como un fenómeno mundial.

Hasta la década de los setenta, los gobiernos de muchos países productores de petróleo mantenían cierta hostilidad hacia la participación de inversionistas privados en la industria petrolera. En la década de los noventa, sin embargo, las expresiones negativas se han vuelto, si no inexistentes, sí poco frecuentes por parte de esos mismos gobiernos, y en la mayoría de los casos, se han esforzado por atraer empresas extranjeras al sector. Estos esfuerzos privatizadores han significado miles de millones de dólares en nuevas inversiones y han presentado nuevas "oportunidades" a las corporaciones transnacionales para explotar grandes reservas de hidrocarburos de magnitudes aún no determinadas, aunque ciertamente

¹ La revista de negocios *Fortune* publica anualmente la lista de las 500 corporaciones industriales más importantes del mundo. Las empresas son evaluadas para su clasificación con dos variables: ventas totales y ganancias netas. En la publicación aparece también una división de empresas por actividad económica. En el caso de la actividad de producción de petróleo, la clasificación para 1996 es la siguiente: *BRITISH PETROLEUM*, es la cuarta petrolera del mundo, con ventas netas por US\$56,982 millones; *ELF AQUITAINE*, la quinta, con ventas totales por US\$43,618.4 millones; *ENTE NATIONALI DI IDROCARBURI (ENI)*, el séptimo sitio, con ventas por US\$36,393.4 millones, *TOTAL*, el lugar 10, con ventas por US\$27,226.1 millones; y *REPSOL* la posición diecinueve, con ventas por US\$15,124 millones. Cfr. *Fortune*, abril de 1997.

² En junio de 1994 *BRITISH GAS* y *ATLANTIC RICHFIELD* iniciaron los trabajos de perforación en el primer campo energético concesionado por el gobierno de Vietnam. El yacimiento se ubica en el Golfo de Tonkin, al sur del país, en la frontera con China, y cuenta con grandes reservas de gas y petróleo. Actualmente se encuentra bajo control del gobierno de Saigón, pero es reclamado por el gobierno de China. El Golfo de Tonkin es una penetración del Mar de China Meridional, zona rodeada por los Tigres Asiáticos, con abundante pesca y donde se ha confirmado la existencia de grandes reservas de reservas de gas y petróleo. Justo en el centro del Mar de China están las islas Spratly, un numeroso conjunto de pequeñas islas que por décadas han sido reclamadas por China, Taiwan, Filipinas y Vietnam. Los reclamos han desencadenado enfrentamientos militares entre China y Vietnam, el último de los cuales ocurrió en 1988 cuando China hundió unos barcos pesqueros vietnamitas y posteriormente invadió las islas Spratly en posesión de aquel. Véase, *WALL STREET JOURNAL*, 4 de junio de 1994.

³ Desde 1992 el gobierno de Cuba ha impulsado un ambicioso proyecto de promoción de inversiones extranjeras, siendo uno de los sectores abiertos completamente el de la industria petrolera. Véase, Homero Campa, "Cuba busca inversiones, toca a todas las puertas, y le abren...", en *Proceso*, núm. 860, México, 26 de abril de 1993, p. 26

mayores en volumen a las descubiertas en el Mar del Norte y Alaska⁴.

Ahora bien, aunque el fenómeno de la privatización de la industria petrolera es mundial, los mecanismos de privatización han sido diferentes en grado y alcance en cada país. Si bien en todos los casos el objetivo general ha sido alejar al Estado de la dirección de la industria petrolera, los mecanismos de privatización aplicados han provocado diferencias en la participación del Estado en el capital social de la industria, o que existan diferentes grados de explotación privada de los recursos energéticos --se otorgan concesiones para la explotación de los recursos entre diferentes empresas. En general, esto se debe a que la estructura económica de los países productores de petróleo difiere en cuanto a historia, valores, fortaleza de las instituciones políticas y aspiraciones nacionales. Por lo tanto, es extremadamente peligroso explicar la privatización de la industria petrolera con los modelos aplicados en los países centrales⁵.

⁴ W. Calvin Kilgore (Coord.), *Privatization and the Globalization of Energy Markets*, Energy Information Administration, Washington D.C., 1996, p. 3; Raymond Vernon, "Introducción: La Promesa y el Desafío", en Raymond Vernon (compilador), *La Promesa de la Privatización: Un Desafío para la Política Exterior de los Estados Unidos*, México, FCE, 1992.

⁵ Raymond Vernon, "Creando una Economía de Mercado: Una Guía para los Países", en *Economic Reform Today*, núm. 4, Washington: CIPE, octubre-diciembre de 1996.

1.1 ¿QUÉ ES Y POR QUÉ LA "PRIVATIZACIÓN"?

La "privatización" es una práctica de política económica que forma parte del proceso de reforma económica neoliberal. Su importancia radica en que con ella se busca dar mayores facilidades a la reproducción del capital sin la intervención directa del Estado en la administración de los recursos.

En la literatura económica neoliberal, el término "privatización" se entiende como "cualquier movimiento hacia un control del mercado sobre la economía, o como cualquier movimiento que disminuya la propiedad y control públicos por el incremento de la propiedad y control privados". Otra definición advierte que es "un acto administrativo mediante el cual el Estado cede toda su participación en alguna actividad económica específica"⁶. Como vemos, estas definiciones consideran la privatización como un simple "cambio de régimen de propiedad", ignorando cualquier consideración sobre las características e importancia económica, política y social de la empresa a privatizar.

Este "error aparente" se debe a que la escuela económica neoliberal fundamenta su idea de "privatización" en un supuesto básico: la convicción de que la "libre empresa" hace más por la riqueza de un país que una empresa controlada por el Estado. Para los ideólogos del neoliberalismo, la crisis económica de los países de economía mixta o de economía centralmente planificada refuerza la "hipótesis" de que el Estado es ineficiente por naturaleza, y por ello muchos países han realizado reformas para establecer las condiciones de un capitalismo pleno⁷.

En este sentido, la privatización es el arma más importante que tienen los ideólogos del libre mercado para liquidar la regulación estatal de la economía. En un sentido concreto, la privatización es un proceso de reversa hacia la economía librecambista que dominó el mundo hasta finales de la década de los treinta. La crisis económica de 1929 obligó a los países capitalistas a regular la economía a partir de la intervención del Estado, principalmente por medio de la nacionalización de empresas consideradas estratégicas⁸.

La nacionalización se prolongó por décadas como una manera de asegurar el pleno empleo y controlar la producción de insumos básicos para todas las ramas industriales. En este caso se encontraban las industrias petroleras. Un consenso generalizado entre los economistas keynesianos era que un Estado interventor en actividades industriales era necesario para garantizar el crecimiento sostenido de toda la industria nacional. Contrario a esta tesis, un grupo muy influyente de economistas empezó a criticar fuertemente la existencia de empresas estatales. Para estos analistas, gran parte de la crisis económica en los países capitalistas se debía a la existencia de empresas públicas, todas ellas parasitarias, ineficientes, improductivas y grandes consumidoras de recursos públicos. Estos argumentos fueron retomados por políticos conservadores en casi todo el mundo; el primer país donde se siguió una política de desaparición de las empresas públicas fue Reino Unido, precisamente bajo el mando

⁶ Vernon, "La promesa de la.", *Op. Cit.*, p. 10.

⁷ John Sweeney, "Nuevas Funciones para Grupos Empresariales en Latinoamérica", en *Reform Economic Today*, núm. 4, Washington, CIPE, octubre-diciembre de 1995, p. 2.

⁸ Entendemos como "industria estratégica" a aquella que produce un conjunto de mercancías que son fundamentales para la reproducción del capitalismo global. Véase, "La Producción Estratégica Como Sustento de la Hegemonía Mundial. Aproximación Metodológica", en Ana Esther Ceceña y Andrés Barreda (Coords.), *Producción Estratégica y Hegemonía Mundial*, México, Siglo XXI, 1995, pp. 45.

conservador de Margareth Thatcher⁹

La privatización tomó ímpetu en la década de los ochenta, a tal grado que sin este mecanismo de política económica el sistema capitalista mundial actual no tendría la forma que le conocemos. La privatización está íntimamente ligada al proceso de transnacionalización económica mundial, en el sentido de que permite la participación del capital monopólico extranjero en diferentes actividades económicas y bajo diferentes formas de administración de las inversiones¹⁰. Las empresas transnacionales aprovechan las oportunidades que ofrecen los países con sus políticas de privatización de empresas públicas, y de esta manera distribuyen geográficamente sus actividades productivas en diferentes ramas o sectores de negocios. La distribución geográfica de los procesos productivos (relocalización) se presenta especialmente en la industria energética pues se realiza para reducir los costos de la inversión o para abastecer mercados locales o regionales¹¹.

En este contexto, en países con diferentes niveles de desarrollo como Inglaterra o Chile se han aplicado políticas de privatización con el objetivo de atraer mayor inversión directa a determinados sectores. En otros países con pasados económicos diferentes también han seguido la misma línea. Así, entre 1988 y 1993, por ejemplo, se vendieron casi 2 700 empresas estatales en cerca de 95 países, por un monto que superó los US\$270,000 millones¹².

En resumen, el significado y justificación política de las privatizaciones recae, para sus promotores, en un sólo argumento: "la defensa de la competencia libre e igual entre los participantes del mercado". Es por ello que los principios básicos de un proceso privatizador se inscriben en la estrategia económica general de los gobiernos neoliberales, afectando a la totalidad del capital de todas las empresas públicas, sin excepción. Aunque cada una de las operaciones de privatización difieren substancialmente entre cada país, la racionalidad económica es la misma¹³.

⁹ Perry Anderson, "Balance del Neoliberalismo: Lecciones para la Izquierda", en *El Rodaballo*, Buenos Aires, diciembre de 1995, p. 8.

¹⁰ La mundialización es la característica principal del sistema capitalista mundial. Este sistema opera como una "economía mundo" en el que los centros capitalistas dominantes ejercen su dominación por medios económicos y ya no sobre la prácticas de la conquista imperial. Así mismo, el sistema capitalista mundial contemporáneo es diferente al imperialismo clásico en que la base de reproducción del capital del primero no sólo está en la producción de bienes de consumo y dominio de los centros productores de materias primas, sino en la acumulación del capital a través de la articulación de operaciones financieras mundiales, el desarrollo de nuevas tecnologías y la reestructuración productiva a escala mundial, en un contexto de economía privada, librecambismo y deregulación estatal. Véase, Andrés Serbin, "Globalización, Regionalización y Sociedad Civil", en *Revista Mexicana del Caribe*, año 1, núm. 2, México, UQROO, 1996, p. 11-14; Samir Amin, *Los Desafíos de la Mundialización*, México, Siglo XXI, 1996.

¹¹ Gijbert Van Liemt (Director), *La Reubicación Internacional de la Industria, Causas y Consecuencias*, Ginebra, Oficina Internacional del Trabajo, 1995, p. 5-6.

¹² En abril de 1997 se realizó en Chile la "II Conferencia Latinoamericana y del Caribe: La Nueva Frontera de las Privatizaciones", a la que acudieron 27 países de la región y de España, convocados por el Banco Mundial (BM), el Sistema Económico Latinoamericano (SELA), la Corporación de Fomento de Chile (CORFO), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Agencia Española de Cooperación. Esta Conferencia arrojó datos ilustrativos sobre el proceso de privatización a escala mundial: en 1996 se privatizaron empresas por un monto de US\$85,000 millones, de los cuales US\$15,000 millones correspondieron a América Latina. De cada dólar invertido, 88 centavos fueron de capital extranjero. Se estima que para 1997 las inversiones de capital para privatizaciones generaron US\$23,700 millones en América Latina, de los que el 50% correspondieron al sector energético; el 19% a la industria; el 16% al transporte; el 8% a telecomunicaciones y el 7% a empresas financieras. Véase, "Sumarán US\$23,700 millones las privatizaciones en AL", en *El Universal*, México, 4 de abril de 1997.

¹³ Peter Young, "The lessons of privatization", en *Economic Reform Today*, núm. 1, Washington, CIPE, enero-marzo de 1998.

En el caso de la privatización de empresas energéticas, los países buscan los siguientes objetivos:

1. Modernizar la planta energética nacional,
2. Incrementar la inversión privada en el sector energético,
3. Impulsar de manera indirecta otras actividades industriales, principalmente las relacionadas con el sector energético; y,
4. Reintegrar el sector energético nacional al comercio internacional de energía.

La privatización de las industrias petroleras estatales está más relacionada con el desarrollo del monopolio petrolero a escala mundial que con supuestos beneficios económicos directos para el Estado. En el sistema capitalista actual, las empresas petroleras tienden a ser cada vez más mundiales, con estructuras de conglomerado¹⁴ y con inversiones repartidas en otros campos del sector energético. Hasta hace muy poco tiempo sólo unas cuantas empresas petroleras eran consideradas verdaderamente conglomerados transnacionales: en primer lugar porque sus operaciones no abarcaban más de dos países, no intervenían en otras actividades relacionadas con la transformación del petróleo ni tenían una capacidad amplia de comercialización mundial de sus productos; en segundo lugar, sólo una decena de empresas petroleras tenía algún tipo de participación en otras ramas del sector energético como el carbón, el gas o la electricidad. De esta manera, los grandes conglomerados petroleros fueron los primeros en aprovechar la privatización en formas de concesión, adquisición o alianza¹⁵. Tanto la privatización como la reestructuración de las empresas petroleras transnacionales corresponden al mismo fenómeno: la mundialización del sistema capitalista.

La industria petrolera mundial ha sido durante toda su historia una industria monopólica. Ello se debe a las características intrínsecas del petróleo como mercancía. Por un lado está el hecho de que por el origen geográfico de la producción, el petróleo adquiere determinadas cualidades respecto a su valor real, es decir, por la cantidad de capital necesario para producirlo y transformarlo. Por otro lado, el petróleo también adquiere un valor de cambio, el cual está directamente relacionado con las sociedades que lo consumen pero carecen de él¹⁶.

Como se sabe, el petróleo es un recurso estratégico para las sociedades capitalistas contemporáneas. Primero porque es el principal energético de consumo mundial (en 1996 aportaba el 36% de la energía mundial, contra el 28% del carbón, 19% del gas; 4% fuentes primarias de electricidad; 3% otras fuentes), usado principalmente como carburante para vehículos de transporte de personas y mercancías. Segundo porque es una materia prima no renovable y que sirve de base para producir una gran cantidad de productos sintéticos de uso

¹⁴ Se entiende por conglomerado a "toda empresa especializada que opera plantas o establecimientos similares en ubicaciones geográficamente dispersas". Su estructura operativa está dividida en líneas de producción independientes, pero se desenvuelve bajo un control centralizado, en donde se le diseñan los planes estratégicos de desarrollo tecnológico, de inversión y de comercialización. Véase, Oliver E. Williamson, *Mercados y Jerarquías: Su Análisis y Sus Implicaciones Antitrust*, México, FCE, 1991, pp. 182-183, 190-191.

¹⁵ La empresa petrolera transnacional que tuvo las mayores ganancias en 1995 fue la **ROYAL DUTCH SHELL** (US\$6,900 millones). Tal monto fue superior al que obtuvo la empresa más grande del mundo, la **GENERAL MOTORS** (US\$6,000 millones). Para el vicepresidente de la angloholandesa, John Jennings, tales ganancias no fueron consecuencia del incremento en el precio del petróleo en entre 1991 y 1995, sino a dos factores de mayor importancia: **SHELL** está instalada en una gran cantidad de países (120 en total), más que cualquier otra compañía transnacional; a que la estructura de la empresa —conglomerado con capacidad de decisiones independiente para las ramas, subsidiarias y representaciones— permite a sus subsidiarias mandar mayores dividendos a la casa matriz. Estos son elementos sobre los que trabaja la empresa petrolera mundial de fin de milenio. Véase, Kim Clark, "The 500 Giants of The World Business", en *Fortune*, marzo de 1997.

¹⁶ Robinson, *Monopolio*, México, FCE, 1986, p. 29.

masivo (plásticos, aceites, fertilizantes, aislantes, anticorrosivos, petroquímicos, etcétera) Y tercero, derivado de lo anterior, es la mercancía de mayor comercio en el mundo, lo que la hace un factor de impacto sobre las variables económicas mundiales (en general, sobre toda la fase de reproducción del capital)¹⁷.

El avance tecnológico es el director de los nuevos procesos industriales y la base de la acumulación capitalista. En la industria petrolera, por ejemplo, ha impulsado el desarrollo de nuevos procesos productivos y de la fabricación de nuevos productos. Gracias a ello, el petróleo sigue siendo la fuerza motriz de la sociedad industrial y la base de la cultura capitalista moderna. La industria del petróleo es la mayor de las industrias del mundo, o como dice Daniel Yerguin "es el mayor negocio mundial, y personifica la perfección de los extremos de los riesgos y recompensas, y es también la interacción y el conflicto entre el espíritu emprendedor y la empresa corporativa y entre las empresas privadas y las estatales" Así entonces, no es fortuito que la mayor parte de los desarrollos tecnológicos de fin de siglo halla sido aplicada en esta industria¹⁸.

Por lo anterior, la industria petrolera ha sido y es un elemento de poder mundial. Es un poder en dos planos: poder económico y poder político, es decir, una actividad económica altamente generadora de riqueza, y en la que las empresas transnacionales que la controlan dependen de las acciones de sus gobiernos para poder funcionar a escala mundial¹⁹. La crisis energética de la década de los setenta restó poder a las grandes transnacionales, sin embargo, su capacidad tecnológica, económica y de influencia política es de tal nivel que continuó influyendo en la toma de decisiones de sus gobiernos. En los sesenta el poderío de las Siete Hermanas²⁰ fue decreciendo debido a dos factores: los movimientos nacionalistas en los países productores, y el desarrollo mundial de las petroleras independientes y de las estatales europeas. En los noventa existen nuevos factores que impulsan el nacimiento de nuevas transnacionales que se aproximan cada vez más a las viejas prácticas monopólicas de las Siete Hermanas. El monopolio de la industria petrolera a escala mundial no ha desaparecido, se ha repartido entre nuevos competidores.

A consecuencia de lo anterior, la competencia internacional en la industria petrolera se ha hecho cada vez más fuerte. Los nuevos competidores, también conocidos como los independientes, han crecido en número y en capacidad técnica y de inversión. En este marco, las mejores oportunidades de inversión ahora exigen mayor capacidad financiera y tecnológica para poder diseñar proyectos de larga escala que ofrezcan un rápido retorno del capital. Según este criterio ninguna de las grandes transnacionales petroleras podría por sí sola diseñar planes de inversión que les permitiera registrar ingresos brutos anuales por al menos US\$100 mil millones; cantidad que según el *FINANTIAL TIMES* sería el mínimo estimado para cierto grado de influencia en el mercado petrolero²¹. La única manera de obtener tal nivel de ingresos

¹⁷ Andrés Barreda y Oscar Lagunas, "Los Energéticos como Límites al Desarrollo Capitalista". en Ana Esther Ceceña y Andrés Barreda M. *Op. Cit.*, p. 188.

¹⁸ Daniel Yerguin, *La Historia del Petróleo: La Lucha Voraz por el Poder y el Dinero*. Madrid, Vergara, 1995, p. 1039.

¹⁹ Los Estados capitalistas centrales siempre han jugado un rol muy importante en la expansión y defensa de los intereses de las grandes corporaciones. Además, esos mismos Estados se han encargado de impedir la inversión extranjera directa en aquellas áreas consideradas "estratégicas para la seguridad nacional" de sus países. Véase, Paul N. Doremus, et. al., *The Myth of the Global Corporation*, New Jersey, Princeton University Press, 1998, p. 77.

²⁰ "Las siete hermanas" es el nombre asignado a las siete compañías petroleras más grandes del mundo. También son conocidas como *majors*. El grupo se formó en la reunión de Achnacarry, realizada en 1928. Su poderío oligopólico duró hasta los sesenta, cuando los países productores de petróleo decidieron nacionalizar la industria. Alexandre De Marenches (coord.), *Atlas Geopolítico Aguilar*, Madrid, Ed. Aguilar, 1989, p. 29.

²¹ Véase "The return of Standard Oil", editorial del *Financial Times*, 26 de noviembre de 1998.

en operaciones petroleras alrededor del mundo es con ahorros en las operaciones de refinación y producción, especialmente en momentos en que las tendencias de los precios internacionales del crudo van hacia la baja.

Las estrategias más comunes para poder participar en proyectos energéticos de larga escala y al mismo tiempo ahorrar recursos financieros en la producción y refinación son las alianzas estratégicas y las fusiones. De las alianzas estratégicas nos ocuparemos en el segundo capítulo, sólo baste señalar que esta estrategia ha fomentado en la actual década el oligopolio del mercado petrolero mundial. Con respecto a la fusión de empresas petroleras, esta ha ido fortaleciendo el renacimiento de los monopolios petroleros; en 1998, por ejemplo, se consolidaron dos de las más grandes fusiones –megafusiones–: la fusión *BRITISH PETROLEUM-AMOCO* y la fusión *EXXON-MOBIL*²². La única lógica de estas megafusiones es la reducción de costos a través de monopolización de los mercados²³.

Ahora bien, definir a la industria petrolera transnacional como monopolística no sólo se refiere dominio en la producción y al volumen de ventas a escala mundial. Existe un factor aún más importante: las "circunstancias" en las que la empresa petrolera transnacional tiene fuerza para establecer el precio del energético, es decir, las condiciones que posee la empresa para establecer los niveles de producción y las calidades del producto. En este sentido, el concepto "monopolio petrolero" tiene que ver con las capacidades y circunstancias de la empresa petrolera transnacional. Por ejemplo, si pensamos en que las empresas petroleras estatales por sus capacidades son monopolísticas –son las únicas productoras y comercializadoras de crudo en sus países– estaríamos cometiendo un error. Para definir las de tal manera tenemos que observar, además de sus capacidades, las circunstancias en las que opera. Es por ello que el supuesto carácter monopolístico que le asignan los promotores del "libre mercado" a las petroleras estatales es irreal. Ese supuesto carácter monopolístico se diluye al observar su carencia de fuerza para poder establecer el precio de sus productos a escala mundial (circunstancias), ya que el poder real en la industria petrolera mundial se encuentra en manos de las empresas transnacionales que controlan el precio y la producción del crudo en un contexto de enfrentamiento entre las grandes potencias económicas. Así pues, lo que hace poderosa a una empresa petrolera es su doble condición de productora importante de crudo y su nivel de influencia en la fijación de precios, de tal manera que le permita tener grandes ganancias; en otras palabras, es su condición hegemónica mundial²⁴.

Por otra parte, es absurdo negar que las empresas transnacionales del petróleo conforman un gran cártel oligopólico²⁵ sólo porque existe una gran cantidad de empresas petroleras independientes y algunas petroleras estatales. También es absurdo negar que esos grandes conglomerados no conformen un gran cártel sólo porque en algunos lugares entre ellos realizan cierta competencia comercial. En diversos momentos de la historia de la industria

²² El gigante petrolero *EXXON-MOBIL* se convirtió de golpe en la compañía petrolera más grande del mundo, con un valor total de casi US\$238 mil millones (US\$177 mil millones de *EXXON*; US\$61 mil millones de *MOBIL*), superior en 300% al valor de *BP-AMOCO*, y en 150% al valor de la anglo-holandesa *ROYAL DUTCH-SHELL*.

²³ "Exxon y Mobil: dos colosos buscan asociarse", en *El Universal*, Caracas, 27 de noviembre de 1998.

²⁴ El concepto de hegemonía lo entendemos como la condición de liderazgo económico que proviene de la necesidad impuesta de buscar permanentemente incrementos reales en la obtención de plusvalor. La hegemonía establece también un conjunto de capacidades para influir en los objetivos, estrategias y estructura de una industria mundial. Véase, Ana Esther Ceceña y Andrés Barreda, *Op. Cit.*, pp. 42-43.

²⁵ El oligopolio un sistema de competencia por medio del cual un conjunto de monopolios internacionales se unen para luchar por la supremacía en una rama industrial determinada. Su objetivo es controlar el mercado e impedir la entrada a éste de nuevos competidores. Cfr., E. J. Osmańczyk, *Enciclopedia Mundial de Relaciones Internacionales y Naciones Unidas*, México, FCE, 1976, p. 795.

petrolera mundial hemos visto como se establecen determinadas condiciones que permiten que una o varias industrias controlen el mercado del petróleo, es decir, que formen monopolios u oligopolios. Esas empresas limitan o incrementan la producción para poder influir en el precio del mercado. También establecen un precio fijo para poder controlar los niveles de producción según la demanda real estimada para un período dado. El monopolio establece el precio fijo para su producto y de esa manera elimina a los pequeños competidores; el oligopolio además establece cuotas de producción y venta, y precios estándar para los productos. Por lo anterior, podemos afirmar que la empresa monopolista no significa ser vendedor de un producto único, sino tener la capacidad de influir directamente en las condiciones del mercado internacional de un producto específico²⁶.

Es así como los conglomerados petroleros han monopolizado el mercado petrolero mundial, tanto en momentos en que las empresas estatales dominaban la producción mundial, como en las actuales condiciones de privatización de la industria. En ambos momentos, estos conglomerados supieron comercializar sus mercancías según los niveles en los que la ganancia monopólica era mayor. Esto explica por qué diversifican sus operaciones en diferentes actividades industriales dentro de un mismo sector, y aún en otros sectores económicos. Así pues, el poder de los monopolios petroleros obedece a dos factores: primero, a la posibilidad real de controlar toda la cadena de producción de las mercancías, y segundo, a la posibilidad de tener verdadera influencia en los productos competidores como el gas, el carbón y la energía eléctrica²⁷.

Durante varias décadas el petróleo no tuvo competencia de algún energético alternativo. Durante los setenta, sin embargo, la aparición de algunos productos energéticos puso en alerta a las transnacionales petroleras. Durante esa década se pensó que el petróleo vería caer su demanda en el mercado energético mundial, pues en un marco de mayor protección al medio ambiente y con la aparición del etanol (alcohol de caña) y el gas presurizado, se limitaría la demanda de combustibles derivados del petróleo. En la década de los noventa observamos que la demanda de combustibles derivados del petróleo no ha disminuido, por el contrario, su producción se ha incrementado en un 1.8% entre 1988 y 1995. Lo anterior puede explicarse también, en parte, por el carácter monopólico de la industria petrolera. Si bien la aparición de nuevos combustibles automotores fue una alternativa técnica real, ha existido la imposibilidad inmediata de adecuar el parque vehicular que consume gasolina por nuevos carburantes, y de encontrar financiamiento para la producción o comercialización de los productos competidores. Tampoco ha existido la capacidad productiva de las nuevas empresas competidoras para poder iniciar producción a gran escala de tal manera que pudieran reducir sus costos y lograr la penetración en el mercado.

Podemos afirmar, pues, que los conglomerados de energía se han desarrollado a partir de tres condiciones por ellos establecidas. Primero a través de sus actividades anticompetitivas en el mercado energético mundial, es decir, por su propensión a limitar o eliminar productos alternativos al consumo del petróleo. Segundo, por medio de sus políticas de fusiones o adquisiciones de empresas petroleras pequeñas para eliminar la amenaza de competencia localizada e incrementar su injerencia en el mercado mundial. Y tercero, a través de la presión política de sus gobiernos hacia los países que han intentado recuperar para sus pueblos la riqueza petrolera²⁸.

²⁶ Robinson, *Op. Cit.*, p. 29.

²⁷ *Ibidem*, p. 30-31.

²⁸ Estos tres problemas son reconocidos por Oliver O. Williamson como "problemas de política pública de los

Esas condiciones no sólo permitieron el fortalecimiento de los conglomerados petroleros tradicionales representados en el grupo de las Siete Hermanas, sino que también permitieron el nacimiento de nuevos conglomerados, algunos de los cuales provienen de empresas petroleras estatales recientemente privatizadas. La privatización ha estimulado el crecimiento de nuevos conglomerados petroleros.

El proceso de privatización permitió a un número cada vez mayor de empresas petroleras incursionar en nuevos campos del sector energético. Esas empresas empezaron a ser cada vez más integradas. Petroleras medianas o pequeñas comenzaron a adquirir firmas gaseras, carboníferas o generadoras de energía eléctrica. Así pues, el surgimiento de esos nuevos conglomerados energéticos está relacionado con los procesos de privatización en el mundo.

Esos nuevos conglomerados petroleros tienen sus centros de operación en diferentes países, en algunos de los cuales, incluso, dominan el mercado local y la producción para la exportación. La localización geográfica específica de alguna línea de producto se establece según las directrices estratégicas de la empresa matriz, aunque ésta es determinada por las "oportunidades de inversión" que ofrecen los países productores de petróleo. A su vez, las "oportunidades de inversión" es el eufemismo para nombrar la profundidad de la privatización de la industria petrolera. En muchas regiones el proceso de privatización de la industria petrolera ha sido desigual. Los factores que explican lo anterior son los siguientes:

1. Los países con sectores nacionalistas políticamente fuertes obstruyen la privatización, principalmente de las empresas energéticas;
2. La inexistencia de un marco jurídico que permita las inversiones privadas en el sector es un obstáculo determinante para la privatización, pues para el arribo de capital extranjero a la industria petrolera se exigen garantías sobre la propiedad del capital, y cualquier intento por modificar el marco legal tendría que pasar por la lupa de los sectores contrarios a la apertura económica. Para las compañías petroleras transnacionales es importante que el marco jurídico les de un trato de nacionales a sus inversiones.
3. El marco impositivo que fiscaliza la inversiones extranjeras en la industria petrolera suele ser un freno económico para la privatización. Cuando una empresa extranjera no encuentra "atractiva" la inversión porque los costos (impuestos, salarios, regalías, pagos de permisos, etcétera) son demasiado altos, entonces no invierte.
4. Los factores geográficos suelen ser un impedimento para las empresas petroleras pequeñas o medianas, ya que en condiciones geográficas extremas (clima, tipo de suelo, ubicación geográfica, etcétera), el capital y la tecnología requeridos para la producción de crudo suelen ser tan elevados que pocas son las compañías que se arriesgan a invertir en el desarrollo de nuevos campos.
5. Finalmente, las condiciones políticas en el país receptor suelen ser factores de evaluación para los proyectos de inversión en la industria petrolera. Por lo

conglomerados" en general. Para el autor, estos problemas son fenómenos normales en el proceso de crecimiento de los monopolios. Aunque evidentemente su intención es justificar estos problemas provocados por los conglomerados industriales, de ninguna manera quiere decir que no existan. O. E. Williamson, *Mercados y Jerarquías...*, Op. Cit., p. 190.

regular, los campos petroleros son objetivos militares de los grupos revolucionarios.

No obstante lo anterior, los esfuerzos para llevar a cabo políticas privatizadoras han ocurrido en diferentes partes del mundo y para diferentes ramas de la industria petrolera. Los factores mencionados anteriormente han influido para que la privatización adquiera diferentes formas y variaciones. El ejemplo más común de la privatización de alguna industria es cuando el gobierno otorga por completo la propiedad de una empresa pública al capital privado. En otras ocasiones, el gobierno otorga la dirección administrativa de la empresa pero sin retirar por completo sus inversiones.

Las dos variaciones anteriores concuerdan en que son acciones simples de traspaso de una propiedad por otra, es decir, se pasa de una propiedad pública a una propiedad privada. Sin embargo, esta interpretación no es suficiente para entender el fenómeno de la privatización. Primero porque no es necesario ceder toda la propiedad de una industria para convertirla en privada; bastaría con un porcentaje accionario le concediera a algún inversionista el control mayoritario de la empresa, y de esta manera influir de manera importante en la dirección de la misma. Segundo, porque el control de una empresa no significa necesariamente el control del mercado; si bien el Estado administra empresas tradicionalmente monopólicas por su participación en la producción bruta sectorial, la importancia de éstas como generadoras de divisas o por su importancia para el desarrollo de otras actividades industriales, en la actualidad sólo bastaría con permitir la participación de inversionistas privados en alguna rama productiva para que poco a poco las industrias consideradas estratégicas quedaran en manos de particulares --por ejemplo, con la privatización de la petroquímica se controlaría la producción de petróleo en un país, sin necesidad de abrir al capital la producción del hidrocarburo.

Como vemos, la privatización no es un simple cambio en el régimen de propiedad, es también una forma de otorgar mayores facultades para controlar e influir en el mercado de determinados productos. La privatización tiene que ver con reglas administrativas que impone el Estado para regular los mercados. Como reconoce William Glade --un activo promotor de la privatización-- "aunque la privatización es²⁹ asociada por lo general con la supresión de regulaciones", para continuar y profundizar en el proceso es necesario "establecer una nueva reglamentación para fortalecer el funcionamiento del mercado" a través de la regulación estatal del mercado de capitales, la competencia intermonopólica y la supervisión de la calidad de los servicios que prestan las empresas privadas. Es decir, la regulación después de la privatización²⁹.

Así pues, cuando los gobiernos cambian esas reglas para vender su participación accionaria de alguna empresa, delegar responsabilidades administrativas de una empresa estatal a inversionistas privados (concesionar) o reducir las actividades regulatorias del mercado por alguna empresa estatal, entonces estamos ante un proceso privatizador³⁰.

La privatización no es sólo un hecho directo sobre la propiedad, sino sobre las condiciones del mercado. En este sentido, la toma de decisiones para la compra de propiedad pública está íntimamente ligada a factores políticos, situaciones geoeconómicas y geopolíticas. Por ejemplo, las compañías norteamericanas consideran como un elemento vital para la toma

²⁹ William Glade (Comp.), *Privatización de Empresas Públicas en América Latina*, México, Guernika, 1995, pp. 24-25.

³⁰ R. Vernon, "La Promesa y el desafío". *Op. Cit.*, p. 10.

de decisiones el riesgo político para los países que privatizan sus industrias petroleras. Los gastos en inteligencia militar y política consumen millones de dólares para determinar grados óptimos de confianza en proyectos de inversión que por lo regular son de mediano y largo plazo. También, para los políticos norteamericanos, el impacto político que significa la privatización para los gobiernos que la realizan debe ser mínimo.

1.2 LOS TIPOS DE PRIVATIZACIÓN.

Como afirmamos en el apartado anterior, la ideología económica neoliberal cree que para incrementar la ganancia de cualquier empresa, la competencia económica es la única opción. Ante esto, "uno de los retos mayores para los países en desarrollo ha sido como encontrar un modo de crear la competencia que se necesita en los mercados nacionales. Una de las maneras más comunes de lograr este objetivo es el abrir el mercado al comercio y la inversión internacionales". En otras palabras, según este discurso, la privatización crea el ambiente económico que necesita un mercado nacional para crecer³¹.

Para los países desarrollados, la privatización de la industria petrolera debe cumplir un objetivo preciso: mantener la seguridad y continuidad en el abastecimiento de energía. Las compañías independientes de estos países se interesan cada vez más en cooperar con ese objetivo, aprovechando la ola privatizadora mundial.

Hasta la década de los setenta, la industria petrolera era considerada como una fuente importante de ingresos y divisas para los gobiernos, además, la disponibilidad de una industria de este tipo era vital para la economía y la seguridad nacional de los países. En los países subdesarrollados por ejemplo, el Estado era el principal controlador de la industria petrolera, y las acciones del capital privado nacional y extranjero estaban restringidas a la refinación o a la distribución de productos derivados. A partir de la década de los noventa se generalizó en esos mismos países la idea de que la industria petrolera podía estar en manos del capital privado, sin afectar con ello la seguridad nacional.

¿Por qué privatizar? Los argumentos que justifican la privatización de empresas públicas podemos sintetizarlos en dos: a) la tesis de la "ausencia de eficacia económica" y administrativa del Estado para intervenir directamente en la economía; y b) la tesis de la carencia de capitales y el proteccionismo ambiental.

a) Respecto a la primera tesis, los promotores de la privatización de la industria petrolera afirman que esta es una acción que persigue un objetivo más amplio de política económica. Según esos ideólogos, una industria energética en manos de los particulares permite incrementar la productividad de toda la economía. El impacto no sólo sería en términos de recuperación económica para el Estado vía impuestos, si no que se permitiría incrementar la eficiencia de todo el sector industrial. Esta relación privatización-recuperación económica la denomina Paul H. Boeker como "privatización potente"³².

Las "privatizaciones potentes", dice Boeker, son aquellas que "mejoran la eficiencia de toda la economía en lugar de una firma o sector particular". Existen dos tipos de "privatizaciones potentes": una que tiene que ver con los servicios públicos (sector energético, telecomunicaciones, transporte y agua), y que por su naturaleza influye en la eficiencia productiva de la economía en su conjunto; y otra que se relaciona con el sector financiero y el sistema de pensiones, las cuales se diseñan para el "fomento" del ahorro interno, la distribución

³¹ R. Vernon, "Creando Una Economía...", *Op. Cit.* p. 4.

³² Paul H. Boeker es presidente del "Institute of the Americas" en San Diego, California, un organismo que promueve las privatizaciones en América Latina a través de investigaciones y actividades de colaboración entre los sectores público y privado. Vid. "Diagnóstico del primer decenio de privatizaciones en América Latina", en *Reform Economic Today*, número 2, Washington, abril-junio de 1995, p. 3.

y localización de los recursos monetarios en inversiones³¹.

El sector energético provee el insumo más importante para la actividad económica global. El impacto del sector en la economía se puede medir por los precios de los insumos que ofrece. La privatización, continúa Boeker, permitiría bajar los costos de producción de los insumos energéticos, y suministrar éstos de manera continua con la incorporación permanente de nuevas tecnologías. Así, con el suministro de insumos energéticos de "alta calidad" y a bajo precio, "toda la producción se vuelve más eficiente y se aumenta la competitividad internacional de todos los sectores de la Economía"³⁴.

En general, la lógica del argumento de Boeker gira en torno a dos supuestos: que el sector energético será más eficiente bajo el control privado que en manos del Estado; y que los costos financieros de las operaciones de privatización del sector serían más benéficos que perjudiciales. Primero, porque los beneficios financieros obtenidos por las privatizaciones permitirían un mejor reparto de la riqueza, por el hecho de que las inversiones destinadas al mejoramiento de plantas energéticas se destinarían a obras de beneficios social; segundo, porque las empresas energéticas privatizadas podrían mejorar la productividad del sector y afectar al resto de la economía.

b) Por otra parte, el argumento de "falta de eficacia económica y administrativa" de la industria petrolera estatal es complementado con la segunda tesis que justifica la privatización, nos referimos a la tesis de la carencia de capitales. Esta segunda tesis inicia con un planteamiento ambientalista que es el siguiente. En las últimas dos décadas la lucha contra la contaminación ambiental es uno de los problemas más importantes en la agenda internacional, en especial, de la contaminación por consumo excesivo de hidrocarburos. La contaminación provocada por el consumo irracional de hidrocarburos afecta tanto a productores como a consumidores. Desde la perspectiva de los países importadores de petróleo, la solución radica en un uso eficiente de la energía, esto es, reducir el consumo a través de la aplicación de nuevas tecnologías que aprovechen los recursos existentes y que apliquen nuevos tipos de energía³⁵.

Para los países exportadores, sin embargo, la política ambiental encaminada a reducir la producción de energía petrolera provocaría un colapso económico en las naciones que dependen de sus exportaciones de energéticos primarios. Además, el crecimiento de la demanda en los países desarrollados y la caída en sus niveles de producción incentiva las exportaciones de los países petroleros³⁶.

Las proyecciones para las próximas décadas en el crecimiento de la demanda de petróleo en los países desarrollados son que se creará un problema de abastecimiento. En otras palabras, los problemas para los países consumidores no serían de escasez de petróleo, sino de incapacidad de producción de los exportadores. En consecuencia, los exportadores de

³³ *Ibidem*, p. 4.

³⁴ El anterior es un argumento falaz, ya que como afirma Carol R. Campbell, la privatización sólo trae beneficios para unos cuantos, y la mayoría de la población seguirá en la misma situación económica de siempre. Se argumenta que la privatización traerá beneficios, pero estos sólo aparecen en la propaganda política de los privatizadores. Así, la privatización, los beneficios y la publicidad son la nueva trinidad en el credo económico moderno. Véase, Carol R. Campbell, "Privatization, Profits and Publicity - The New Trinity", en Michael Lewis Publisher, #169, Washington 1996; Boeker, *Op. Cit.*, p. 4.

³⁵ He Dr. Subroto, "Energy into the 21st Century: an OPEC View", en *OPEC Bulletin*, vol. XXI, No. 5, Viena, mayo de 1990, p. 6.

³⁶ *Ibid*

petróleo deben empezar a abastecer el mercado mundial!³⁷

Según estimaciones del ex-secretario de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), HE Dr. Subroto, en la década de los noventa se necesitarían entre US\$40,000 y US\$60,000 millones anuales para la construcción de las nuevas instalaciones petroleras. Este volumen significó el 10% de las ventas totales de la Organización en 1990. Sin embargo, las necesidades de recursos financieros para mantener equilibradas las finanzas internacionales de los gobiernos de exportadores de crudo hace que las inversiones que requiere la industria petrolera sean imposibles de realizar. Es por ello que, según el especialista, las necesidades de financiamiento tienen que provenir de capitales externos³⁸.

De origen, la tesis de la crisis de abasto energético por desinversión en el sector es errónea, pues parte de un falso supuesto: que los hidrocarburos aún tienen una capacidad de producción ilimitada. C. J. Campbell ha explicado que las reservas mundiales de petróleo convencional han empezado a decrecer en términos proporcionales al ritmo de la producción. El petróleo convencional es el crudo de fácil extracción, y que por su bajo contenido de minerales asociados es el de mayor demanda por los refinadores; es el llamado petróleo ligero. Por otra parte el petróleo no-convencional es aquel que se caracteriza por su difícil recuperación y por su alto contenido de impurezas, por lo que su precio en el mercado es menor al petróleo ligero. Ahora bien, los descubrimientos de las últimas décadas ha sido precisamente del segundo tipo, el cual presenta problemas muy graves para su explotación. Por ejemplo, se necesita un proceso de refinación previo para eliminarle las impurezas, lo cual eleva su costo; en algunos países es difícil la comercialización de los residuos minerales de ese proceso de refinación, por lo que es común la acumulación de tales desechos en campos a cielo abierto; derivado de lo anterior, es un tipo de hidrocarburo altamente contaminante³⁹.

En contraparte, desde principios de los ochenta no ha ocurrido ningún descubrimiento importante de nuevos yacimientos de petróleo convencional. Como documenta Colin Campbell, existen ciertos elementos claves para tomar en cuenta al momento de hacer los cálculos sobre la disminución de las reservas de petróleo convencional. En su análisis considera quince zonas productoras de petróleo convencional (Argelia, Abu Dhabi, Arabia Saudita, Canadá, China, Estados Unidos, Irán, Irak, Kuwait, Libia, México, Nigeria, Noruega, Países de la antigua Unión Soviética y Venezuela). El monto de petróleo convencional ("media probable de reservas" o, "reservas P50") fue estimado por el especialista a través de cinco fuentes: las revistas especializadas *Oil & Gas Journal* y *World Oil*, y publicaciones estadísticas de la empresa *Petroconsultants*, en anuario publicado por la empresa *BP, Statistical Review of World Energy*, y el *US Geological Survey*. En esas zonas productoras, las "reservas P50" ascenderían a 800 mil millones de barriles, más de la mitad (439 mmb) de localizan en el Medio Oriente y poco más del 15.0% en Arabia Saudita. Gran parte de los yacimientos gigantes de este tipo de petróleo fue descubierta durante la década de los sesenta. A partir de la siguiente década se descubrieron algunas cuencas menores de 20 mil millones de barriles, y a partir de los ochenta hasta la fecha ninguna cuenca ha pasado los 10 mil millones de barriles, aún cuando se han desarrollado nuevas tecnologías de exploración, perforación de pozos y extracción de crudo⁴⁰.

³⁷ *Ibidem*, p. 7

³⁸ *Ibidem*, p. 8

³⁹ C.J. Campbell, *The Twenty First Century. The World's Endowment of Conventional Oil and its Depletion*. Geneva, Petroconsultants S.A., enero de 1998.

⁴⁰ *Ibid.*

Las posibilidades de descubrir nuevos yacimientos también han disminuido. Campbell ha demostrado con datos concretos que el promedio anual de descubrimientos de nuevos yacimientos de petróleo convencional ha decrecido, lo mismo que el promedio anual de nuevas perforaciones y la exploración de nuevas áreas. De hecho las perforaciones y exploraciones para nuevos campos han ocurrido en zonas adyacentes a las cuencas en explotación⁴¹.

A partir de lo anterior, Campbell ha establecido un cálculo para determinar el punto de intersección entre el tope de producción y curva del consumo mundial de petróleo convencional, el cual llama "punto medio de agotamiento" ("depletion midpoint"). El modelo se explica de la siguiente manera: la producción de un yacimiento petrolero se incrementa rápidamente según se adicionen nuevos pozos, pero el yacimiento llegará a un punto en el que la capacidad disminuirá hasta llegar a cero. En este sentido, el porcentaje de agotamiento de las reservas estará relacionado con el incremento de la producción, y este a su vez por el incremento del consumo. Así, el punto medio entre la producción y el consumo tiende a estabilizarse por algún tiempo, para después iniciar la curva descendente la cual indicaría el agotamiento de las reservas, y en consecuencia a incrementar su valor de venta. Según el modelo, un análisis por zona de producción indicaría que existen tres categorías de países:

1. Los países que han iniciado la curva descendente en la producción de petróleo convencional. Esos países serían Estados Unidos, Canadá, y los países del ex-bloque Soviéticos.
2. Los países que se encuentran en el momento anterior al "punto medio de agotamiento". Esos países serían, en orden proximidad (dos o tres años) Reino Unido, Nigeria y China.
3. Países en proceso de cambio, los cuales pueden mantener por al menos los próximos 15 años el rol de abastecedores de crudo antes de iniciar el proceso "punto medio de agotamiento". Esos países serían los de la región del Golfo Pérsico (Abu Dhabi, Irak, Arabia Saudita, Kuwait e Irán), Argelia y Libia. Fuera esa zona sólo estarían México y Venezuela⁴²

Por lo anterior, es incorrecta la afirmación de que los países productores de petróleo necesitarían de capitales para poder incrementar la producción de petróleo. Si tomamos en cuenta el modelo del agotamiento de las reservas de petróleo convencional de Campbell, entonces es falsa la afirmación de que los países productores necesitan capitales para incrementar la producción de un recurso que tenderá a incrementar su valor en la próxima década. Lo cierto es que los países centrales estarían buscando retomar el control de las condiciones de producción de ese recurso, no para incrementar la producción más rápidamente, sino para garantizar para sí mismos el abastecimiento permanente, constante y abundante del hidrocarburo sin refinar. El petróleo no convencional sería refinado directamente en los centros de producción --Venezuela y México, por ejemplo-- y comercializarlo en los mercados de los países consumidores de la periferia, donde las regulaciones ambientales para combustibles de baja calidad son casi nulas.

De esta manera, los argumentos de la incapacidad económica y administrativa del Estado y de la carencia de capitales demuestran que la industria petrolera mundial se encuentra en un nuevo ciclo de inversión. Enormes montos de capital deben ser destinados al

⁴¹ *Ibid*

⁴² *Ibid*

crecimiento en la capacidad de producción, refinación y transporte para satisfacer el crecimiento en la demanda mundial y el agotamiento de las reservas de petróleo convencional. Este nuevo ciclo ha iniciado con un nuevo tipo de entendimiento económico entre los compradores y los productores de petróleo: la privatización de la industria petrolera estatal⁴³.

Tanto las afirmaciones de la falta de eficacia e incapacidad estatales para generar riqueza y distribuirla, así como la carencia de capitales para invertir en la modernización de las instalaciones petroleras son "supuestos ideales" de la privatización. La realidad funciona de otra manera. Las políticas de privatización se deben entender en el marco de la reestructuración mundial del capital y, en consecuencia, en la reestructuración del gran capital transnacional⁴⁴.

La privatización y el fortalecimiento de los monopolios y los oligopolios a escala internacional son dos fenómenos que forman parte de la mundialización capitalista. Cada uno de estos procesos se manifiesta de manera diferente en el mundo, en especial en las políticas de privatización, la cual asume diversas formas según las condiciones sociales, políticas, económicas y jurídicas de los países que la realizan. En particular, la privatización de la industria petrolera adquiere las siguientes formas:

1. *La privatización total.* Esta forma de privatización se presenta cuando el Estado se deshace completamente de sus activos por medio de una licitación pública, y se los entrega a uno o varias empresas. La privatización total puede ser gradual o súbita.
2. *La desregulación.* En sentido estricto la desregulación no es lo mismo que privatización, aunque los objetivos que persigan sean los mismos, esto es, dejar en manos del capital todas las decisiones en cuanto a qué, cómo, cuándo y dónde producir y vender determinado producto. La desregulación intenta quitar al Estado sus facultades para reglamentar, vigilar, sancionar, supervisar y planificar sobre las condiciones de producción y del mercado. En la industria petrolera, la desregulación implica fortalecer la presencia del capital en el sector energético y flexibilizar el trato del Estado con respecto a las operaciones de aquel. Una política común de desregulación es cuando el Estado reduce poco a poco su presencia en alguna rama económica, encogiendo sus inversiones y despidiendo personal, en tanto que el capital incrementa su participación en las actividades que van quedando desatendidas.

Estas dos formas de privatización se presentan bajo diferentes mecanismos de traspaso de la propiedad pública al capital privado. Estos mecanismos incluyen términos de venta, condiciones de venta, monto mínimo de la operación de venta y una nueva reglamentación jurídica para la propiedad privatizada. Existen tres mecanismos de privatización y cinco de desregulación, los cuales se denominan, en general, "mecanismos de traspaso" Existen ocho "mecanismos de traspaso"⁴⁵ y son los siguientes:

1. Privatización de la totalidad de los activos de una empresa pública dominante. Algunos países han decidido transferir la totalidad de una industria dominante en el

⁴³ HE. Dr. Subroto *Op. Cit.* p. 9.

John Vickers y George Yarrow, *Un Análisis Económico de la Privatización*, México: FCE, 1991, p. 14

⁴⁴ Sobre los "mecanismos de traspaso" en las políticas de privatización de empresas petroleras estatales, véase, Kevin Lillis, "Privatization: Motives and Methods", en *Privatization and the Globalization of Energy Markets*, *Op. Cit.*, pp. 11-13.

mercado local a uno o varios inversionistas. La venta suele ser súbita mediante el remate de la compañía en una subasta pública, o gradual a través de licitaciones escalonadas. En ambos procesos de venta total, los capitalistas interesados ofrecen cierta cantidad que, a su juicio, es el valor contable de la empresa. Las subastas suelen ser muy criticadas pues son operaciones públicas siempre impregnadas de corrupción.

2. Venta parcial. Las críticas a los mecanismos de privatización súbita de empresas públicas impulsan las privatizaciones graduales y parciales. En este caso, el gobierno decide vender sólo una parte de las acciones de la empresa petrolera estatal a través de licitaciones públicas o venta en bolsa de valores. De esta manera, el gobierno privatiza de manera gradual los activos de la empresa, ocultando su verdadera intención de deshacerse por completo de ésta. Este mecanismo es muy común en países en donde existen fuertes grupos opositores a la privatización.
3. Un tercer mecanismo de privatización es la venta en partes de la empresa petrolera. En este caso, el gobierno decide reestructurar la empresa petrolera estatal y vender alguna de las nuevas divisiones. Al igual que en el mecanismo número 2, es una privatización gradual que intenta evadir los marcos jurídicos imperantes y las críticas de los grupos opositores.
4. Dentro de los mecanismos de desregulación tenemos la privatización de los servicios relacionados con las actividades complementarias a la actividad energética. En este caso, el gobierno presupone que las actividades energéticas (electricidad, gas, carbón y petróleo) tienden a constituirse de manera natural en monopolios, por lo que sin dejar de intervenir en estas actividades deciden entregar al control privado las actividades complementarias (comercialización, distribución y transporte) para limitar la influencia estatal en el mercado local. En este caso queda clara la intención del gobierno por abandonar su participación en el sector y su siguiente paso es la privatización parcial.
5. El segundo mecanismo de desregulación es cuando el gobierno retira los subsidios al consumo de productos energéticos para, de esta manera, se supone, incrementar la inversión privada en actividades del sector energético y en el mediano plazo abaratar los precios.
6. Otro mecanismo de desregulación es el sistema de fianzas. Bajo este mecanismo el gobierno no recibe dinero por la venta de la empresa petrolera, si no que simplemente se permite el inicio de actividades de una empresa privada en las operaciones de exploración, producción y refinación anteriormente exclusivas de la empresa estatal. El gobierno recibe a cambio la garantía en depósito de que durante un tiempo acordado la compañía privada invertirá cierta cantidad de capital en dichas operaciones, y que el Estado recibirá determinado porcentaje de las ganancias generadas.
7. Otro mecanismo más es el "joint venture". Un "joint venture" es una empresa creada expreso entre la empresa estatal y el capital privado para el desarrollo u operación de alguna actividad del sector energético. En este caso las ganancias o las pérdidas son compartidas, pero las inversiones de capital y de tecnología las realiza en su mayor parte la empresa privada.
8. Por último, el quinto mecanismo de desregulación son los "contratos petroleros". En las últimas décadas este tipo de contratos ha tomado relevancia internacional. Casi todas las operaciones de desregulación petrolera han adoptado o profundizado con este mecanismo. Por la importancia que tienen en la privatización de la industria petrolera, revisaremos más adelante las características y tipos de contratos

petroleros que existen

Los ocho mecanismos de privatización anteriores se aplican de manera combinada. Puede ser que el traspaso de la industria petrolera estatal se realice a través de algún mecanismo de desregulación, pero para el resto de las actividades energéticas nacionales (gas, carbón y electricidad) se busca algún otro mecanismo de privatización. El mecanismo seleccionado por el gobierno para realizar la privatización de la industria petrolera depende de los siguientes factores: el grado de integración interna de la empresa petrolera estatal; el tamaño de la empresa; y el nivel de participación en el mercado petrolero mundial. Por lo regular, la privatización total- súbita se aplica sólo en los países en donde la actividad petrolera es inferior a la demanda local, por lo que al gobierno le interesa atraer capital privado para desarrollar a esta industria⁴⁶.

Los mecanismos de privatización no sólo involucran la transferencia de propiedad, también incluyen diferentes sistemas de transferencia de capital llamados "operaciones de inversión". Las operaciones de inversión en la industria petrolera se realizan, como en otras grandes industrias, de dos maneras: las operaciones intrafirma, y las operaciones de competencia con otras firmas. Sin embargo, desde la década de los ochenta existen formas nuevas de operaciones comerciales y de inversión. Estas operaciones se efectúan cuando una empresa transnacional provee de bienes "(tangibles o intangibles) a un proyecto de inversión o empresa de un determinado país, pero la industria huésped retiene la mayoría o la totalidad de la propiedad"⁴⁷.

Existen dos tipos de operaciones de inversión, directa e indirecta. Ambas implican la entrega de activos físicos y financieros, sin embargo, algunos países han logrado cierto grado de desarrollo tecnológico en algunas industrias, por lo que la compra de activos sólo se realiza para determinados proyectos y que no influyen en la dirección de la empresa. Ejemplo de estas operaciones son la subcontratación, licencias, producción fraccionada, franquicia, contratos por administración y proyectos llave en mano. Algunas veces las empresas petroleras estatales combinan varias de estas operaciones⁴⁸.

Las formas de inversión anteriores son muy utilizadas en las empresas petroleras de extracción y de refinación. En los países en donde la reglamentación para la participación extranjera es muy estricta, las operaciones de inversión permiten al capital extranjero penetrar y establecerse de manera dominante en el mercado receptor. Es importante observar que estas operaciones se concentran en actividades de exportación, pues es ahí donde pueden obtenerse márgenes de ganancia seguros y grandes en monto.

Por otra parte, mencionamos que uno de los mecanismos de desregulación más comunes en la industria petrolera ha sido el "sistema contractual". La ideología económica neoliberal define la relación contractual como "un sistema de reglas y de principios que favorecen la eficacia económica, y por tanto, el bienestar económico general"⁴⁹. Esta interpretación se fundamenta en tres razonamientos: que el beneficiario del contrato (empresa privada) hará más

⁴⁶ *Ibid*

⁴⁷ Charles Oman, *New Forms of Investment in Developing Country Industries: Mining, Petrochemicals, Automobiles, Textiles, Food*, OCDE, Paris, 1989. Mikio Kuwayama, *Nuevas formas de inversión en el comercio entre América Latina y Estados Unidos*, CEPAL, Chile, 1997, p. 1.

⁴⁸ M. Kuwayama, *Op. Cit.*, p. 2.

⁴⁹ Roberto Ríos Herrán, "Aspectos Jurídicos Relevantes de los Contratos Petroleros de Riesgo y de Servicios", en *Lex, Información Jurídica*, núm. 99-100, México, PEMEX, septiembre-octubre de 1996.

por maximizar los beneficios que el concesionario (Estado), que la contratación se hace de manera libre; que el beneficiario hará un uso más eficaz del bien, que el que haría el concesionario.

Esta forma de entender los contratos petroleros tiene varios inconvenientes. El primero es que presupone que la empresa beneficiada ciertamente maximizará los beneficios de la concesión, mas no desde el punto de vista de acumulación de la ganancia, sino en un sentido del reparto social de la riqueza, el cual por lo común no existe.

En segundo lugar, la "libre contratación" es un concepto ambiguo. Si libre contratación es la entrega del contrato en un sistema de concurso entre empresas postulantes (sistema de licitación), entonces no deberían existir sospechas sobre sobornos en la asignación de contratos. Los casos de corrupción son innumerables en la historia de la industria petrolera de América Latina, baste decir que los constantes descubrimientos de corrupción en la asignación de contratos de concesión petrolera han derrumbado el mito de la "libertad contractual".

Finalmente, es falsa la apreciación que indica que las empresas privadas harán mejor uso del producto obtenido, en este caso, del petróleo. La descripción de hechos en los que las empresas privadas han provocado graves problemas de contaminación son sólo una muestra de la ineficacia e irresponsabilidad con la que las empresas privadas explotan el petróleo a escala mundial.

La falsedad sobre la que se sustentan los contratos petroleros impone ciertas características en su forma. Por ejemplo, en el sistema contractual se asigna un papel muy importante a la intervención de los tribunales extranjeros en la solución de controversias. También, el principio general de estos contratos es el modelo de capitalismo librecambista. Una compañía petrolera invierte "en relación con los riesgos y ventajas potenciales estipuladas en el contrato". Es por ello que las empresas se aseguran de la validez, estabilidad y aplicabilidad del mismo. El contrato puede ser el óptimo y el clausulado general que lo integra puede ser el ideal, sin embargo, son aún más importantes las garantías que pueda dar el Estado sobre la propiedad del capital⁵⁰.

El primer contrato petrolero fue firmado el 28 de mayo de 1901 entre el Sha de Persia, Muzaffar al-Din, y el millonario inglés William Knox d'Arcy. Con la concesión se creó en 1909 la *ANGLO PERSIAN OIL Co.*, que luego se llamaría (1933) *ANGLO IRANIAN OIL Co.* y desde 1954 *BRITISH PETROLEUM*. La duración del contrato fue de setenta años para la exploración y explotación de petróleo en todo el territorio de Persia —a excepción del territorio fronterizo con Rusia. En el contrato se establecieron las obligaciones y competencias entre el Estado persa y el grupo concesionario, así como las condiciones financieras y las formas de relación entre los contratantes. La concesión persa a Knox d'Arcy marca el inicio en la historia de las concesiones petroleras, pues durante décadas serviría de modelo para negociaciones similares. El contrato de concesión Muzaffar-Knox D'Arcy estableció que el Estado no podía cambiar los términos ni los derechos contenidos en el documento. Se marcó con ello la limitante en las facultades regulatorias del Estado. Así pues, los principios generales del capitalismo librecambista se impusieron en todo el documento en cuestión⁵¹.

⁵⁰ *Ibidem*, p. 25.

⁵¹ Daniel Yerguin, *Op. Cit.*, pp. 176-180.

Tiempo después se generalizó la tendencia internacional de un modelo de contrato que estructura, "convincientemente", los principios y acciones de los contratantes, las necesidades económicas de las partes, así como las condiciones internacionales en las que opera el mercado petrolero mundial. En los contratos petroleros firmados entre 1950 y 1980 se incorporan cláusulas de derecho internacional público (Cláusula Calvo, v. g.) que limitan las facultades contractuales de los concesionarios. Además, los principios generales de los contratos están marcados por los fundamentos económicos del intervencionismo estatal. La intervención del Estado en operaciones petroleras puede realizarse por medio de una "participación directa" o bien por "regulación intermediaria". La "participación directa" ocurre cuando el Estado toma o crea el capital social de las compañías explotantes. La "regulación intermediaria" ocurre cuando el Estado crea una oficina observadora de las operaciones técnicas y financieras de la empresa o empresas contratantes⁵².

La participación del Estado en la industria petrolera se hizo, a partir de la década de los sesenta, una condición obligatoria para el funcionamiento de la industria petrolera local. Es así como el Estado pasó de ser de sujeto otorgante de derechos —Estado arrendatario—, a sujeto participante. Algunas ocasiones crea sus propias empresas, otras crea empresas de capital mixto, pero la mayor de las veces toma la totalidad del capital de las petroleras privadas como un asunto de interés público y de seguridad nacional.

Durante la década de los ochenta los principios generales de la economía se modifican. El intervencionismo estatal empieza a ser considerado por los neoliberales como la causa principal de la crisis económica mundial. Poco a poco nuevos principios económicos van imponiéndose en las relaciones económicas internacionales. Esos principios económicos son: la desregulación estatal, la libertad de empresa y la privatización económica. De esta manera, las legislaciones petroleras en los países productores se modifican substancialmente. Las legislaciones petroleras ahora conceden mayor flexibilidad en el trato a las empresas concesionarias, en relación al que se otorgaba hasta los sesenta.

En el "sistema de contratos", la mayoría de las cláusulas importantes es negociada en contratos individuales. En general, los temas que se negocian por separado son:

1. Propiedad del yacimiento. Existen tres regímenes de propiedad para el manto petrolero: derecho de acceso (propiedad de suelo, propiedad del subsuelo); el derecho de dominio (propiedad de la nación regulada por el Estado); el derecho regaliano (jura regalia: el poder público determina las modalidades de la exploración y explotación del petróleo).
2. Aplicación del convenio. Es un documento especial en el que se señala el carácter contractual del acuerdo petrolero. En primer lugar, el gobierno da todas las garantías de que durante la vigencia del contrato no ocurra ninguna modificación en cuanto a "la estabilidad jurídica, financiera, minera, aduanera y económica bajo las cuales las compañías realizan sus actividades. Se entiende que los derechos y obligaciones derivados del contrato no podrán ser cambiados de forma perjudicial, o afectar el equilibrio de ese contrato, durante toda su duración"⁵³. Este apartado es donde se incluye la "cláusula de arbitraje internacional", como una forma de protección a las empresas petroleras.

⁵² R. Ríos Herrán, *Op. Cit.*, p. 25.

⁵³ *Ibidem*, p. 27.

3. Eliminación del poder discrecional del Estado para escoger a la compañía contratante. En un marco de principios de "libre mercado" se deben establecer con claridad los términos en los que se asigna determinado contrato, los requisitos y las fechas para ser considerado a ser beneficiado con un contrato, y también que los derechos otorgados en ese contrato sean extensivos para otros concesionarios.

El "sistema de contratos" puede asumir una amplia gama de formas, según la diversidad de leyes y reglamentos petroleros nacionales que existen. Sin embargo, ese sistema puede clasificarse en dos categorías: las concesiones y los contratos de riesgo y de servicio.

El régimen de concesiones imperó en las relaciones petroleras internacionales entre 1901 y 1950. La concesión es un acto administrativo por medio del cual el Estado otorga derechos exclusivos —que normalmente le pertenecen— a un particular, en materia de exploración, producción y comercialización de hidrocarburos, en un sitio determinado y en un tiempo específico. En contraparte, la empresa concesionaria tiene que pagar "cesión de derechos", regalías (*royalty*) e impuesto sobre la renta. El precio del petróleo sobre el que se fija el pago del *royalty* lo establecen las empresas. La concesión recibe a menudo el nombre de licencia o permiso⁵⁴.

Las características de la concesión son las siguientes:

- 1) Los criterios que imperan en el acuerdo son meramente comerciales, por lo que el concesionario trabajaba para maximizar los beneficios de su inversión, sin ninguna obligación de satisfacer las necesidades de desarrollo del país anfitrión.
- 2) Las regalías y los aranceles pagados por la explotación de petróleo son los únicos ingresos del Estado anfitrión.
- 3) El Estado se convierte en un simple recaudador de impuestos, sin ninguna influencia en las directrices ni en las estrategias de desarrollo del sector energético local.
- 4) Las concesiones fomentan la estructura oligopólica de la industria en el ámbito internacional, dominada por los CTE, primero porque se otorga para una amplia extensión de territorio, frecuentemente para la totalidad del territorio de un país; segundo porque la concesión se extiende por un largo periodo de tiempo⁵⁵.

La primera limitación que enfrenta el régimen de concesiones es el sistema de "Ganancias Compartidas" (*profit-sharing*), incluido como el sistema 50/50 primero en Venezuela (1948) y luego por Arabia Saudita (1950). No fue sino hasta 1957 con el convenio *ENI-Iran* que el régimen de concesiones empieza a debilitarse.

La concesión es una forma de sistema contractual que sigue existiendo en una gran cantidad de países. En América Latina permanece en legislaciones petroleras de Argentina, Perú, Bolivia, Ecuador, Chile, Guatemala y Brasil⁵⁶. El sistema de concesiones es muy utilizado sobre todo en países donde existen carencias de capital y tecnología, necesidad de energía y carencia de recursos energéticos abundantes. Tanto el contrato petrolero como la concesión reconocen el

⁵⁴ Véase, Fadhil, J. Al-Chalabi, *La OPEP y el Precio Internacional del Petróleo: El cambio Estructural*, México, Siglo XXI, pp. 18-25; Roberto Ríos Herrán, "Los Contratos de riesgo y de servicios y los otros contratos petroleros", en *LEX. Información Jurídica*, num. 103-104, México, PEMEX, enero-febrero de 1997, pp. 20-23; Tanweer Akram, "The Oil Shock and the Embargo of 1973", en *Tanweer Akram Selected Papers on Economics*, Columbia University, New York, 1992, p. 22.

⁵⁵ *Ibid.*

⁵⁶ *Ibidem*, p. 23.

régimen de propiedad nacional sobre los recursos naturales, y también que sea el Estado nacional el encargado de regular las formas de la contratación y firma de acuerdos.

El sistema de concesiones fue sustituido poco a poco por el "sistema de contratos petroleros". El sistema de contratos se define como un conjunto de contratos petroleros que establecen una relación de usufructo de bienes, bajo la división de beneficios compartidos en un tiempo limitado, y en los que la propiedad del objeto a usufructuar es intransferible⁵⁷. Los tipos de contratos petroleros más comunes son los siguientes:

- Contratos "*production-sharing*"
- Contratos petroleros
- Contratos de riesgo
- Contratos de servicio
- (Sociedad de participación mixta) "*joint venture*"

El régimen de contratos en la industria petrolera mundial inicia con los contratos de "ganancias compartidas" ("*production-sharing*"). Esos contratos fueron creados en Indonesia. Son, por sus características, un tipo de contrato de servicio que involucra tanto la producción como la exploración. Bajo este sistema el contratante proporciona sus servicios, bajo su costo y riesgo, para la exploración petrolera. Si el resultado fuera favorable, la empresa privada explotaría el crudo en asociación con la empresa estatal. La explotación conjunta se establece con claridad para un período determinado. La repartición de los beneficios se realiza en especie, una vez que la empresa privada ha recuperado su inversión por gastos de exploración. La repartición de la producción (*split*) varía de un país a otro; en Chile el 15% es para el Estado; en Colombia, según el yacimiento varía entre un 50 y un 75%. Además, las tasas impositivas a las empresas privadas pueden hacer que ese porcentaje se reduzca aún más⁵⁸.

Los elementos que integran este tipo de contratos son:

- 1) Las modalidades de recuperación de costos;
- 2) El "*split*" repartido entre el Estado y el contratante;
- 3) El impuesto sobre la renta.

Por lo regular, luego de un contrato de ganancias compartidas sigue un contrato de "asociación mixta" (*joint-ventures*). Este es el más común de los contratos petroleros, y se refiere a "una relación contractual que contempla la puesta en común de bienes, tendiente a la persecución y división de beneficios, teniendo generalmente un objeto limitado"⁵⁹.

Un contrato de "asociación mixta" significa la división de activos, riesgos y beneficios. La distribución de la propiedad, la aportación de tecnología, los servicios de dirección y los servicios de comercialización se determina según la contribución financiera de cada socio. Por lo regular el Estado toma el 50% de las acciones de la asociación. En muchos países, incluidos donde existe el régimen de concesión, se prefieren estas formas de contratación. La primera empresa mixta se

⁵⁷ *Ibidem*. p. 20.

⁵⁸ Roberto Ríos Herrán, "Aspectos Jurídicos Relevantes de...", *Op. Cit.* p. 30.

⁵⁹ Baptista et Durand. *Les Joint-ventures dans le Commerce International*, Paris, L. G. D. J., 1986, p. 14. *Cit. Pos.* Ríos Herrán, "Los contratos de riesgo y ...", *Op. Cit.*

establece en 1957 entre *ENI* e Irán⁶⁰.

Los elementos constitutivos de los contratos de asociación son los siguientes:

1. La participación accionaria del Estado. Esta participación varía según las condiciones económicas y políticas dominantes en cada país.
2. Las obligaciones contractuales. Se refiere al período de explotación de los yacimientos, el estudio de la viabilidad para su explotación comercial y todo lo que en equipamiento industrial y de servicios que ello implica.
3. Dirección de las Operaciones. Aquí se establece sobre quién recae la dirección de la empresa, lo cual por lo común, en asuntos de dirección y administración, recae sobre el consejo de administración por voto de cada uno de los miembros.
4. El establecimiento de un "joint-venture" internacional para realizar trabajos de explotación y exploración petrolera en un yacimiento ubicado en dos países diferentes⁶¹.

El tercer tipo de contrato petrolero es el "contrato de servicio". El primer modelo contrato de este tipo se firma en 1962 entre la empresa *MOBIL* y el gobierno de Rafael Leoni, en Venezuela. Como se sabe, el gobierno de Rómulo Betancourt suspendió la entrega de nuevas concesiones petroleras y anuló la renovación de las existentes. Ante ello, una de las formas que se diseñó fue, precisamente, el contrato de servicio. La versión moderna del contrato de servicio fue firmada entre la empresa nacional francesa "*Entreprise de Recherche et d'Activités Pétrolières*" (*ERAP*, hoy *ELF AQUITAINE*) con Irán en 1966 (*NIOC*) y otro con Irak en 1968⁶².

El principio de funcionamiento del contrato de servicio es el siguiente. La compañía privada (contratista) es prestadora de un servicio (exploración, producción, transportación) a la compañía estatal. Como pago la empresa privada recibe en retribución cierta cantidad de crudo o dinero en efectivo; también se le puede conceder cierta cuota del producto, derechos de compra de la totalidad de la producción, etcétera. El contrato puede otorgarse a una compañía individual, a un consorcio de empresas privadas creada ex profeso o a un "joint venture" (integrada por la compañía estatal y una o varias empresas privadas). El contrato de servicio mediante "joint venture" es considerado como el más generalizado en las relaciones petroleras de los noventa.

El último modelo de contrato es el "contrato de riesgo". En este modelo, un consorcio o una empresa individual pueden realizar trabajos de exploración y producción bajo su costo y riesgo. Si las operaciones no son exitosas, el contrato no tiene validez jurídica. Si por el contrario, el yacimiento es explotable comercialmente, ello podrá realizarlo la empresa estatal local o bien el contratante. En remuneración, el capital invertido por el contratante le será reembolsado con intereses y una prima de riesgo. La remuneración se hará con las ganancias que resulten de la explotación del yacimiento.

En resumen, el sistema de contratos petroleros se realiza con mucha frecuencia aún en países donde existe una empresa estatal fuerte. En Brasil por ejemplo, *PETROBRAS* (monopolio estatal del petróleo desde 1953) adopta el sistema de contratos de riesgo y de servicios desde

⁶⁰ La empresa conjunta se creó en 1957 entre *AGIP* y el gobierno de Irán. Fue firmado por Enrico Mattel y el impuesto sha Reza Pavlev. Con ese contrato se rompió el clásico 50/50 que funcionaba en el sistema de concesiones. A este acuerdo le siguió el *STANDARD OF INDIANA*-Irán de 1958.

⁶¹ R. Ríos Herrán, "Los contratos de riesgo y .", *Op. Cit.* p. 24.

⁶² Al Chalabi, *Op. Cit.*, pp. 32-33.

1973. En octubre de 1975 el gobierno militar de Geisel abrogó el decreto 2004 del 3 de octubre de 1953 mediante el cual se establecía el monopolio petrolero a través de la empresa estatal. A partir de ese momento se declara la autorización para que empresas extranjeras realizaran trabajos de exploración "offshore"⁶³ mediante contratos de riesgo. El déficit petrolero, la urgencia de crudo para la industrialización nacional y la escalada de precios en el mercado mundial del energético obligaron a los militares a adoptar tal decisión.

Los argumentos más comunes en la defensa de los contratos petroleros son los siguientes:

- 1) Ineficacia de las empresas estatales para explorar y producir crudo;
- 2) La carencia de tecnología por parte de las empresas estatales;
- 3) Incapacidad financiera para sostener inversiones como las que se requieren en la industria petrolera;
- 4) Tanto para importadores como para exportadores de petróleo, los problemas financieros de los gobiernos los obligan a buscar nuevas fuentes de ingreso;
- 2) Las presiones de la economía mundial cada vez más privatizada⁶⁴.

Los contratos petroleros son considerados por los promotores de la privatización de la industria petrolera como una alternativa contra marcos jurídicos de corte nacionalista. Con los contratos no se desconoce la propiedad nacional sobre los recursos ni la dirección de la industria. Sin embargo, como señala Ríos Herrán, en la medida en que la compañía estatal, detentora del monopolio de exploración, producción, refinación, transportación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, autorice a una o varias empresas privadas a realizar tales actividades en su nombre, "bajo el eufemismo de un *contrato de prestación de servicios con cláusulas de riesgo*" (el subrayado es del autor), dándole una remuneración en especie o en dinero, "se procederá de hecho, a realizar una **concesión** que será regulada por un contrato **sui generis** o por un convenio"⁶⁵.

Este tipo de "contratos sui generis" se han vuelto muy populares en países donde se cuentan con grandes reservas probadas de petróleo, o que tienen amplias posibilidades geológicas de descubrimientos importantes. Las empresas contratantes obtienen con ello una posibilidad real de satisfacer sus necesidades de petróleo, en operaciones de bajo riesgo y sobre proyecciones de ganancias fuertes. Para que se firmen estos contratos existen factores de orden geopolítico, geoeconómico y de política interna de los países concedentes. En este último punto, es importante resaltar la presión que dentro del gobierno local se da para la firma o rechazo de este tipo de contratos, o de la habilidad de los gobiernos para negociarlos⁶⁶.

⁶³ "Of-shore" es un vocablo del argot petrolero que significa literalmente "costa afuera"; se utiliza para designar las operaciones de exploración o producción de petróleo en superficies marinas.

⁶⁴ R. Ríos Herrán, "Aspectos jurídicos relevantes de...", *Op. Cit.*, p. 38.

⁶⁵ *Ibid.*

⁶⁶ *Ibidem*, p. 39.

En resumen, las empresas petroleras privadas se interesan por prestar sus servicios de alta tecnología en alguna fase de la industria petrolera, y a partir de ello obtener altas ganancias. Por su parte, para los Estados nacionales el objetivo es obtener el máximo de beneficios económicos o tecnológicos en los contratos petroleros. En esta perspectiva, ganancias para la empresa estarán en relación directa con los beneficios financieros para el Estado en una misma operación. En consecuencia, los diferentes contratos petroleros se firmarán según las condiciones fiscales en los países productores. Así pues, los contratos de "ganancias compartidas" son una fórmula de acceso a los recursos energéticos en países con problemas financieros --v. g. productores de petróleo con deudas externas elevadas-- y con sectores políticos contrarios a la privatización total del sector.

1.3 DESARROLLO RECIENTE DE LA PRIVATIZACIÓN.

Un fenómeno que ha tomado fuerza en la industria petrolera mundial es el nacimiento de grandes compañías que participan en todas las actividades industriales relacionadas con el sector energético. Si bien el fenómeno no es nuevo, en los últimos años el número de empresas petroleras que participan en dos o más actividades energéticas ha crecido notablemente. A este tipo de compañías se les llama "conglomerados transnacionales de energía" (CTE).

Como dijimos anteriormente, esos grandes conglomerados no son nuevos en la industria del petróleo. Las grandes compañías petroleras desde hace décadas han mantenido inversiones en diferentes industrias del sector energético, de hecho, su estructura vertical y horizontal de producción confirma la diversidad del destino de sus inversiones. Sin embargo, lo que sí es nuevo, es la transformación que han tenido las pequeñas empresas petroleras transnacionales en CTE, aprovechando la ola privatizadora del sector

Los CTE se han desarrollado a la par que caminan las políticas de privatización de la industria energética. Su número alcanza 300 compañías dedicadas a la exploración, producción y generación de energía en más de 250 países, y trabajan bajo diferentes sistemas de contratación con los Estados receptores. Las formas más comunes son la concesión y los contratos petroleros de largo plazo garantizados por los gobiernos locales. Los términos y condiciones de esos sistemas son establecidos bajo las leyes vigentes o por negociaciones especiales caso por caso⁶⁷.

Cuadro No. 1. Consumo mundial de energía por tipo de combustible, 1970-2015
(cuadrillones de Btu)

fuente de energía	1970	1993	2010	115	Cambio porcentual anual	
					1970-1993	1993-2015
Petróleo	97.8	136.2	187.7	202.8	1.4	1.8
gas natural	36.1	75.1	117.9	133.7	3.2	2.7
Carbón	59.7	87.6	121.8	134.6	1.7	2.0
Energía nuclear	0.9	22.1	24.3	21.6	14.9	-0.1
Renovables	12.2	28.1	43.4	49.7	3.7	2.6
Total:	206.7	349.1	495.1	542.3	2.3	2.0

Nota: Los datos pueden no coincidir debido al redondeo de cifras.

Fuentes: **Datos históricos:** Energy Information Administration (EIA, Office of Energy Markets and End Use, International Statistics database; and *International Annual 199 DOE/EIA-0219 (93)* (Washington, DC, may 1995). **Proyecciones:** EIA, World Energy Projection System (1996). Tomado de *International Energy Outlook, 1995*.

⁶⁷ Chakib Kheifil, "Fiscal Systems for Oil: The government "take" and competition for exploration investment", en *FPD, Private Sector*, World Bank, may 1995.

El desarrollo de los CTE en el proceso de privatización de la industria petrolera mundial es el siguiente. La privatización de la industria petrolera tiene sus primeras manifestaciones en la década de los ochenta. Antes de esa década, las políticas de privatización no habían sido una constante, principalmente en los países subdesarrollados. Al igual que en los países desarrollados, luego de la Segunda Guerra Mundial, el petróleo se convirtió en el principal energético. Los tres principales sectores consumidores (industrial, civil y militar) obligaron a sus Estados a intervenir de manera que les aseguran un abastecimiento constante, abundante y permanente aún en tiempos de guerra. En este período, los más grandes países consumidores decidieron mantener el control firme de las principales zonas de producción mundial.

Durante décadas el petróleo fue el energético más barato del mundo, sin embargo, sus márgenes de ganancia también fueron los más elevados. Las grandes firmas transnacionales estaban disponibles siempre para obtener concesiones y pagar el mínimo de regalías por éstas. Para finales de la década de los sesenta y mediados de setenta, los principales países productores fueron tomando el control de sus respectivas industrias petroleras en un intento por recuperar parte de las ganancias que extraían las compañías extranjeras, pero principalmente, por tratar de influir en el precio mundial del crudo y así obtener mayores beneficios. Con el creciente interés de los Estados productores por intervenir en el mercado mundial del petróleo, se hizo más tangible la nacionalización de la industria. Otros factores que influyeron en la nacionalización fueron: el crecimiento de la demanda mundial de crudo y el crecimiento de las operaciones de las compañías petroleras "independientes"⁶⁸.

La demanda mundial de crudo no ha dejado de crecer y en consecuencia, los flujos de divisas por exportaciones de petróleo también han ido en aumento. Según datos de *BRITISH PETROLEUM*, el consumo petrolero se ha incrementado, en términos absolutos, 11% entre 1986 y 1993 (de 61.6 millones de barriles diarios (b/d) en 1986, a 68.4 millones en 1993). En el mismo sentido, la *ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION* (EIA), del Departamento de Energía de Estados Unidos, ha calculado un crecimiento del 1.4% anual en el consumo de petróleo entre 1970 y 1993, y proyectó de 1993 al 2015 un crecimiento de 1.8 (véase cuadro número 1)⁶⁹. Con ese crecimiento, el petróleo se ha mantenido como el principal energético, ocupando el 40% del mercado de combustibles primarios. Así mismo, a pesar de la caída en los precios internacionales del hidrocarburo, las ventas mundiales del crudo sin refinar superaron, en 1990, los US\$850,000 millones; y los US\$920,000 millones en 1995. Resulta paradójico, entonces, que si el crecimiento en las ganancias de la industria petrolera fue un factor que estimuló su nacionalización en los sesenta y setenta, en la actualidad esa misma situación sea la impulsora de la privatización⁷⁰.

En cuanto a las empresas independientes, su papel como abastecedoras de petróleo a los países centrales fue en aumento desde finales de década de los sesenta. El poder que han alcanzado este tipo de empresas ha quedado plasmado en su eficacia para encontrar polos de

⁶⁸ Las empresas petroleras que incursionaron en el mercado petrolero mundial fuera del grupo de las Siete Hermanas fueron conocidas como "las independientes". El papel de estas empresas en socavar el poderío de las "majors" fue fundamental, ya que permitieron a los países que habían privatizado sus industrias petroleras exportar y contar con fuentes de financiamiento y asistencia tecnológica. Algunas independientes fueron de propiedad estatal como ENI o ELF Alexandre De Marenches, *Op. Cit.*, p. 29.

⁶⁹ Los cálculos fueron realizados con base en Btu (British thermal units), una unidad de medida que sirve para comparar el consumo de energía de todos los tipos de combustibles primarios. En el caso del petróleo, un barril de crudo equivale a 5.4 millones de Btu.

⁷⁰ Energy Information Administration, *International Energy Outlook, 1995*, U.S. Department of Energy, Washington DC. 1996; Energy Information Administration, *World Oil Markets: Oil*, U.S. Department of Energy, Washington DC. 1996; Ramón Tamames, *Estructura Económica Internacional*, 18a. ed., Alianza Universidad Textos, Madrid, 1995, p. 325.

inversión.

Por otra parte, es un hecho reconocido que la tendencia hacia la nacionalización de la industria petrolera se vio reforzada por el alza mundial en los precios del hidrocarburo durante la década de los setenta. La reducción en la producción mundial y el embargo petrolero de los países árabes a los países aliados a Israel en la "Guerra del Yom Kippur" dieron forma a la escalada de precios desde octubre de 1973. El efecto fue devastador, al grado de que ha sido considerado como el "Perl Harbor energético" de Estados Unidos y sus aliados⁷¹.

Las consecuencias del embargo petrolero de 1973 fue un acelerado crecimiento de los precios del crudo. Además, la economía de los principales consumidores empezó a mostrar signos alarmantes de recesión: inflación acelerada, crecimiento en el déficit de la balanza comercial, presiones en los tipos de cambio y en general desaceleración de la producción industrial por los incrementos en los insumos energéticos. Esta situación permitió a los países productores afianzar su control sobre esta industria y participar de manera más importante en las riquezas que ahí se generaban. Mientras tanto, los países consumidores buscaban nuevos mecanismos para intervenir en las operaciones petroleras (producción y consumo) y con ello poder aliviar la intensa salida de divisas por importaciones de energéticos. El embargo demostró que la economía de los principales países consumidores, en especial la de Estados Unidos, era vulnerable a las interrupciones energéticas; el embargo petrolero se convirtió en un asunto de seguridad nacional y resolverlo en prioridad del interés nacional⁷².

Para enfrentar el problema, Estados Unidos decidió diseñar una estrategia de seguridad energética que involucrara a países productores no aliados de la OPEP, a los grandes consumidores y a diferentes oficinas de Organismos Financieros Internacionales (el Fondo Monetario Internacional <FMI> y el Banco Mundial <BM>). Entre las primeras acciones emprendidas fueron dirigir su política exterior a promover una reducción del consumo del petróleo proveniente del Medio Oriente y orientar sus inversiones hacia nuevas zonas de producción más cercanas y localizadas en regiones menos inestables políticamente. Canadá y México resultaron ser esas nuevas zonas de exportación, posteriormente se sumaría Ecuador. Es a partir de este momento que inicia el proyecto de integración energética incluido en el proyecto de la Asociación de Libre Comercio de las Américas (ALCA).

A finales de la década de los setenta, muchas grandes empresa petroleras estatales entraron en un grave problema de endeudamiento. Esas empresas recibieron grandes capitales privados para solventar sus programas de inversión, financiamientos que no pudieron pagar cuando cayeron sus ingresos por venta de crudo. En la década siguiente, la agudización de la crisis económica mundial colocó a muchos países en severos problemas financieros. En particular, las petroleras estatales de estos mismos países se enfrentaron a una crisis de pagos nunca antes conocida⁷³.

Para solucionar el problema económico nacional, los gobiernos de muchos países decidieron vender sus empresas públicas "no prioritarias", es decir, empresas que por su tamaño, grado de especialización y gravedad de sus problemas financieros, fueron las primeras en venderse; entre éstas estaban industrias manufactureras, agroindustriales, de

⁷¹ Johon Saxe-Fernández. "Orígenes del TLC México-EUA", en *Expectativa*, México, 16 de abril de 1998. p. 24-25.

⁷² *Ibid.*

⁷³ Bruce Nussbaum, *El Mundo Tras La Era del Petróleo. Los Nuevos Ejes del Poder y la Riqueza*. Planeta, México, 1985, pp. 64-66.

bienes intermedios y de bienes de capital.

Esa primera venta de empresas no solucionó la crisis financiera de los gobiernos, por lo que decidieron lanzar un segundo paquete de empresas, ésta vez con aquellas industrias líderes en los sectores estratégicos de la economía: telecomunicaciones, ferrocarriles, navieras, bancos, seguros, energía, petroquímica y petróleo. Así para finales de la década de los ochenta, todas las empresas petroleras estatales del mundo estaban en procesos de apertura al capital privado en sus actividades de exploración y producción, refinación o comercialización. Las empresas petroleras estatales son valiosas presas para los grandes capitales transnacionales, quienes saben que con cambios adecuados en la administración de esas compañías, la rentabilidad de sus inversiones puede incrementarse rápidamente.

Por último, los gobiernos de los países centrales han apoyado decididamente los procesos de privatización, sobre todo si éstos se realizan en los países periféricos. La privatización para esos países significa una transferencia de poder y de dinero, de una economía nacional a otra. Por lo tanto, la privatización además de tener un carácter eminentemente económico, también es un fenómeno político. Los grupos nativos que promueven la privatización de la economía en la periferia subdesarrollada son los mismos que se alían a los capitales extranjeros para alcanzar el poder, mantenerlo y conservarlo durante mucho tiempo.

Las políticas de apertura al capital privado en la administración y explotación de recursos petroleros son de diversos tipos, pero todas coinciden en la privatización del sector. Durante la década de los ochenta se aceleró el proceso privatizador de la industria. Los precios bajos del crudo a partir de 1981 presionaron para que las operaciones de las petroleras estatales de todo el mundo redujeran sus actividades de modernización de sus activos. Los países exportadores de petróleo también padecían de una grave sangría financiera provocada por la deuda externa. Estos países decidieron entonces utilizar sus divisas petroleras para amortizar intereses en el exterior. Gran parte de esos dineros provenían de recursos utilizables en la reinversión de la industria⁷⁴.

El proceso privatizador de la industria petrolera cumplió tres etapas. La primera consistió en la privatización de todos los servicios subsidiarios de la industria como, servicios médicos, distribución de alimentos para los trabajadores en las instalaciones de producción, transporte, comercialización de productos, mantenimiento de las instalaciones, seguridad, etcétera. Fue una forma de desregulación económica, a través del mecanismo de venta de actividades complementarias.

En la segunda etapa se dejó en manos del capital privado un segmento importante de la comercialización de la industria, principalmente la comercialización y producción de productos refinados para el mercado local. En este momento se presenta la privatización parcial o fraccionada de la industria petrolera.

En la tercera etapa, las compañías petroleras transnacionales no se conformaron con el control de la refinación de productos o la producción de petróleo barato para el consumo interno. Las petroleras transnacionales sólo estaban dispuestas a refinar para la exportación,

⁷⁴ Fariborz Ghadar, "Petróleo: El Poder de una Industria", en Raymond Vernon (Compilador), *La Promesa de la Privatización: Un Desafío para la Política Exterior de los Estados Unidos*, México, FCE, 1992, pp. 241-242.

por lo que se ha avanzado hacia la culminación del proceso de privatización: la privatización total⁷⁵. Así pues, en la tercera etapa, las petroleras extranjeras garantizarían el suministro de petróleo barato para su industria de refinación. El razonamiento es simple: el petróleo barato de los centros de producción sería la base para la venta segura, permanente y continua de refinados para sus mercados nacionales, esto es, el mercado de los países centrales.

Por su parte, para los países exportadores la privatización de la industria de refinación sería la posibilidad de reintegrar verticalmente al sector, tal y como se piensa debe funcionar una industria petrolera. La meta de esa política es reconectar la producción de crudo a los establecimientos comerciales de las compañías transnacionales. Países como Venezuela, Kuwait y Arabia Saudita iniciaron un programa de compra de refinerías en el exterior, así como la firma de acuerdos de coinversión en nuevas refinerías en sus territorios. Esas refinerías destinarían el grueso de su producción a los mercados de Europa, Japón y Estados Unidos, principalmente. Con estas políticas, los países exportadores de petróleo --como los tres anteriores miembros de la OPEP-- buscan reducir el riesgo en la variación del volumen de exportación de petróleo crudo; asegurarse mercados permanentes aun en medio de crisis económica mundial, y finalmente, también buscan reducir el riesgo en los precios internacionales de sus hidrocarburos de exportación.

Aunque algunos países exportadores de crudo están interesados en privatizar sus industrias refinadoras, estos mismos no lo están cuando se trata de la privatización completa de la producción. En algunos países exportadores, la producción de petróleo crudo aún está controlada en su mayor parte por las empresas estatales. Hasta la década de los ochenta, la mayoría de los países exportadores de petróleo no tenían ninguna necesidad de privatizar sus actividades de extracción de crudo. Aunque el precio del petróleo en los últimos 10 años no ha sobrepasado, en promedio, los US\$17 por barril, éstos países han tenido pocos estímulos para permitir el ingreso de las compañías privadas a las actividades de producción. La privatización de la producción de petróleo sólo se ha realizado en campos submarinos, en campos ubicados en lugares remotos o de difícil acceso, o en campos en los que la producción es demasiado costosa⁷⁶.

Pero en donde sí se han permitido las inversiones en extracción de petróleo es en los países donde las reservas petroleras son pequeñas. En esos países el Estado ha incentivado la inversión extranjera para alentar la búsqueda de petróleo dentro de sus fronteras. Este es el caso de países como Argentina, Brasil, Paraguay, Perú, Colombia, Guatemala, Belice, Cuba, Hungría, Rumania o Vietnam, entre otros.

El resultado de los esfuerzos en la búsqueda de yacimientos importantes para reducir las importaciones de crudo no ha sido alentador. Algunos yacimientos han sido muy pequeños y de explotación costosa, además, ante las amplias oportunidades de inversión en distintas partes del mundo, las petroleras transnacionales prefieren invertir en los lugares más seguros. En los pequeños países importadores de petróleo donde se ha estimulado la intervención de empresas extranjeras en actividades de petroleras, la mayor parte de la producción, si la hubiera, se destinaría al mercado local. Es por ello que los contratos petroleros en esos países son poco comunes⁷⁷.

⁷⁵ *Ibidem*, pp. 246.

⁷⁶ *Ibidem*, pp. 247.

⁷⁷ *Ibidem*, pp. 248.

A pesar de lo anterior, esos países no han dejado de esmerarse por atraer a los CTE a invertir en la industria refinadora local o en otras actividades del sector energético, principalmente en la industria eléctrica. En el caso de la industria refinadora, es bien sabido que en el sistema de ganancias que genera el sector petróleo ocupa el segundo lugar, de tras de las actividades extractivas. A esto se suman los problemas que enfrenta las industrias refinadora y petroquímica en los países centrales (estricta regulación ambiental, elevados impuestos por operaciones altamente contaminantes, elevados salarios, etcétera). Por lo anterior muchas compañías han decidido llevar esas operaciones a países con condiciones propicias para mantener un elevado margen de ganancia⁷⁸.

Así, a partir de la década de los ochenta los países importadores de petróleo han mantenido una política de privatización de sus refinerías, o de firma de contratos de coinversión en esta industria. Durante esos años se presenta una oleada de establecimiento de nuevas refinerías en todo el mundo. Estas nuevas refinerías tienen capacidad de procesar una amplia variedad de crudos, obteniendo nuevos tipos de combustibles (gasolina sin plomo, gasolina oxigenada, diesel bajo en azufre, etcétera), aceites y petroquímicos. El efecto inmediato fue una saturación de productos derivados del petróleo en algunos mercados de países importadores de petróleo, provocando una desaceleración en las ganancias de las empresas refinadoras. Al mismo tiempo, se dañó gravemente a la industria refinadora de los países anfitriones, la cual producía en muchos casos insumos de baja calidad, por encima del valor del mercado y para un mercado liberado según las exigencias del BM, y que con la apertura se convirtió en mercado dominado por las empresas transnacionales⁷⁹.

Fue así como las refinerías estatales en los países exportadores de petróleo tuvieron que liquidar sus operaciones o iniciar negociaciones para su privatización. Sólo algunos países lograron atraer inversión extranjera: aquellos que tenían las ventajas competitivas para refinar productos petroleros de exportación. En estas condiciones, los países que intentaron privatizar sus refinerías que producían para el mercado local, han tenido que reducir sus operaciones, y en algunos casos ha tenido que cerrar. La instalación de refinerías en países con una pequeña demanda interna de refinados ha dependido precisamente del tamaño de la necesidades energéticas locales. El suministro de energéticos y combustibles es vital para el funcionamiento de cualquier economía. Sin embargo, la instalación de refinerías en países con un mercado interno muy pobre depende de que la "producción local sea más económica, eficaz y lucrativa", que si se importara de otros países⁸⁰.

Por otra parte, los países importadores de petróleo con un mercado importante de refinados, energéticos y petroquímicos han tenido que adecuar las condiciones de sus mercados nacionales un nuevo modelo energético: la eficiencia energética. Este concepto es adoptado en los países desarrollados para establecer una estrategia energética ante las variaciones del mercado petrolero mundial. En esos países la influencia política de los grandes

⁷⁸ Existe una hipótesis interesante de porque los países centrales instalan sus empresas refinadoras y petroquímicas en los países periféricos: es porque estas industrias carecen de novedad tecnológica. Los motores del capitalismo globalizado son las nuevas tecnologías en materiales, procesos productivos y servicios financieros. Una característica importante de las nuevas tecnologías es que son menos consumidoras de energía en comparación a las industrias pesada o extractiva; y porque producen mercancías que tampoco consumen grandes cantidades de energía y que no dependen de materias primas no renovables para poder ser producidas. Las industrias de nuevas tecnologías son tres: la automatización, la bioingeniería y las telecomunicaciones. La industria petroquímica ha perdido novedad tecnológica y la química es demasiado costosa como para mantenerla en operación en los países centrales. Bruce Nussbaum, *Op. Cit.*, pp. 18-19.

⁷⁹ Financial Times International Year Book, *Oil & Gas 1997*, Cartmill Publishing, London, 1996, p. IX; Farborz Ghadar, *Op. Cit.*, pp. 249.

⁸⁰ Raúl Conde, *El Proceso de Transnacionalización en el Decenio de los Ochenta*, mimeo, México, 1991, p. 4.

capitalistas petroleros obliga a su gobierno a asumir una posición bien definida en política petrolera. Esto es, por un lado fuerza una política de privatización total del sector, por el otro, se encarga de diseñar las medidas tendientes a reducir y diversificar el consumo y la producción energéticos en un esquema de desregulación estatal.

1.4 LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN LOS PAISES CENTRALES.

La privatización de las compañías petroleras en los países desarrollados provocó cambios importantes en las condiciones de esta industria a escala mundial. Tradicionalmente, los gobiernos de los países centrales ejercían menor control sobre sus empresas estatales en comparación a los países de la periferia. Las grandes empresas petroleras estatales de esos países se distinguían por sus funciones administrativas y la autonomía respecto de las decisiones económicas de sus gobiernos, casi como si fueran compañías privadas transnacionales.

Hasta 1997, el impacto más pronunciado de la privatización se dio en las compañías europeas de Inglaterra, Francia, Italia, Noruega y España. Para muchas empresas recién privatizadas, reducir la influencia gubernamental permitió la ampliación de sus operaciones locales e internacionales y el rediseño de programas de crecimiento del sector para los años subsecuentes⁸¹.

La privatización de la industria petrolera en los países desarrollados ha tendido a la eliminación de cualquier tipo de actividad económica estatal dentro del sector. Así lo han hecho, por ejemplo, los gobiernos conservadores en Francia e Inglaterra. Durante la elevación de los precios del petróleo en la década de los setenta, los gobiernos de estos países tomaron una serie de medidas, al igual que todos los países desarrollados, para evitar el impacto económico derivado del alto precio del petróleo en el mercado mundial. Por un lado, decidieron establecer un impuesto a las ganancias extraordinarias de las empresas productoras de crudo, por el otro, decidieron crear instituciones y pequeñas empresas dedicadas a la importación, almacenaje y comercialización de crudo en el ámbito nacional. Además, los gobiernos aumentaron la regulación a las compañías petroleras, con el objetivo de controlar sus operaciones comerciales tanto fuera como dentro de sus países⁸².

Una vez retomado el control del mercado petrolero mundial, algunos países centrales decidieron aligerar la regulación a las operaciones de las petroleras privadas, y vender sus participaciones en las empresas que habían creado durante la crisis de los precios del petróleo. Las grandes empresas estatales como *ELF AQUITAINE*, *BRITISH PETROLEUM*, *VEBA OEL AG*, *TOTAL*, *ENI*, *PETRO CANADA*, *REPSOL* y *STATOIL* fueron colocadas en los esquemas de privatización de empresas estatales por los gobiernos conservadores de sus países de origen. Las fuerzas políticas conservadoras apoyaron tales medidas bajo el argumento central de que con ello se combatía una variable clave en la crisis económica, el déficit presupuestal. Bajo este argumento se han privatizado una buena cantidad de empresas estatales en los países centrales. Sin embargo, estas acciones sólo han tenido éxito en los países en donde el poder político de los grandes capitalistas petroleros es muy importante. Por ejemplo, en Austria, donde los capitalistas no han tenido intereses económicos significativos en la industria

⁸¹ Neal Davis, "Profiles of Petroleum Privatizations in OECD Countries", en Energy Information Administration, *Privatization and the Globalization of...* Op Cit., pp. 17-18.

⁸² *Ibidem*, p. 18.

petrolera local, la empresa estatal OMV no ha sido puesta en venta y, por el contrario, ha ampliado sus inversiones en los mercados del exterior⁶³.

Cuadro Número 2. Propiedad del petróleo almacenado en los países de la OCDE (datos hasta diciembre de 1996) (Millones de Barriles)			
País	Propiedad. Comercial	Propiedad. estatal	Total
Canadá	104	0	104
Estados Unidos 1/	944	566	1510
Territorios de Estados Unidos	25	0	25
Japón	351	300	651
Australia/Nueva Zelanda	43	NA	43
Austria	22	0	22
Bélgica/Luxemburgo	30	0	30
Dinamarca	25	0	25
Finlandia	26	0	26
Francia	158	0	158
Alemania2/	245	55	300
Grecia	24	NA	24
Irlanda	6	2	8
Italia	148	6	154
Países bajos	94	0	94
Noruega	59	0	59
Portugal	22	0	22
España	98	0	98
Suecia	34	0	34
Suiza	45	0	45
Turquía	50	0	50
Reino Unido	108	0	108
OCDE Europa	1,195	63	1,257
Total OCDE	2,661	929	3,590
1/ E.U. el área geográfica cubre los 50 estados y el Distrito de Columbia.			
2/ El dato es para Alemania Unificada.			
NA=No disponible. Fuente: OCDE.			

Con la privatización de las empresas estatales en los países desarrollados fue impulsándose al mismo tiempo la privatización de las empresas petroleras en otras partes del mundo. De hecho, las empresas anteriormente mencionadas han sido las más activas en la búsqueda de polos de inversión petrolera en diversos países y en varias ramas del sector energético. Casi todas esas empresas están integradas en conglomerados energéticos con grandes inversiones en el exterior. En esas compañías, las cuales se encuentran entre las empresas petroleras más importantes del mundo (véanse cuadros número 3 y 4), las inversiones de capital financiero internacional se han incrementado⁶⁴.

⁶³ Ghadar, *Op. Cit.*, p. 256.

⁶⁴ Neal Davis, *Op. Cit.*, p. 17.

Un hecho significativo de las empresas privatizadas es que han incrementado su participación de capital financiero de origen extranjero. Con la privatización también se permitió la colocación de acciones en centros financieros internacionales. *BRITISH PETROLEUM*, por ejemplo, ha financiado gran parte de sus operaciones a escala mundial con capitales provenientes de las bolsas de valores de Nueva York; ahora un 22% de las acciones de la empresa británica son controladas por inversionistas financieros de Estados Unidos, liderados por el *MORGAN GUARANTY TRUST*. Por su parte, *TOTAL*, la segunda compañía más grande de Francia, tiene colocado el 44% de sus acciones en mercados de valores de Londres, Chicago y Nueva York⁸⁵.

La privatización de las empresas petroleras en los países desarrollados ha variado en tipo y forma. Algunas de esas compañías fueron privatizadas en parte y otras en su totalidad. Los mecanismos para tal efecto también han variado. En algunas empresas, *STATOIL* por ejemplo, el Estado ha decidido conservar determinado porcentaje de las acciones ("*golden share*") que les permita influir en las decisiones estratégicas de la empresa (privatización de tipo parcial). En otros casos, la forma de privatización se ha realizado por medio de la venta mayoritaria de las acciones en algunos centros financieros internacionales. Por ejemplo, las empresas *BRITISH PETROLEUM*, *TOTAL* y *ELF* fueron ofertadas por sus gobiernos en las bolsa valores de Europa y Estados Unidos.

Por su papel en el desarrollo de nuevas zonas de producción y la diversificación de sus inversiones, las empresas privatizadas en los países desarrollados son las principales competidoras de las "Siete Hermanas". La interconexión que han realizado en los últimos años con empresas independientes les ha permitido colocarse en los mercados de productos finales en Estados Unidos, Europa y en Asia Suroccidental. *BRITISH PETROLEUM* por ejemplo, es en Estados Unidos la principal productora de crudo, la sexta refinadora en este mismo país y la décima escala mundial⁸⁶. Otras compañías como las francesas *TOTAL* y *ELF AQUITAINE* también han incrementado sus operaciones en Estados Unidos. *TOTAL* fue privatizada en 1992. Los nuevos administradores procedieron de inmediato a reestructurar las operaciones mundiales de la empresa. En Estados Unidos, *TOTAL* vende productos refinados, principalmente gasolina, las cuales produce en cuatro refinerías y que distribuye a su vez por medio de 1,950 estaciones de servicio en doce estados⁸⁷.

Por su parte, *ELF* participa en la producción de petróleo en campos marinos del Golfo de México. Anteriormente producía petróleo en campos terrenos, pero con las reglamentaciones ambientales y los altos costos de producción la empresa decidió suspender (1990) sus actividades en esos yacimientos. Hasta 1996, la empresa producía 1470 b/d de crudo en sus campos marinos de Estados Unidos.

⁸⁵ *Ibid.*, pp. 18, 19; *Financial Times International Year Book, Op. Cit.*, 1996, pp. 40, 262

⁸⁶ *BRITISH PETROLEUM* es un conglomerado de 1500 empresas filiales y de interés en 50 países del mundo. En Estados Unidos opera a través de *BP AMERICA INC* en asociación con *STANDARD OIL CO*. Las inversiones en Estados Unidos representan el 38% del total de las inversiones mundiales del grupo británico. También en este país se encuentran las mayores reservas petroleras de la empresa (56%) y cuatro de sus 12 refinerías. *Cfr.*, *Financial Times International Year Book, Op. Cit.*, pp. 38-40

⁸⁷ *TOTAL* produce muy poco petróleo en Estados Unidos. Gran parte de su producción la realiza en el Medio Oriente, Mar del Norte, Sudeste de Asia y Sudamérica. En Estados Unidos vende el 19.04% de su producción diaria de productos refinados, el 29% de su producción petrolera, y el 27.95% de su producción de gas. *Cfr.*, *Financial Times International Year Books, Op. Cit.*, pp. 260-262.

Cuadro Número 3. Las 29 empresas petroleras más grandes del mundo (1997)

(posición) nombre de la empresa	Posición en las 500 mundiales	Ingresos US\$ millones	ganancias	ganancias como % de los ingresos	Posición por ganancias	Activos como % de los ingresos
1. EXXON **	9	110009	6470	5.88	4	7.09
2. ROYAL DUTCH/SHELL GROUP	10	109833.7	6904.6	6.29	1	5.85
3. MOBIL **	22	66724	2376	3.56	31	5.64
4. BRITISH PETROLEUM *	27	56981.9	1770.7	3.11	53	3.52
5. ELF AQUITAINE	47	43618.4	1009.2	2.31	123	2.04
6. TEXACO	61	36787	607	1.65	206	2.43
7. ENI	64	36393.4	2656.4	7.30	24	4.74
8. CHEVRON	81	32094	930	2.90	133	2.71
9. AMOCO *	100	27665	1862	6.73	44	6.24
10. TOTAL	101	27226.1	450.6	1.66	245	1.59
11. PDVSA	107	26041	3103	11.92	16	7.66
12. SSANGYONG	111	25392	60.1	0.24	420	0.27
13. NIPPON OIL	113	25042.6	171.9	0.69	366	0.66
14. SUNKYONG	118	24218	475	1.96	236	2.02
15. USX	189	18214	214	1.17	345	1.28
16. ATLANTIC RICHFIELD *	214	16739	1376	8.22	82	5.73
17. PETROBRÁS	223	16387	639	3.90	196	2.01
18. JAPAN ENERGY	238	15827.3	214	1.35	346	1.38
19. REPSOL	250	15124.5	944.1	6.24	130	6.87
20. IDEMITSU KOSA	259	14754.6	68.6	0.46	416	0.37
21. PHILLIPS PETROLEUM	293	13521	469	3.47	239	3.92
22. INDIAN OIL	317	12831.5	374.9	2.92	277	6.64
23. PETROFINA	335	12440.4	393.6	3.16	266	3.43
24. COSMO OIL	342	12205.5	67.8	0.56	418	0.56
25. SHOWA -SHELL SEKIYU	360	11840.4	146.7	1.24	381	1.51
26. ASHLAND	386	11251.1	23.9	0.21	437	0.34
27. COASTAL	429	10223.4	270.4	2.64	314	2.54
28. NESTE	439	10014.3	150.9	1.51	377	1.96
29. CHINESE PETROLEUM	458	9641.8	612.9	6.36	203	4.91
TOTAL	--	849041.9	34812.3	--	--	--

(*) (**) Empresas fusionadas en 1999. Fuente: *Fortune*

El verdadero mercado de *ELF* es la venta de productos intermedios para la industria química, farmacéutica y de cosméticos y cuidado personal. En estas actividades, la empresa surte de materias primas a empresas como *UNION CARBIDE*, *STERLING DRUG CO.* e *EASTMAN KODAK*⁸⁸.

Por otro lado, las compañías estadounidenses han incrementado sus operaciones en la industria petrolera de Europa. La presencia de las estas compañías se ha concentrado en los centros de producción y refinación más importantes. Por ejemplo, *EXXON* y *MOBIL* participan con una cuarta parte de la producción de refinados en Europa Occidental (1,217 000 b/d aprox.)⁸⁹.

En América Latina, las empresas privatizadas de los países centrales han incursionado en todas las ramas productivas de la industria petrolera. Estas empresas han utilizado el proceso de privatización mundial como una forma de extender sus operaciones en distintas regiones del mundo. En especial, con el proceso de privatización en América Latina, las empresas europeas, canadienses y australianas han podido incursionar en sector energético de la región. El cuadro número 4 enumera las empresas de los países centrales que mantienen inversiones en la región. Podemos observar que sus operaciones se concentran en los países de América del Sur, donde las políticas de privatización del sector están muy avanzadas.

La mayoría de las empresas petroleras europeas recientemente privatizadas tienen su base de operaciones en los países de Europa del Este. En esa zona se produce el 56% del petróleo en Europa, pero eliminando la producción en el Mar del Norte, el porcentaje se eleva al 97%. Con el proceso de desintegración del bloque soviético y la implantación del capitalismo en esos países, las empresas petroleras nacionales ex-socialistas se han privatizado. El caso más significativo al respecto es el de la ex-URSS, donde el proceso de desintegración política en repúblicas independientes permitió la fragmentación productiva mundial de petróleo. Como hemos dicho anteriormente, la producción mundial de crudo se encuentra dispersa en una gran cantidad de nuevos países productores. En esos países se ha podido incrementar la producción de hidrocarburos que surten a las medianas y grandes empresas independientes de Estados Unidos, Europa y Japón --los tres principales centros consumidores de energía del mundo⁹⁰.

Con la desintegración de la URSS, la apertura al capital transnacional en la industria petrolera se incrementó considerablemente. Las repúblicas independientes han avanzado en la privatización de la industria, principalmente en las zonas de producción más importantes. Rusia, Kazajastán, Azerbaiyán y Turkmenistán concentran las inversiones extranjeras en exploración y producción de hidrocarburos.

En particular, Rusia ha privatizado parcialmente su industria petrolera. Las ventajas económicas y financieras que ofrece el gobierno de Boris Yeltsin a las compañías extranjeras son de las más amplias del mundo. También, la privatización de la industria petrolera rusa fue la primera entre los países que pertenecieron a la ex-Unión Soviética. Primero, la forma de

⁸⁸ *ELF AQUITAINE* fue privatizada en 1994. Actualmente el Estado controla el 10% de las acciones de la empresa como una medida de protección de los intereses en actividades industriales de alta tecnología. *ELF* es líder en la producción de polímeros, materiales básicos en la industria petroquímica y farmacéutica, materiales biotecnológicos y compuestos químicos base para la elaboración de productos militares. *Ibid.*, pp. 88-90.

⁸⁹ Neal Davis, *Op. Cit.*, p. 17.

⁹⁰ Andrés Barrera Marín; Oscar Lagunas, "Los Energéticos como Límite al Desarrollo Capitalista", en Ana Esther Cecaña y Andrés Barrera Marín, *Op. Cit.*, p. 192.

privatización fue parcial, a través de contratos de riesgos compartidos con empresas extranjeras, principalmente norteamericanas y francesas. Después, ofrecieron porcentajes superiores al 6% sobre las acciones de la empresa *LUKOIL*. Los "joint ventures" permitieron al gobierno ruso tener acceso a capital y tecnología para explotar yacimientos petroleros en condiciones climáticas adversas. *ARCO*, que ha desarrollado tecnología de perforación y extracción de crudo en climas extremadamente fríos, y que es la empresa que produce la mayor parte del petróleo en Alaska, ha invertido grandes cantidades de capital en trabajos de exploración y producción en Siberia.

Cuadro Número 4. Empresas Recientemente Privatizadas que Operan en AL (1996)

Empresa (fecha de privatización)	origen	países en que opera	Actividad
ALBERTA ENERGY CO. LTD (1993)	Canadá	Argentina	g, p.
TOTAL SA (1992)	Francia	Argentina Venezuela Cuba Colombia	p; p; e; e.p.
ELF AQUITAINE (1994)	Francia	Bolivia Perú Colombia Ecuador	p; p; m; m, p;
AGIP SpA (1992, pp)	ITALIA	Ecuador	d, p;
BRITISH GAS plc. (1986)	Inglaterra	Argentina Bolivia Brasil Colombia	g, mg, g, tg, mg, g
BRITISH PETROLEUM CO. Plc	Inglaterra	Colombia Venezuela	e, p. e, p.
DEN NORSKE STATS OLJESELSKA (STATOIL) (PP 1996)	Noruega	Venezuela Trinidad & Tobago	p, r, p, e,mg
ENI SpA (1995, pp)	Italia	Venezuela	r;
ENTERPRISE OIL plc (1984)	Inglaterra	Perú	e;
REPSOL SA. (1989)	España	Colombia Argentina Perú	e, p; e, p, r, t; r;

(p) producción; (e) exploración; (m) comercialización; (mg) comercialización de gas; (r) refinación; (t) transportación. Fuente: elaboración propia con base en datos de *Financial Times, Oil & Gas 1997. O Cit.*

Las inversiones petroleras en Rusia se concentran en las tres grandes regiones petroleras del país: Siberia, Región del Ártico, Rusia Extremo Oriental. En esas regiones operan compañías norteamericanas, principalmente: *TEXACO*, *ARCO*, *AMOCO*, *OCCIDENTAL*, *CHEVRON* --en 1996 abandonó sus trabajos de producción y exploración en Rusia debido a problemas económicos con el manejo de las instalaciones-- *EXXON* y *CONOCO*. Aunque también participan empresa europeas como *NORSK HIDRO*, *TOTAL* y *ROYAL DUTCH SHELL*, y japonesas como *mitsubishi* y *MITSUI*.

El atraso tecnológico de Rusia, los altos costos de producción y los problemas políticos de las regiones productoras hacen del crudo ruso una inversión de alto riesgo. Lo mismo sucede con Azerbaiyán, república en donde se localiza una de las zonas de producción más importantes de la Comunidad de Estados Independientes pero que los conflictos políticos limitan las posibilidades de exportación.

Para incrementar su producción petrolera, Rusia le ha apostado a la reforma económica, principalmente a través de la privatización de esta industria. El proceso de privatización de la industria petrolera en Rusia es interesante por al menos dos cosas: se presenta en el país que alguna vez fue el líder mundial en la producción de crudo, y por las condiciones en las que se encuentra su industria energética. Rusia aún produce casi el 82% del crudo en Europa del Este, y fue hasta 1991 el principal productor de crudo en el mundo. Este factor permitía a la economía esquivar la ineficiencia del resto de la industria nacional, y al mismo tiempo sostener empréstitos con bancos de Occidente. Cuando a principios de los ochenta los precios del crudo bajaron, se redujeron también los ingresos de la industria petrolera, entonces soviética, y por consiguiente los del Estado. No se sabe a ciencia cierta la dependencia de los soviéticos de las exportaciones de petróleo, pero parece que parte de la crisis económica que hoy vive la república rusa proviene de la caída en sus ingresos petroleros. Ciertamente es el mismo fenómeno que ocurre en México y Venezuela, por citar dos casos. En 1983 un periodista norteamericano de la revista *Business Week*, Bruce Nussbaum, publicó un libro verdaderamente fantástico, pero provocador, titulado "El Mundo Tras la Era del Petróleo". En este libro el autor plantea una predicción interesante: en la medida que los precios altos del petróleo no impactaron en el fortalecimiento de las industrias de alta tecnología, la economía soviética se encaminaba a una crisis económica devastadora; eso se dejaba entrever con las protestas al interior de la Federación que la larga se incentivarían la división y separación política del país⁹¹.

En síntesis, los países ex-socialistas están inmersos en el mismo proceso de privatización de la industria mundial. Hemos dicho que este proceso se distingue por la complejidad e intensidad con que se explotan los recursos energéticos primarios y se fabrican productos de alto valor agregado --los polímeros, por ejemplo. También que en la mayoría de los casos, la privatización de la industria petrolera promueve el crecimiento de las actividades de exportación. Tanto los aspectos tecnológicos de la producción, como las decisiones estratégicas de dónde, qué y cómo producir, se establecen en los países centrales. La hegemonía de los CTE es hoy más intensa que nunca⁹².

Tradicionalmente, la industria petrolera ha sido en gran medida de exportación y hegemonizada por los grandes CTE. Para estos conglomerados, no es necesario que en los países subdesarrollados exista una verdadera industria petrolera nacional e integrada, que facilite una gradual y relativa independencia de las importaciones de bienes intermedios y de bienes de capital provenientes de los países industrializados, ni que se mantenga alejada de las tentaciones del capital financiero transnacional. Lo que les interesa es la integración energética regional bajo el modelo del capitalismo mundializado, el cual impulsa la

⁹¹ Aún no se ha estudiado la relación que existe entre las modificaciones en el mercado petrolero mundial y la desintegración de la ex-URSS. A manera de hipótesis podríamos afirmar que la dependencia soviética de las exportaciones de petróleo serían un fenómeno importante, entre otros, que provocó la crisis económica de este país y que a la larga lo llevarían a su desintegración. La industria petrolera se convirtió en un símbolo para la revolución bolchevique, ahora la industria petrolera se convierte en el símbolo del capitalismo en Rusia. Bruce Nussbaum, *El Mundo Tras...*, Op. Cit., pp. 94-120, en especial pp. 119-120.

⁹² Ana Esther Ceceña y Andrés Barreda, Op. Cit., pp. 42-43.

incorporación de los nuevos centros de producción petrolera en la nueva estructura capitalista mundial.

La economía mundial no es la suma de economías nacionales que funcionan de acuerdo a sus propias leyes internas. Las economías nacionales son parte integrante de un sistema económico mundial, es decir el sistema capitalista mundial. Por lo tanto, cualquier modificación en la estructura de las economías nacionales afecta en la estructura capitalista mundial y viceversa. Así pues, podemos afirmar que la privatización de la industria petrolera mundial es un proceso que redefine y fortalece la división internacional del trabajo.

Durante la década de los setenta se manifiesta un cambio muy importante en la estructura capitalista mundial. Los CTE no sólo incrementan sus inversiones en algunas zonas de producción (zonas de nueva industrialización en las que se aprovechan los recursos naturales, la mano de obra barata y abundante, y que además se encuentran geoeconómicamente bien ubicadas para los principales centros de consumo), también amplían los desplazamientos de la producción. El desplazamiento de la producción consiste en suspender parte o totalmente determinada producción en una empresa, para llevarlas a empresas filiales del extranjero. En la industria del petróleo el desplazamiento de la producción se manifiesta en la inversiones en petroquímica. La evolución de la economía capitalista mundial va indisolublemente asociada a la evolución simultánea de una división internacional del trabajo, es decir, "se introducen en distintas regiones del mundo distintas formas de organización del trabajo para distintas formas de organización, o incluso son impuestas desde fuera"⁹³.

La estructura capitalista mundial durante el siglo XX se distingue por la existencia de tres zonas más o menos bien definidas en sus procesos de producción locales y en las aportaciones de capital, trabajo y plusvalía a escala mundial. La primera zona se ubica en los países con industrias de transformación de alto valor agregado o de novedad tecnológica. La segunda zona la integra el resto de los países que producen materias primas semielaboradas para la exportación, y en algunos casos con una industria manufacturera local de mediano nivel de desarrollo tecnológico (industria automotriz, de enseres domésticos, de bienes intermedios, etcétera). La tercera zona sería la de aquellos países exportadores de materias primas, principalmente agrícolas, con escaso desarrollo industrial y dependiente de las importaciones de bienes de consumo de la primera y segunda zonas⁹⁴.

Algunos países productores y exportadores de petróleo integran la segunda zona. Estados Unidos, Inglaterra y Canadá son la excepción, pues aunque son productores importantes de petróleo, su consumo interno de energía, su nivel de desarrollo tecnológico, así como su posición en la economía mundial, los coloca como controladores globales de las políticas de producción de crudo. Existen otros países exportadores de petróleo que sin embargo tienen cero desarrollo tecnológico (Trinidad y Tobago, Angola, Gabón, etcétera). Estos países exportadores de petróleo asumen su posición en la economía mundial de manera impuesta, de hecho en los países citados, la explotación del petróleo cambió radicalmente sus estructuras de producción tradicionales, afectando por consiguiente sus estructuras sociales, políticas y culturales. El papel que juegan en la estructura capitalista mundial es de abastecedores complementarios de energía primaria semi o sin refinar.

⁹³ Fröebel, Frederick, et. al., *La Nueva División Internacional del Trabajo*, México, Siglo XXI, 1980, p. 15.

⁹⁴ *Ibidem*, p. 16.

Existe un grupo intermedio entre los grandes productores consumidores de petróleo y los pequeños productores de petróleo. Son países que por el tamaño de los recursos energéticos que posee han podido desarrollar una industria petrolera local (que no nacional) que incluye todas la etapas productivas, desde la exploración, producción, almacenamiento, hasta la refinación, comercialización al mayoreo o al detalle en el extranjero, y en general, una serie de industrias asociadas indispensables para el funcionamiento de la industria petrolera. Esos países poseen ciertas características que los ubican en la segunda zona de aportación de plusvalía, capital, trabajo al sistema capitalista mundial. Podemos identificar en este grupo a los siguientes países: Argentina, Venezuela, Colombia, México, en América Latina, Kasajastán, y Rusia, en Europa y Asia meridional; Egipto, Libia, Argelia y los países del Medio Oriente; Singapur e Indonesia en el Sudeste Asiático⁹⁵.

Desde la década de los ochenta los países de la segunda zona presentan una serie de transformaciones en el esquema de la economía capitalista mundial. Si bien los países exportadores de petróleo suministraban energía barata para la industria de los países industrializados, ahora esos mismos países se convierten en economías sedes de industrias de transformación de productos de alta demanda a escala mundial, pero de elevados costos de producción en los países dueños de las patentes y empresas. Las nuevas industrias localizadas en los países exportadores de petróleo no es resultado de alguna planeación industrial o de la libre decisión de los gobiernos locales. La economía capitalista mundial se impone: producir en aquellos lugares en donde la tasa de ganancia sea más elevada

Existen, sin embargo, ciertas condiciones que deben cumplir los países exportadores de petróleo de la segunda zona para poder acceder a las inversiones en nuevas industrias de exportación.

- La primera es la existencia de una fuerza laboral abundante, barata y semicalificada. Esa fuerza de trabajo puede capacitarse para procesos de producción específicos, y a corto plazo pueden ser reubicados en nuevas actividades productivas (flexibilidad del trabajo), con ello se logra maximizar la productividad laboral y evitar la expansión en la demanda de nuevos trabajadores. Además, el obrero puede ser sustituido rápidamente, en razón de la abundancia de personas en busca de trabajo.
- La proximidad a los centros de consumo. La posición geográfica del país receptor de la nueva planta industrial juega un papel fundamental en la determinación final sobre la ubicación del la fábrica. Aunado a lo anterior, el desarrollo de los medios de comunicación y de transporte facilita la exportación de los productos a los centros de consumo, con lo que se reduce considerablemente los costos de producción del producto.
- La abundancia de recursos naturales. Los países petroleros tienen la ventaja de que pueden producir energía barata para la industria altamente consumidora de energía. Por lo tanto la ventaja que proporciona el petróleo impulsa a que las grandes empresas acereras, textiles y automotrices coloquen sus centro de producción en esos países. Además, la existencia de materias primas vitales para esas industrias aumenta el interés por invertir en aquellos países.
- Finalmente, aspectos laborales, legales, ambientales y estratégicos para cada país industrializado obligan a la recolocación de cierto tipo de empresas en otros países. Para la

⁹⁵ Alexandre Des Marenches, *Op. Cit.*, 120.

industria petrolera, las reglamentaciones ambientales que existen en los países consumidores son, tal vez, las razones principales para el redespigie de la industria petroquímica.

La coincidencia de estos cuatro factores ha creado un nuevo panorama para la industria petrolera mundial en la estructura capitalista mundial. Bajo esos factores es que la privatización de la industria ha ocurrido en el ámbito mundial. Primero impulsada en los países desarrollados, después exigida a los países exportadores subdesarrollados. Al parecer, las únicas ganadoras en este proceso son los CTE, y por extensión, la economía de sus países.

La privatización ha modificado la estructura de la industria petrolera mundial. Como parte fundamental del ideario económico neoliberal, la privatización también ha modificado las relaciones hegemónicas en el sector energético. De acuerdo con las teorías de la globalización económica⁹⁶, la industria petrolera sería una industria más, y el petróleo una mercancía más. Así, la independencia energética que alguna vez buscaron los países periféricos ha desaparecido. Cuando nacionalizaron la industria petrolera, los países periféricos sólo quitaron la riqueza en sus territorios, pero las transnacionales continuaron dominando el mercado mundial. Hoy que se ha dado reversa a la nacionalización del petróleo, la amenaza para los CTE no está en el posible retorno a la regulación estatal, sino en los cazadores de títulos bursátiles en los mercados financieros del mundo y en el movimiento ambientalista mundial.

⁹⁶ En los últimos años el término "globalización" se ha puesto de moda en las Ciencias Sociales. Todo es global --los mercados, la economía, la industria, la educación, las finanzas, etcétera-- mas no se explica con precisión por qué. El término ha servido como fundamento de los principios económico-gerenciales, vocablo recurrente de periodistas y metáfora de políticos. Por su naturaleza y la ambigüedad del objeto a que refiere, es de fácil idealización y muy útil en la redacción de los discursos del "nuevo orden mundial", "a aldea global", "sociedad global" o la "post-historia". Es, en suma, una palabra que describe al mundo no por lo que es, sino por lo el gran capital mundial quiere que sea. Al respecto véase, entre otros, Fernando Mires, *El Orden del Caos ¿Existe el Tercer Mundo?*, Caracas, Nueva Sociedad, 1995; Joaquin Estafenia, *La Nueva Economía. La Globalización*, Madrid, Editorial Temas de debate, 1997; Paul Hirst, Graham Thompson, *Globalization In Question. The international economy and the possibilities of governance*, Cambridge, U. K., Polity Press, 1996; Octavio Ianni, *Teorías de la Globalización*, Siglo XXI, México, 1996.

1.5 LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN AMÉRICA LATINA

La industria petrolera latinoamericana es una de las más viejas del mundo, sin embargo, su crecimiento sólo se presenta a partir de la década de los setenta. A excepción de Venezuela y Trinidad y Tobago, el resto de los países eran, hasta mediados de esa década, importadores de petróleo en distintos grados. Con los descubrimientos de petróleo en México⁹⁷ y Ecuador la industria petrolera en América Latina y El Caribe tuvo un rápido crecimiento en la exploración y producción de petróleo.

La privatización de las operaciones petroleras en la región ocurre bajo la reforma económica neoliberal iniciada a principios de la década de los ochenta. En toda la región, la reforma neoliberal impulsa la privatización de una gran cantidad de empresas estatales (telecomunicaciones, transportes, carreteras, siderúrgicas, bancos, etcétera) entre las que se encuentra la industria energética del petróleo, gas, carbón y electricidad. Las políticas privatizadoras, sin embargo, no son similares entre los países latinoamericanos. Algunos países se distinguen por privatización súbita de las petroleras estatales, otros por la moderación y lentitud con que han aplicado sus políticas desregulatorias del sector. El país que marca la pauta en la privatización de la industria energética en general es Argentina, quien ha entregado por completo el sector energético al capital privado; en el sentido opuesto está México, quien hasta la finales de 1997 sólo permitía las operaciones plenas del capital privado en la comercialización de gas y la producción y comercialización de carbón. La tendencia regional a mediano plazo es a una apertura total del sector energético, por lo que para entender este proceso debemos explicar primero cuál es la situación actual de la industria petrolera en América Latina.

Como dijimos anteriormente, la privatización de la industria petrolera latinoamericana ocurre en un ambiente de reforma económica neoliberal. A principios de los ochenta, casi la totalidad de los países latinoamericanos se embarcan en una serie de reformas económicas en las que las empresas estatales "no tienen razón de ser", según los promotores de la privatización. Esas reformas económicas son en muchos casos similares, cubriendo virtualmente todas las actividades económicas, fiscales, monetarias, comerciales e industriales. La privatización de las empresas estatales incluye a las empresas energéticas: producción de petróleo, gas, carbón y de generación de energía eléctrica. En este marco, toma singular importancia la reforma al sistema regulatorio, en el que se otorga trato de empresa nacional a las transnacionales petroleras extranjeras⁹⁸.

Por varias razones los países de América Latina son persuadidos a privatizar sus industrias petroleras estatales. Por un lado, se maneja el discurso de que las empresas petroleras carecen de capitales para la reinversión; por el otro, está el hecho, se dice, que con la privatización se apoya la reforma económica, pues por su característica de empresa básica, la industria petrolera puede favorecer el despegue económico de otros sectores a través de un impacto financiero de los nuevos capitales que atraería, así como por la importante transferencia de tecnología que acompaña a la inversión extranjera directa. De igual manera, para los promotores de la privatización, las petroleras estatales latinoamericanas se

⁹⁷ México fue importador de petróleo durante algunos años a principio de la década de los setenta.

⁹⁸ "Privatization and...". Op. Cit.: "Changes Sweeping South American Oil Sector", en *Oil & Gas Journal*, vol. 14, No. 2, 14 de enero de 1991, p. 33

caracterizan por sus grandes nóminas, su tecnología atrasada, la subinversión y la pobre provisión de servicios que presta. Por último, el valor de los activos de estas empresas permite obtener un enorme ingreso extra para el Estado⁹⁹.

La crisis económica también sirve para promover la venta de las petroleras estatales. Por ejemplo, para los privatizadores, el peso de la deuda externa de la región influye para que se acelere el proceso privatizador de la industria petrolera. La crisis financiera está fuertemente ligada a la habilidad que tuvieron las empresas estatales latinoamericanas para hacerse de créditos externos durante algunos años. En la actualidad esos créditos no pueden ser liquidados y deben sumarse a la deuda global de los Estados propietarios. Los créditos externos no los aplican correctamente las petroleras estatales, es por ello que desde finales de los ochenta se observa una tendencia al crecimiento natural del capital privado (extranjero) en operaciones de producción y exploración de hidrocarburos. Esto demuestra, afirman, la incapacidad del Estado para participar en actividades industriales, en este caso de actividades energéticas.

Estos argumentos son fuertemente aceptados por los gobiernos latinoamericanos desde finales de la década de los ochenta. Desde entonces, la privatización y otras medidas de liberalización económica atraen la atención del capital petrolero transnacional, principalmente de los CTE. El resultado es que los flujos netos de capital fijo se incrementan en cerca de 250% entre 1989 y 1990 --la inversión directa pasa de US\$8,900 millones en 1989 a US\$21,500 millones en 1990--; y entre 1989 y 1994 la inversión directa de Estados Unidos casi se duplica¹⁰⁰. Es importante resaltar que las inversiones en la industria petrolera latinoamericana ocupan el segundo lugar en la agenda de los capitalistas extranjeros, sólo detrás de las inversiones de capital volátil, aquel que se destina al juego en la bolsa de valores. Finalmente, hasta 1994 sumaban ya 130 las compañías privadas locales y extranjeras las que realizaban algún tipo de inversión en la industria del petróleo¹⁰¹.

Aunque si bien los datos son alentadores para los promotores de la privatización de la industria del petróleo, las empresas extranjeras saben que los riesgos políticos de la desaparición de las empresas petroleras estatales en América Latina son enormes, y que las posibilidades de una contraofensiva nacionalizadora son reales. Por ejemplo, algunos países parecen haber tenido triunfos importantes en la lucha antiguerrillera (Perú y Chile, v. g.), sin embargo, la aparición de nuevos grupos armados o la ofensiva de nuevos movimientos sociales dan cuenta de la posibilidad del peligro que pueden correr las inversiones privadas en la región. Por otro lado también está el desprestigio que tienen las empresas petroleras extranjeras. La experiencia histórica demuestra las intromisiones en asuntos políticos internos, siempre apoyando a los grupos políticos más represivos del continente. También está el hecho de que las empresas petroleras extranjeras siempre han afectado los intereses de las sociedades locales. El caso más sonado en este sentido ocurrió en Ecuador en 1991, cuando la norteamericana *TEXACO* fue acusada de asesinar por contaminación a cientos de aborígenes pobladores de la selva amazónica ecuatoriana. En julio de 1996, la transnacional norteamericana fue condenada a pagar US\$1,000 millones de dólares como compensación por

⁹⁹ *Ibid.*

¹⁰⁰ La inversión extranjera directa a escala mundial se cuadruplicó durante la década de los ochenta: pasó de US\$500 mil millones en 1980 a US\$2 billones en 1991. Sin embargo, el grueso de esas inversiones se colocaron en los países centrales, casi el 80%. Lo anterior significa que los flujos de capital fijo se realizaron en los países periféricos gracias a las políticas de privatización. Véase, Paul Doremus, *Op. Cit.*, pp. 52-57, 74.

¹⁰¹ "Privatization and...". *Op. Cit.* p.

los daños causados en los 25 años que estuvo en la zona. Luego de la sanción, *TEXACO* anunció que nunca volvería a invertir en Ecuador¹⁰².

A pesar de lo anterior, los CTE incrementan la exploración y desarrollo de nuevas zonas de producción en América Latina. Con algunas excepciones, en casi todos los países productores de petróleo de la región existen intereses de las cinco grandes de Estados Unidos (*TEXACO, MOBIL, EXXON, CHEVRON* y *SOCAL*) de los conglomerados europeos (*TOTAL, ELF, ENI, STATOIL, VEBA OEL, SHELL, BRITISH PETROLEUM* y *REPSOL*) y de las eficientes y tecnificadas empresas japonesas (*MITSUBUSHI* y *TEIKOKU*). Aunque las inversiones de las empresas norteamericanas sólo representan el 6% de las inversiones totales en la industria petrolera de la región, los gastos en exploración y producción, en comparación con sus inversiones realizadas en el mismo período en otras partes del mundo, representan el doble¹⁰³.

En la actualidad, el interés por explotar los recursos petroleros de la región no se limita sólo a los CTE de Estados Unidos, también hay participación de empresas petroleras locales, empresas transnacionales y empresas independientes. Un dato que indica el crecimiento en la exploración y producción petrolera en América Latina es el número de perforaciones de nuevos pozos: desde 1992 hasta 1995, el promedio anual de nuevos pozos perforados es de 271, de los cuales casi el 50% son propiedad de empresas privadas.

Al interés de los CTE por explotar los recursos petroleros de América Latina se agrega el hecho de la urgencia de divisas para los gobiernos de la región: Como se sabe, la crisis fiscal --agravada por la sangría de la deuda externa-- es un factor determinante en la decisión por vender los activos industriales del Estado. Para poder competir con los procesos privatizadores de otras regiones del planeta, los gobiernos latinoamericanos prometen mayores y mejores garantías a la inversión extranjera. A principios de los ochenta la privatización de la industria petrolera parece tomar forma, pero el retraso en la reforma económica neoliberal en algunos países frenó su ejecución¹⁰⁴.

Desde principios de la presente década, para las naciones consumidoras, las reservas petroleras de América Latina son abastecimientos seguros en casos de interrupción de los principales centros de producción --Medio Oriente. En páginas anteriores afirmamos que el proyecto de integración energética hemisférica se remonta a 1973, cuando ocurrió el embargo petrolero de los países de la OPEP. Entonces la política internacional de Estado Unidos inició negociaciones para integrar las industrias energéticas de Canadá y México a su mercado energético. Posteriormente amplió sus inversiones hacia nuevas zonas de producción en América Latina como Ecuador, Perú y Bolivia; en los ochenta hacia Colombia y Argentina.

La integración energética hemisférica quedó establecida formalmente durante una visita del entonces presidente norteamericano, George Bush, a Sudamérica quien anuncia en ese momento su "Iniciativa de (para) las Américas". Posteriormente, en la reunión de Miami --diciembre de 1994-- los países de América Latina junto con Estados Unidos declararon el proyecto de Integración Energética ALCA. En este proyecto se estableció como uno de los puntos más importantes para la integración continental el Acuerdo Energético Regional.

¹⁰² Véase, *Washington Post*, 16 de julio de 1996.

¹⁰³ "Privatization and...", *Op. Cit.*

¹⁰⁴ "Changes Sweeping...", *Op. Cit.*, p. 33.

La Asociación de Libre Comercio para las Américas (ALCA) fue anunciado en 1994 en la ciudad de Miami, Florida, con motivo de la reunión de Presidentes de las naciones de América convocada por el presidente norteamericano, William Clinton. Uno de los puntos que se abordaron en esa reunión fue lo concerniente a la seguridad energética del continente. De los trabajos de los funcionarios salieron dos documentos: una declaración de Principios y el Plan de Acción en materia de Cooperación Energética. La Declaración de Principios fue considerada el pacto económico-político de la reunión. En el se establecieron cuatro puntos básicos: defender la democracia, promover la integración continental; erradicar la pobreza; y proteger el medio ambiente.

El acuerdo en materia energética se abordó en uno de los puntos del Plan de Acción. En el documento se establecieron dos mecanismos para incentivar la cooperación y la inversión privada en el sector energético de la región. Para lograr el objetivo de la integración se programaron una serie de reuniones entre los encargados de los ministerios y secretarías de energía. La primera reunión tuvo lugar en Washington en octubre de 1995 (Simposio Hemisférico de Energía). El segundo mecanismo consistió en acuerdos de cooperación energética en diferentes temas: utilizar la energía en la promoción del desarrollo sostenible, fomentar la eficiencia energética con apoyo de instituciones privadas internacionales; la apertura del sector al capital privado en todas las ramas, principalmente en aquellas de menor impacto ambiental; promoción de nuevas tecnologías energéticas eficientes y no contaminantes.

Las reuniones de seguimiento al Acuerdo Energético de Miami han reforzado dos puntos en el tema del desarrollo del sector energético en la región, los cuales son: la eficiencia energética y la apertura al capital privado. En primer lugar, en el Simposio de Washington se establecieron los mecanismos de acción. El primero sería, obvio, la participación de capitales norteamericanos en el sector energético latinoamericano. El segundo diseñó esquemas concretos para algunos países de la región: para Argentina, la promoción de políticas regulatorias del sector; en Venezuela, la protección al medio ambiente en las actividades petroleras; en Bolivia, la profundización en la privatización de la industria del gas; en Brasil, la promoción de la eficiencia energética; y en Chile, la electrificación de zonas rurales. Todos estos esquemas privilegian la inversión privada como única fuente de financiamiento al desarrollo del sector energético. Además, resalta la integración energética hemisférica como un mecanismo necesario para atraer a dichos capitales¹⁰⁶.

El Plan de Acción Energética refuerza la influencia de Estados Unidos en las políticas energéticas de América Latina. Además, concentra los esfuerzos de los norteamericanos en la explotación de los recursos energéticos de Sudamérica, donde se presentan las mayores inversiones de capitales europeos y japoneses en las actividades energéticas. Por lo anterior, podemos afirmar que la cooperación energética que se discutió en Miami intenta obstaculizar las inversiones foráneas en las ricas industrias del gas, petróleo, carbón y electricidad del sur del continente.

Recordemos que el potencial energético de América Latina se concentra en Sudamérica. Con la excepción de México, casi la totalidad de las reservas petroleras de la región se ubican en esta zona. Según estimaciones de la Asociación de Asistencia Recíproca

¹⁰⁶*Actividades del Simposio Hemisférico de Energía*, Buenos Aires, agosto de 1996.

Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL)¹⁰⁶, con las reservas de la zona se tiene petróleo para los próximos setenta años al ritmo de consumo actual. En términos geográficos, América Latina cuenta con el 43% de las reservas totales del continente, las cuales pueden incrementarse y llegar a 55% si se continúan los trabajos de exploración en las cuencas potencialmente productivas y que no han sido explotadas¹⁰⁷.

Para organizaciones como ARPEL y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)¹⁰⁸, la integración energética de la región es indispensable para alcanzar la autosuficiencia energética. Además, con la integración energética regional se podría estimular el crecimiento económico por medio de la asistencia petrolera y la cooperación energética. Para estas dos organizaciones, dos de los ejemplos más interesantes en la cooperación energética regional son el Programa de Abastecimiento Energético para Centroamérica y El Caribe, también conocido como Pacto de San José, firmado en agosto de 1980; y el Proyecto del Gas en Sudamérica, iniciado a principios de 1990. De estos dos proyectos hablaremos en el tercer capítulo, sólo baste decir que ambos se encuentran estrechamente relacionados a proyectos de integración regional, el primero al Grupo de los Tres, el segundo al MERCOSUR¹⁰⁹.

Como afirmamos en el apartado anterior, el sistema capitalista mundial es impulsado por la transnacionalización de la economía mundial. En este contexto, la competencia entre los grandes monopolios petroleros refuerza la mundialización de sus operaciones productivas y los intercambios comerciales. Para los países productores de petróleo, la privatización de la industria energética es un instrumento para incorporarlos en la nueva estructura económica mundial. Ahora bien, es precisamente en sectores potentes como el energético "que se configuran los espacios económicos que dan lugar a los procesos de regionalización" en América Latina. Así pues, la creación de bloques regionales de comercio es parte de las tendencias de reestructuración del capitalismo mundial. Desde esta perspectiva puede afirmarse que los acuerdos de cooperación energética regionales y subregionales se establecen bajo un principio simple: la posición geo-estratégica entre los firmantes. Usando conceptos de Carlos J. Moneta, tanto el proyecto del gas en Sudamérica y como el Pacto de San José forman parte de un proyecto más amplio de convergencia comercial hemisférica, liderado por Estados Unidos¹¹⁰.

Así pues, la integración energética regional forma parte de! ALCA. Su avance depende de la velocidad de la reforma económica, sobre todo en lo que respecta a la privatización económica y al redimensionamiento de las actividades económicas de! Estado —desregulación de los mercados de trabajo y de inversión. La venta de empresas públicas en todos los países

¹⁰⁶ La ARPEL fue fundada en 1965 por las empresas petroleras estatales de Argentina (YPF), Bolivia (YPFB), Brasil (PETROBRAS), Chile (ENAP), México (PEMEX), Paraguay (ANCAP), Perú (EPF), Uruguay (MINI-INDUSTRIA) y Venezuela (CVP). Su sede se encuentra en la ciudad de Lima, Perú. Sus objetivos son organizar y dirigir la creación de un mercado petrolero regional. Realiza reuniones anuales de donde surgen informaciones interesantes sobre la situación de la industria petrolera de la región. Véase, E. J. Osmańczyk, *Op. Cit.*, p. 96.

¹⁰⁷ Según estimaciones de ARPEL, en 1990 las reservas de crudo ascendían a 125 mil millones de barriles, casi el 13% de las reservas mundiales, producía 7 millones de b/d de crudo —cerca del 11.7% de la producción mundial, y consumía 4.7 millones. b/d. Véase, "Changes Sweeping...", *Op. Cit.*, p. 34. Herman T. Franssen, *Scenarios for Non-OPEC Oil Production Through the Year 2010*, WEB Marketing, noviembre de 1995, p. 5.

¹⁰⁸ La OLADE fue fundada en Lima, Perú, noviembre de 1972 por los ministros de energía de 24 países de América Latina. Su sede está en Quito. Sus objetivos son la integración y cooperación en materia energética entre los países de la región. Véase, E. J. Osmańczyk, *Op. Cit.* p. 827.

¹⁰⁹ "Changes Sweeping...", *Op. Cit.*, p. 34.

¹¹⁰ Carlos A. Moneta, "Alternativas de la Integración en el Contexto de la Globalización", en *Red-Tips*. SELA, octubre de 1996, pp. 10-11.

latinoamericanos se ha realizado a través de mecanismos de inversión especulativa, es decir, mediante la colocación de acciones de las empresas en las Bolsas de Valores locales, y principalmente en los centros bursátiles de Nueva York, Chicago, Londres y Frankfurt. Estos mecanismos especulativos han devastado al capital productivo local y han exacerbado los desequilibrios del sistema económico nacional¹¹¹. Lo anterior a su vez ha generado un grave descuento social. Debemos recordar que la aplicación del recetario económico neolíbera! ha topado con resistencia en muchos países de la región, sobre todo por parte de sindicatos y organizaciones sociales.

Según cálculos de la CEPAL, la industria petrolera mundial necesita incrementar su producción en alrededor del 40% para el año 2000. Para lograr tal incremento (más de 7 millones de b/d), se requieren inversiones por varias decenas de miles de millones de dólares. Pero dadas las condiciones actuales en la industria petrolera mundial (de relocalización productiva, especialización productiva y modernización tecnológica) y las políticas económicas de apertura, esos capitales sólo se han buscado en la inversión extranjera. Como vimos en el apartado anterior, América Latina y El Caribe están convirtiéndose en zonas de exportación importantes a escala mundial. En estas condiciones, la inversión extranjera seguro correrá a la región de manera sostenida en los próximos años¹¹².

Pero América Latina, continúa el documento, no sólo incrementará su producción de petróleo para cubrir la demanda mundial de crudo --la cual experimenta un crecimiento promedio del 2.4% anual--, sino también para cubrir su demanda interna. Se proyecta que en los próximos 13 años la demanda de petróleo en los países desarrollados se incremente a un ritmo del 1.3% anual, mientras que en América Latina sea 4.2%, para el mismo período. Así, "por primera vez en la historia, la tasa de crecimiento en el consumo petrolero de la región superará la de los países centrales. La explicación es que el proceso de reestructuración productiva impulsa el crecimiento de industrias manufactureras, en detrimento de otros sectores económicos; esas industrias son grandes consumidoras de energía (aluminio, siderúrgicas, acereras, vidrieras, cementeras, armadoras de vehículos, petroquímica, química etcétera), en consecuencia, absorberán la mayor parte del excedente energético producido. En efecto, en economías como la brasileña, mexicana, chilena o argentina se observa desde la década de los ochenta un proceso de cambio en la participación de esas industrias en el PIB. Esas industrias son centros exportadores, por lo que un insumo importante para sus operaciones es la energía. Con una fuente amplia, segura y constante de energía, sus márgenes de rentabilidad y productividad se incrementarían¹¹³.

Así, además de satisfacer la demanda mundial de crudo, los países exportadores de América Latina tendrán que atender la demanda local. Desde principios de los noventa, a excepción de Chile, todos los países de mayor crecimiento industrial han logrado incrementar la producción interna de petróleo, y de estos sólo Brasil sigue siendo un importador neto. Estamos pues en una nueva situación en la estructura energética regional. Carlos J. Moneta anota que la región presentaba en la década de los setenta y parte de los ochenta una

¹¹¹ Véase, por ejemplo, la reflexión que hace John Saxe-Fernández respecto al círculo vicioso de las operaciones financieras en México y que bien puede aplicarse a los llamados capitales emergentes de capital en América Latina (Chile, Brasil, Venezuela, Argentina, Costa Rica, Perú, Colombia y Uruguay). "Mexico's Shock Plan: Dialectics of Macro and Microregionalization", en *International Journal of Politics, Culture and Society*, vol. 10, número 3, Nueva York, verano de 1997, pp. 338-444.

¹¹² CEPAL, "Large Increase of Foreign Investment Predicted in Region's Oil and natural Gas Sector", p. 1.

¹¹³ Patricia OlaveCastillo, "Reestructuración productiva Bajo el Nuevo Patrón Exportador", en Juan Arancibia Córdoba (coord.), *América Latina en los Ochenta: Reestructuración y Perspectivas*, IIEs-UNAM, México, 1994, pp. 25-27.

contradicción con respecto a la utilización del su petróleo: "() Pese a ser una región con capacidad para autoabastecerse, a finales de la década de los setenta exportaba el 77% de este hidrocarburo e importaba el equivalente a un 91% de sus necesidades de consumo de fuentes externas"¹¹⁴.

Parece que tal contradicción empieza a resolverse con el crecimiento en la producción de hidrocarburos a escala hemisférica. México, Venezuela, Trinidad y Tobago, Ecuador y Perú ya no son los únicos exportadores de petróleo en América Latina. Algunos países se han convertido en exportadores (Argentina, Colombia, Bolivia), o han consolidado sus industrias para en el mediano plazo ser autosuficientes en la producción de hidrocarburos (Brasil, Chile).

Ahora bien, la estructura energética en América Latina no se transforma sólo por el hecho de que la región tiende hacia el autosuficiencia. El Problema es más profundo que una simple relación de mercado. Si partimos del hecho que el petróleo es un factor real de poder a escala mundial y regional, debemos considerar entonces las condiciones geo-económicas y geopolíticas en las que se presentan dichas transformaciones. Así pues, aspectos relativos a la exploración, posesión de las reservas, producción, comercialización, distribución y consumo mundial son elementos vitales para entender las relaciones económicas del sistema petrolero mundial. El origen de las inversiones y las alianzas energéticas en el ámbito regional y extrarregional ayudan a entender el grado de influencia política de los principales centros consumidores sobre los centros productores¹¹⁵.

Por otra parte, la crisis económica estructural de América Latina está claramente relacionada con la transformación de la industria petrolera de la región. Por ejemplo, la dependencia del petróleo en la región es de 50% sobre el consumo total de energía; pero si le sumamos el gas, ese porcentaje se incrementa al 75%. Al ritmo de crecimiento actual de la demanda, América Latina debe procurar el crecimiento proporcional de la industria petrolera. ¿De dónde sacar los recursos para invertir en esa industria en una situación de crisis económica? Para los gobiernos de la región la respuesta es fácil: del capital extranjero¹¹⁶. Así pues, para equilibrar la producción al ritmo de crecimiento de la demanda de petróleo, América Latina busca con firmeza inversión externa. La región no sólo busca satisfacer la demanda mundial de crudo, sino también intenta cubrir su consumo interno que va en ascenso.

En el marco del sistema petrolero mundial, los factores geo-económicos se imponen sobre los factores del mercado. Por ejemplo, ya para 1994 América Latina y El Caribe participa, como región, con el 12.8% del total de la producción mundial de petróleo; entre 1975 y 1994 las reservas regionales se incrementaron 14% en relación con la producción mundial, manteniéndose en el segundo lugar en reservas, sólo superadas por el Medio Oriente; México y Venezuela eran —y siguen siendo— los dos más grandes productores con el 69% de la producción regional, y poseen el 89% de las reservas locales.

Aunque el crecimiento en la producción de petróleo no ha sido uniforme en todos los países, el hecho real es que todos —a excepción de Trinidad y Tobago— han mostrado tasas de crecimiento en este rubro. Los casos más significativos son los de Argentina y Brasil, quienes

¹¹⁴ Carlos J. Moneta, "Hidrocarburos y Política Exterior Latinoamericana", en Gerhad Drekonja K. y Juan G. Tokatlian (eds.), *Teoría y Práctica de la Política Exterior Latinoamericana*, de la serie *Política Internacional* 1, CEREC-CEI, Bogotá, 1993, p. 28

¹¹⁵ Carlos J. Moneta, "Hidrocarburos y Política...", *Op. Cit.*, p. 32, 34.

¹¹⁶ *Ibidem*, p. 34-35

han alcanzado niveles de producción nunca antes conocidas; la primera, es pequeña exportadora de crudo a Chile y Brasil, cuando hace unos cinco años era importadora de crudo; la segunda, está a punto de alcanzar la autosuficiencia petrolera en los próximos años, además cuenta con la tecnología avanzada para la explotación de yacimientos costa afuera. En todos estos casos, la presencia del capital extranjero es fundamental. Parece ser que sin los trabajos en la producción de hidrocarburos de los CTE, América Latina no tendría la capacidad de producción ni el desarrollo de las reservas probadas que actualmente posee.

En conclusión, América Latina depende hoy más que nunca del capital y tecnología de los CTE, y según las tendencias de inversión y desarrollo que éstas imponen, los países de la región reciben presiones políticas para cumplir el papel de "centro estratégico de reserva" del principal centro consumidor del mundo, Estados Unidos¹¹⁷. Con base en lo anterior, podemos establecer algunos factores que influyen en la transformación del sistema petrolero regional y la política de apertura de esta industria. Al respecto, la CEPAL indica seis factores que explican ambos procesos¹¹⁸:

1. La seguridad energética de Estados Unidos ya no se explica a partir del control de las reservas de petróleo en el Medio Oriente. En la actualidad esa potencia compra la mitad de sus importaciones petroleras en América Latina y Canadá (50.1%, en 1991 el porcentaje apenas sumaba el 43%).
2. El crecimiento en el número de industrias manufactureras, por lo regular grandes consumidoras de energía, se incrementa el consumo local de energéticos. Los CTE se aprestan a intervenir en el sector energético local, ampliando sus inversiones y participando activamente en el proceso de privatización.
3. Con la aplicación de los diferentes mecanismos de privatización se han ampliado los incentivos a la inversión extranjera en el sector energético en general. Esos mecanismos se han combinado para evadir las restricciones a la inversión privada en la industria petrolera en los países con un marcado intervencionismo estatal.
4. El potencial de producción de hidrocarburos en la región es de tal nivel que los CTE se han visto atraídos por las posibilidades de diversificación geográfica de sus operaciones a escala mundial.
5. El atraso relativo de la industria petrolera en la región ha sido un factor constantemente esgrimido por los promotores de la privatización. A excepción de Venezuela y Brasil en la industria petrolera, y en Argentina en la industria del gas, el resto de los países de la región --incluido México-- requieren de nuevos y más modernos equipos para la producción y refinación de hidrocarburos. Y,
6. La gran cantidad de proyectos existentes en la región para modernizar el sector energético recurre a diferentes tipos de asociación con el capital extranjero. La carencia de capitales, tecnología y canales de distribución nacionales son factores

¹¹⁷ El concepto "centro estratégico de reserva" es el nuevo perfil que adquieren las reservas de hidrocarburos en América Latina en sus relaciones con los grandes centros consumidores, Estados Unidos principalmente. En la estructura petrolera mundial de los setenta y los ochenta, el petróleo latinoamericano asumía un rol estratégico en la seguridad energética de Estados Unidos, sin embargo, el petróleo se enviaba a territorio norteamericano para ser almacenado y vendido en momentos de crisis de abastecimiento o de precios. El petróleo de crudo se sumaba a la "reserva estratégica" de Estados Unidos. En el sistema petrolero latinoamericano de los noventa, ya no es necesario mantener altos volúmenes de exportación de petróleo para alimentar dicha reserva; ahora la reserva estratégica se localizaría en los yacimientos de hidrocarburos de cada país. El razonamiento es simple ¿Por qué pagar por almacenar petróleo en territorio nacional --el norteamericano, por supuesto-- si el que existe en América Latina es abundante, barato y accesible y además no se tiene que pagar por guardarlo?

¹¹⁸ CEPAL, "Tendencias del Mercado Petrolero Mundial y sus Implicaciones en la Inversión Extranjera de la Industria Petrolera de los Países de América Latina", Documento de Trabajo (LC/R. 1628), Santiago de Chile, 1995

que limitan las políticas de desarrollo del sector energético.

En resumen, la apertura a la inversión extranjera en la industria petrolera latinoamericana está más relacionada con factores geoeconómicos y geopolíticos de la región, que a situaciones del mercado local. Si bien es cierto que la demanda de petróleo presenta una tendencia ascendente, también es cierto que el volumen de las reservas existentes en la región, la situación del sistema petrolero mundial y las políticas de transformación económica que promueve el capitalismo transnacional determinan las políticas de reestructuración de la industria petrolera en América Latina.

La transformación de la industria petrolera latinoamericana se presenta con mayor intensidad en los productores exportadores más importantes --México y Venezuela--, pero los cambios más significativos se originan en los pequeños productores e importadores --Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Bolivia, Trinidad y Tobago. El objetivo de este grupo es alcanzar la autosuficiencia y poco a poco participar en el consumo regional que va en aumento.

Para los dos grandes exportadores de petróleo en la región, los programas de expansión para sus respectivas industrias petroleras buscan objetivos más globales: tras la experiencia del la Guerra del Golfo, los dos países privilegian la seguridad energética de los centros consumidores antes que consideraciones de precios; ante la obligación de convertirse en "centros estratégicos de reserva" deben abrir la industria petrolera al capital privado en cada una de sus fases de producción¹¹⁹.

En lo interno, la nueva estructura de la industria petrolera en América Latina ya abandonó el nacionalismo en la administración de los recursos energéticos. Todos los países han aplicado políticas de desregulación de la industria, o la han privatizado por completo (Argentina, Bolivia, Perú). En lo internacional, la industria está siendo incorporada en la estructura petrolera mundial bajo un nuevo rol: convertirse en "centro estratégico de reserva" y abastecer el consumo local de las grandes transnacionales de otras ramas industriales que operan en la región.

¹¹⁹ OLADE, *Atlas Petrolero Latinoamericano (Parte I)*, Ecuador, octubre de 1991, p. 100

CAPÍTULO 2. LA PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA DE VENEZUELA

*

2.1 LA CRISIS Y LA POLÍTICA DE PRIVATIZACIÓN, 1979-1997

La historia económica de Venezuela está ligada a la evolución de su industria petrolera. Desde que se descubrieron los grandes yacimientos petroleros en el Golfo de Maracaibo en 1917, la economía nacional fue condicionando su crecimiento a los ritmos del ingreso petrolero, el cual se obtenía de los impuestos a las operaciones de empresas extranjeras, concesionarias de la industria petrolera. Durante más de 50 años el petróleo no fue explotado por nacionales, y aunque el crecimiento económico se mantuvo a un ritmo de más del 6% anual, uno de los más altos en América Latina, el desarrollo económico social fue casi nulo pues no se observó ningún tipo de desarrollo de sectores productivos no petroleros ni tampoco una distribución social equitativa del excedente económico nacional.

A partir de 1973 la economía venezolana fue beneficiada con ingresos petroleros extraordinarios. En efecto, con el crecimiento de los precios del crudo a escala mundial, también crecieron los ingresos fiscales del Estado. La bonanza petrolera no duraría demasiado tiempo, pues a partir de 1979 empezaron a manifestarse grietas en el modelo económico basado en la renta petrolera. Según el economista Miguel Ángel Rodríguez, a partir de ese año la economía venezolana quedó estancada en una profunda estanflación que se prolongaría durante varios años¹

Entre 1979 y 1983 la economía venezolana presentó por primera vez en cuatro décadas un crecimiento negativo del PIB, el cual cayó -3.7 promedio, en el periodo mencionado. Al mismo tiempo, el sector externo empezó a mostrar un severo déficit en la balanza de cuenta corriente, causado por el excesivo monto de las importaciones. Y por último, ante la gravedad financiera del gobierno (resuelta temporalmente por la escalada de precios internacionales del crudo entre 1979-1980), el sector financiero inició el proceso devaluación-fuga de capitales².

1982 fue un año dramático para la economía venezolana. Los precios del petróleo se derrumbaron en 1981, provocando al año siguiente una inflación acumulada anual del 12%; disminución de las reservas internacionales; escasez de divisas para cumplir las obligaciones de deuda externa (calculada entonces en US\$35 mil millones); y lo más grave aún, una espectacular fuga de capitales, calculada en US\$12 mil millones, entre enero de 1982 y febrero de 1983. A partir de entonces, las constantes caídas en los ingresos petroleros han limitado las capacidades del Estado para poder cumplir con el pago del servicio de la deuda externa, la cual ha consumido el 19.5% del total de los recursos provenientes de las exportaciones totales³.

¹ Miguel Ángel Rodríguez, "Auge Petrolero, Estancamiento, Políticas de Ajuste y Posibilidades de Reactivación Económica en Venezuela", en *Economía de América Latina*, núm. 14, CIDE, México, mayo de 1986, p. 96-97.

² *Ibidem*, p. 94.

³ *Ibidem*, p. 109-110.

Para enfrentar la gravedad de la situación económica, el gobierno del copeyano ⁴ Luis Herrera Campins decidió emprender una política de ajuste económico, la cual consistió en recortes al gasto público, correcciones al sistema cambiario, restricciones a las importaciones y control de precios a los productos de consumo básico. Para apoyar el paquete de ajuste, el gobierno decidió conservar los ingresos totales de PDVSA. Con ello se buscaba sostener a toda costa el bolívar (Br. la moneda nacional) apuntalando las reservas internacionales del Banco Central.

Así pues, a partir de 1983 las políticas de ajuste fueron obligando a los diferentes gobiernos a limitar la participación del Estado en la economía. En un principio, con timidez, se intentaron aplicar reformas de recorte de gasto público y contención de la inflación⁵. Años más tarde (1986) se decidió limitar la intervención del Estado en la economía, principalmente en las empresas más importantes: hierro, aluminio y petróleo y telecomunicaciones⁶.

En 1986 el gobierno tomó la decisión de ampliar las coinversiones en el extranjero con el capital transnacional en actividades de refinación y comercialización de manufacturas petroleras a través de la llamada estrategia de internacionalización de PDVSA. Lo anterior fue el preámbulo de la apertura a la inversión privada en actividades locales de exploración y producción de petróleo, y la reactivación de campos agotados, marginales o inactivos. Muchos de esos proyectos tuvieron que posponerse algunos años debido a la oposición de algunos sectores políticos en el Congreso.

El ascenso a la segunda presidencia de Carlos Andrés Pérez en febrero de 1989 impulsó la liberalización de la economía. El programa económico, llamado "El Gran Viraje", no fue sino el compromiso del nuevo presidente con los centros financieros internacionales en el sentido de implantar una reforma fiscal, abrir la economía al capital extranjero, reestructurar la deuda externa y generar una expectativa económica complaciente para con los grandes inversionistas extranjeros. Sin embargo, las protestas sociales a un mes de ejercicio presidencial, la oleada de huelgas de servidores públicos, las manifestaciones estudiantiles y los dos golpes de Estado limitaron el impulso inicial a la política de liberalización económica⁷. Aunque si bien en Venezuela las políticas neoliberales han sido aplicadas con grandes dificultades (el IVA, recortes al gasto en educación y salud, liberalización de precios y eliminación de subsidios a los combustibles), en general la reforma económica global ha avanzado, aunque incompleta. Ejemplo de ello es el proceso de privatización que, aunque lento, sigue en marcha.

Las elecciones de 1993 llevaron al poder a Rafael Caldera, expresidente de la república en 1969-1973, excopeyano y líder de un movimiento social contra el bipartidismo autoritario. El plan

⁴ De COPEI, que pertenece al derechista partido social-cristiano Comité de Organización Política Electoral Independiente. Partido político fundado en 1946.

⁵ M.A. Rodríguez, *Op. Cit.*, p. 114 1

⁶ El programa de privatización fue anunciado en 1991. La venta de las empresas acerera y aluminífera reditaron US\$3,000 millones en 1997. Véase, Energy Information Administration, *Country Analysis Briefs: Venezuela*, U. S. Department of Energy, Washington, 1996, p. 4.

⁷ Los disturbios de febrero de 1989, conocidos popularmente como "el caracazo", abrieron la puerta a la crisis política más fuerte desde el derrocamiento del dictador Marcos Pérez Jiménez en 1957. La crisis política tuvo sus momentos más dramáticos con los dos intentos de golpe de Estado (1992 y 1993) y con la destitución y encarcelamiento de Carlos Andrés Pérez bajo cargos de corrupción.

económico conocido como "Agenda Venezuela" consistió en políticas de liberación económica, reforma fiscal, privatización de empresas públicas, reforma al sistema de pensiones, desregulación del sistema financiero y la creación de un fondo de capitalización bancaria --con recursos del Banco Mundial--, y finalmente, la ampliación del gasto social. Este último punto del programa económico fue la única diferencia con el programa del "Gran Viraje" de 1989. La ampliación del gasto social incluyó las siguientes medidas: incrementos en la subvención alimentaria; incremento al número de becas de capacitación laboral de jóvenes que no pudieran continuar sus estudios; incremento al monto de las pensiones y un programa alimenticio estratégico⁸.

"La Agenda Venezuela" puso énfasis en el gasto social, en un intento por mitigar los efectos del paquete económico que en algunos puntos (IVA, subsidios, privatizaciones) era más radical que el programa del gobierno anterior. De hecho, la publicidad masiva y permanente a tales medidas se usó para desvanecer las posibilidades de un nuevo "caracazo"⁹. El plan económico de Rafael Caldera, sin embargo, no fue suficiente para superar los problemas estructurales de la economía. El problema más grave que tuvo que enfrentar dicho plan fue la crisis financiera del sistema bancario nacional. Esta crisis fue resultado de las fuertes fugas de capital y la especulación monetaria a la que fue sometido el Br. La explosión de la crisis bancaria inició en enero de 1994 con la declaración de quiebra del Banco Latino (BL) y continuó con la intervención estatal en seis bancos más, en los siguientes cuatro años.

Los bancos venezolanos se han distinguido por sus bajos niveles de capitalización, sus problemas administrativos, el excesivo monto de la cartera de préstamos "compuesta por activos industriales no operativos y por activos comerciales y de bienes raíces que son propiedad, en su mayoría, de los accionistas y directores que también controlan los bancos". Pronto comenzaron a aparecer "banqueros-hoteleros", "banqueros-comerciantes", "banqueros-agricultores", etcétera. En esta oleada especulativa, los dueños del dinero empezaron a buscar nuevos capitales para continuar la ola de fusiones y adquisiciones de todo tipo de empresas¹⁰. A pesar de lo anterior, los banqueros continuaron gozando de la protección del gobierno venezolano, de hecho el "lobby bancario" ha jugado un papel muy importante en el diseño de la política económica del presidente Rafael Caldera. El papel del capital financiero ha sido el de facilitar los procesos de privatización, atrayendo capital extranjero y administrando la dirección de las inversiones de capital nacional.

⁸ José Miguel Benavente, "Virajes y derrapajes de la economía venezolana", en *Revista de la CEPAL*, núm. 63, Santiago de Chile, diciembre de 1997, pp. 94-95.

⁹ Existe una discusión interesante sobre cuál es la respuesta social a programas de ajuste económico. En el caso de Venezuela la incógnita es por qué un mismo plan económico recibe respuestas sociales diferentes: el "Gran Viraje" y la "Agenda Venezuela" estuvieron diseñadas bajo el mismo modelo económico, sin embargo el primero recibió el rechazo violento de la sociedad venezolana. Al respecto, véase José Miguel Benavente, *Op Cit.*, pp. 93-97.

¹⁰ La historia de la intervención estatal del BL está llena de intrigas, corruptelas y venganzas políticas. De este banco salían los recursos para financiar las actividades secretas del ex-presidente Carlos Andrés Pérez, principalmente para favorecer los intereses de sus socios políticos, financieros y comerciales, Pedro Tinoco (presidente de BL y antiguo presidente del BCV entre 1989-1992), Gustavo y Ricardo Cisneros (Organización Diego Cisneros, ODC) y el magnate cubano-venezolano --fuitundo anticastrista-- Orlando Castro (Grupo Castro). Véase, John Sweeney, "Revanchismo a lo Latino", en *América Economía*, No. 84, Miami, junio de 1994, pp. 42-43 y 46. Berend Roosen, "Venezuela: El Sistema Bancario Requiere más Supervisión", en *Economic Reform Today*, núm. 1, CIPE, Washington, primer trimestre de 1995, p. 2.

De cualquier manera, la "Agenda Venezuela" recibió el visto bueno del BM y del FMI, pues los criterios económicos del plan se fundamentaron en la aplicación de mediadas tendientes a reducir el déficit público, en especial a través del programa de privatizaciones¹¹. Con esta última medida en especial se esperaba alimentar el "Fondo de Rescate de la Deuda Pública", la cual alcanzaba, en 1994, US\$40.056 millones, la más alta en la historia económica del país.

Cuadro número 1. INDICADORES ECONÓMICOS 1993-1997					
Indicador	1993	1994	1995	1996	1997
Crecimiento del PIB (%)	0,3	-2,8	3,4	-1,6	4,0
Deuda Externa (MM\$)	39.959	40.056	37.366	35.000	33.000
Desempleo (%)	6,7	8,7	11,0	11,1	10,5
Déficit del Sector Público (%)	-1,3	-13,9	-8,3	7,6	3,0
Índice de Inflación				70,8	52,3
Fuentes: BCV, Ministerio de Hacienda, Cordiplan					

La política de privatizaciones había vendido veinticinco empresas por US\$2.500 millones, entre 1991 y 1995; el 80% de esos ingresos fueron obtenidos por la venta del 51% de las acciones de la telefónica CANTV. El programa de privatizaciones del presidente Caldera incluyó en su lista de venta las industrias del hierro y del aluminio, les siguieron los bancos intervenidos por el Estado durante la crisis bancaria, empresas eléctricas y empresas de servicios, entre las que destacaba la línea aérea AEROPostal VENEZOLANA¹².

El paquete de medidas de política económica del presidente Rafael Caldera cumplió con todas las características de un plan de choque neoliberal. En primer lugar, porque se propuso reducir la inflación a través de disciplina fiscal y monetaria. Como se ilustra en el cuadro número uno, el déficit público fue negativo entre 1993 y 1995; al año siguiente se muestra una recuperación provocada principalmente por el ingreso de capitales por venta de algunas empresas estatales, créditos emergentes del FMI para cubrir el programa de rescate a los bancos, y por el ingreso petrolero extra que generó el sobreprecio del energético en el mercado mundial.

En segundo lugar, porque se continuó con la apertura al capital extranjero, tanto al destinado a la inversión directa como al capital volátil. El factor monetario jugó un papel importante en las políticas de contención de la inflación, principalmente a través del apuntalamiento del tipo de cambio, estabilización de las tasas de interés y correcciones a la balanza de pagos. Sin embargo, la economía venezolana ha empezado a observar desde 1994

¹¹ El BM y el FMI presionaron en 1988 durante la renegociación de la deuda para que el Estado venezolano privatizara o desregulara el sector energético. Las negociaciones fueron conducidas por el enviado del presidente electo Carlos Andrés Pérez, creador del plan económico del "Gran Viraje", el economista Miguel Ángel Rodríguez. El esquema de privatización exigido por el BM se ha aplicado, además de Venezuela, en Argentina Brasil y México. Véase, John Saxe-Fernández, "El Banco Mundial y el desmantelamiento de PEMEX", en *Expectativa*, México, 14 de agosto de 1998, p. 28.

¹² CEPAL, *Balance Preliminar de la Economía Latinoamericana 1996: Agenda Venezuela: El Nuevo Programa de Ajuste*, Santiago de Chile, 1997; "Liquidación a la Venezolana", en *América Economía*, núm. 90, Miami, diciembre de 1994, p. 14.

que el factor monetario ha agravado el déficit en balanza comercial de bienes no petroleros, pues con el crédito externo se ha financiado el déficit en cuenta corriente.

En tercer lugar, porque se ha implantado un programa de fomento a las exportaciones como base del crecimiento económico. Este programa ha consistido en el aprovechamiento de las ventajas competitivas de las ramas económicas más importantes de la economía venezolana (petróleo, refinados, hierro y aluminio). Estas ramas serían los motores del crecimiento económico, principalmente debido al impulso que darían a ramas complementarias como empresas de servicios (comunicaciones, transportes, informática, etcétera), de bienes intermedios y de algunas manufactureras.

En cuarto lugar, porque para incrementar la productividad nacional se aplicó un programa amplio de privatización económica. El coeficiente de la inversión privada disminuyó el 29% del PIB en 1980 a 14.7% en 1990, 20% entre 1991 y 1993, 15.8% en 1994 y 15% en 1995. Con el retiro del Estado de la actividad económica el porcentaje tuvo una leve recuperación en los siguientes años de 1996 y 1997, sin embargo, se observa que la mayor parte de la inversión privada se concentró en actividades relacionadas a la industria petrolera y en las empresas de reciente privatización. Lo anterior indica claramente que la inversión privada en Venezuela no ha tenido incidencia en la creación de nuevas empresas¹³.

Y por último, porque se implantó el modelo privatizador de las principales empresas nacionales. En estas industrias se ha observado la incursión de un buen número de empresas transnacionales interesadas en la explotación rentable de abundantes recursos naturales. A través de esta política las empresas transnacionales han podido reestructurar sus operaciones en Venezuela, principalmente en todo el sector energético, integrado por las industrias del petróleo, gas, carbón y generación de energía eléctrica.

En el caso de la privatización de la industria del petróleo, el gobierno de Caldera incorporó diferentes mecanismos para su venta. Uno de esos mecanismos fue la cotización de acciones de PDVSA en la bolsa de valores local, como una forma de "privatizar fraccionando" los activos de esa industria. En este caso, el gobierno creó la Sociedad de Fomento de Inversiones Petroleras (SOFIP), una empresa filial de PDVSA encargada de colocar acciones de las empresas privatizadas en la bolsa de valores. En un principio, la idea era traspasar acciones de PDVSA a los trabajadores estatales venezolanos como parte del pago de las prestaciones sociales adeudadas, sin embargo, tal decisión fue abortada pues hubiera creado un mercado paralelo de acciones de la petrolera estatal, afectando con ello el precio de sus títulos de deuda en el exterior¹⁴.

Así pues, el modelo económico que ha seguido Venezuela en la última década ha estado estrechamente ligado al recetario económico neoliberal. En este marco, las políticas económicas diseñadas y puestas en práctica han tenido como base fundamental la estabilización económica y ajuste estructural promovidos por el FMI y el BM. De entre el recetario de políticas de ajuste estructural los mecanismos más importantes han sido:

¹³ Jean Acquatella Corrales, "Liberalización y Globalización: algunas implicaciones para el desarrollo de Venezuela", mimeo, Caracas, septiembre de 1997, p. 14.

¹⁴ Amado Fuguet, "Apertura Petrolera", en *América Economía*, No. 90, Miami, diciembre de 1994, p. 20.

1. La liberalización del comercio exterior;
2. La liberalización del sector financiero,
3. La desregulación del mercado laboral;
4. La promoción de exportaciones a través del modelo de aprovechamiento de las ventajas competitivas; y,
5. La privatización de las empresas públicas.

La liberalización de la economía venezolana tuvo un inicio tardío en relación con otros países de América Latina, pues comenzó a partir de la década de los noventa. En décadas anteriores el país acumuló una serie de problemas socioeconómicos que los diferentes gobiernos trataron de resolver con políticas monetaristas, las cuales estaban motivadas más por intereses políticos que en compromisos de reestructuración económica. En la actualidad esos intereses han mirado más hacia soluciones ortodoxas que a verdaderos cambios al modelo de desarrollo.

2.2 LOS MECANISMOS DE APERTURA DE PDVSA

Los siguientes indicadores explican por qué PDVSA es la empresa más importante de la economía venezolana. En 1996 aportó el 80% de los ingresos por exportaciones; 25% del PIB; pagó impuestos por US\$9,430 millones, equivalente al 60% de los ingresos estatales; y permitió mantener la política de subsidios a diferentes productos. Fue creada en 1975 como controladora de todas las actividades energéticas que anteriormente estaban en manos de industrias extranjeras. En los siguientes veinte años, la petrolera estatal ha transformado su estructura interna hasta un nivel en el cual las alianzas con el capital extranjero han sido vitales para su funcionamiento.

Desde su nacimiento hace más de dos décadas, PDVSA no ha dejado de crecer ni de reestructurarse. En sus inicios, PDVSA era una simple coordinadora y planificadora de operaciones de quince compañías grandes y pequeñas; actualmente tiene una estructura de conglomerado que incluye empresas operadoras locales y extranjeras (véase cuadro número 2). Esa estructura ha hecho a la empresa un prototipo del éxito empresarial entre las petroleras estatales del mundo¹⁵.

En efecto, PDVSA ha sido clasificada por revistas especializadas en petróleo como la *OIL & GAS JOURNAL* en el segundo lugar entre las industrias petroleras del mundo. Los criterios para la clasificación fueron los siguientes: por su tamaño (la empresa ocupaba en 1976 el sexto lugar mundial, y avanzó hasta el segundo sitio en 1994) y por su integración al mercado petrolero mundial (tiene inversiones en más de diez países y realiza operaciones de comercialización con más de treinta países aprox.)

Los ingresos de la industria del petróleo en Venezuela se han derivado de la producción y venta de petróleo crudo y gas, en estado natural y líquido, y de la refinación y comercialización de otros productos del petróleo. En el sector petroquímico los ingresos han provenido, principalmente, de la venta de compuestos, resinas plásticas y aditivos para combustibles y del *ORIMULSIÓN*¹⁶. La industria petroquímica ha tenido un crecimiento acelerado en los últimos años. Para mantener tal ritmo de crecimiento, PDVSA ha incrementado también las operaciones de exploración y producción, con el objetivo de elevar el volumen de las reservas petroleras y la capacidad de producción de petróleo, y con ello alimentar a la planta refinadora y petroquímica local.

¹⁵ Juan Carlos Baué, "La Industria Petrolera en México y Venezuela", en *Foro Internacional*, vol. XXXV, núm. 1, El Colegio de México, enero-marzo de 1995, p. 87.

¹⁶ El Orimulsión es un combustible sintético producido de la mezcla de aceite extrapesado bituminoso y agua mediante un proceso de emulsificación. El combustible es de precio más barato y menos contaminante que el combustible, un subproducto del petróleo, por lo que PDVSA lo ha ofrecido como una alternativa energética para plantas termoeléctricas.

Cuadro Número 2.										
ACTIVIDADES DE LA CORPORACIÓN PETRÓLEOS DE VENEZUELA										
	explora- ción	produ- cción	refina- ción	Almacén amiento	transp marítimo	merca- deo	Petro- química	comuni- cación	carbón	investi-gación y apoyo tec.
BITOR										
BOPEC										
BORCO										
CAR- BOZULIA										
CITGO										
CORPOVEN										
CVP										
DELTA VEN										
INTEVEP										
LAGOVEN										
MARAVEN										
NYNAS										
PALMAVEN										
PDV MARINA										
PEQUIVEN										
REFINERÍA ISLA										
RUHR OEL										
UNOVEN										
<u>OTRAS ACTIVIDADES</u>										
BARIVEN	COMPRAS Y FINANCIAMIENTO									
BISERCA	BIENES Y SERVICIOS									
CIED	ADIESTRAMIENTO									
INTERVEN	CONTROL Y SEGUIMIENTO DE NEGOCIOS INTERNACIONALES									
PDV AMÉRICA	INVERSIONES									
PDV INSURANCE	SEGUROS CORPORATIVOS									
PDV UK	INTELIGENCIA									

Fuente, PDVSA, *Informe Anual 1996, Op. Cit. P. 6.*

A fines de 1988, con las recurrentes caídas en el precio del energético, la empresa dejó de percibir ingresos suficientes para mantener proyectos de inversión a largo plazo. Gran parte de los ingresos de PDVSA ha sido retenida por el gobierno venezolano para cumplir con sus compromisos con la banca extranjera, obligando a la empresa a recurrir a montos cada vez más elevados de financiamiento externo. Ante tal situación, pronto se generalizó la idea entre los

administradores de PDVSA de que "era mejor asociarse que endeudarse"¹⁷.

El capital extranjero estaba dispuesto a invertir en Venezuela, y eso lo sabían los tecnócratas del gobierno. Gustavo Roosen, empresario, ex-presidente de la organización empresarial FEDECAMARAS y director de PDVSA entre 1992 y 1994 afirmó: "Cuando las compañías extranjeras realicen sus análisis de riesgo país, indudablemente se verán atraídas por lo que Venezuela tiene que ofrecerles: acceso a recursos de hidrocarburos líquidos casi ilimitados, cuya localización y extensión están claramente definidos, además de márgenes de ganancia atractivos dentro de un marco de tiempo razonable"¹⁸.

Esta visión denota que la asociación con capitales externos se realizaría más por necesidades financieras que por voluntad económica. Sin embargo, el proceso que siguió la apertura y la posterior privatización de varias actividades del sector demuestran lo contrario. A diferencia de las declaraciones oficiales respecto a los primeros contratos de asociación de PDVSA con empresas extranjeras, para estas últimas era un hecho que la ruta a seguir era la desregulación del sector, no sólo por los problemas financieros del gobierno, sino por cuestiones de reestructuración productiva de la empresa estatal y el nivel de integración con los mercados de consumo y con los CME.

Cuadro número 3 PDVSA EN NÚMEROS (DATOS 1996)	
Trabajadores en Venezuela	46,900
Trabajadores en el extranjero	6,700
activos totales	US\$45,500 millones
reservas totales de crudo	72 mil millones d/b
reservas de gas	24 mil millones d/be
ventas anuales brutas	US\$21,100 millones
utilidades netas	US\$2,010 millones
Fuente: con base en datos de PDVSA, <i>Informe Anual 1996</i> .	

La apertura petrolera en Venezuela ha marchado en tres direcciones. La primera de 1986 a 1989, cuando las asociaciones se presentaban principalmente en el exterior y en actividades de refinación en Europa y Estados Unidos; es la etapa en la que se profundiza la "Internacionalización de PDVSA". La segunda orientación se estableció con la firma de los acuerdos petroleros. En este punto se han distinguido tres tipos. El primero inició con el establecimiento de "joint-ventures" en actividades de refinación en territorio nacional. El segundo tipo con la firma de los contratos con compañías extranjeras para la recuperación de petróleo secundario en yacimientos maduros, inactivos o improductivos. Con este segundo tipo de acuerdo se firmaron los "convenios de asociación estratégica" de 1991 y los "convenios operativos" de 1993, 1996 y 1997. Finalmente, el tercer tipo inició en 1995 con la reforma legal a la Ley de

¹⁷ Carlos Domingo, María Fargier, et. al., "La Apertura Petrolera y El Capitalismo Rentístico Venezolano", en *Comercio Exterior*, vol. 6, núm. 11, México, noviembre de 1996, p. 229.

¹⁸ Cit. Pos. Carlos Domingo, Op. Cit. p. 229.

Hidrocarburos la cual permitió el ingreso de compañías extranjeras en actividades de producción en campos inexplorados, este tipo de acuerdo se materializó en los "convenios de Ganancias Compartidas" (1996).

La tercera orientación tiene que ver con la reorganización de PDVSA como casa matriz. El objetivo de esta tercera orientación fue transformar a la estatal de una empresa verticalmente integrada a un conglomerado transnacional.

2.3 LA INTERNACIONALIZACIÓN DE PDVSA

A principios de la década de los ochenta PDVSA puso en marcha la llamada "estrategia de internacionalización", la cual buscaba estrechar la participación de la empresa en los mercados de Estados Unidos y de Europa con la compra total o parcial de refinerías y sistemas de distribución.

La "internacionalización" se refiere a "la asociación con empresas extranjeras en actividades de refinación y distribución que aseguren el ingreso en los mercados aún en medio de una crisis petrolera". La internacionalización también se entiende como una garantía de "colocación en el extranjero del crudo y la profundización el desarrollo de la actividad petrolera interna con inversión extranjera en el área". La "internacionalización" fue diseñada para asegurar niveles estables y crecientes de suministro de petróleo y petroquímicos, mediante el acceso directo a los consumidores finales en el extranjero¹⁹.

La "internacionalización" de PDVSA inició en enero de 1986 cuando el entonces presidente Jaime Lusinchi aprobó tres contratos de compra de acciones de compañías en Suecia, Alemania, Estados Unidos y en algunos países del Caribe. En Suecia, PDVSA adquirió el 50% de las acciones de tres refinerías propiedad de *AB NYNÁS PETROLEUM*²⁰, por un valor de US\$36 millones. Las tres refinerías tenían una capacidad de procesamiento de 60 mil b/d. Con la compra de *NYNÁS*, PDVSA aseguró la entrega de 30 mil b/d²¹.

Con Alemania se amplió una asociación que existía desde 1983. En 1986 PDVSA compró por 136 millones de *DMark* (US\$58 millones aprox.) el 50% de un paquete de acciones de refinerías y un centro petroquímico propiedad de *VEBA OEL AG*²². El paquete estaba conformado por tres refinerías (*NEUSTADT*, *KARLSRUHE* y *SCHWEDT*), e incluía la participación en un complejo petroquímico y en un oleoducto. El convenio de compra estableció que PDVSA entregaría 100 mil b/d de petróleo crudo, y *VEBA* sería la operadora de las plantas y la comercializadora de los productos²³.

En 1986 se iniciaron las compras de instalaciones de refinación y centros de distribución en Estados Unidos, principalmente en los estados de la Costa Este, Texas y Luisiana. La primera de las compras fue el 50% de una red de distribución propiedad de la empresa *STEWART*²⁴. La operación tuvo un costo de \$11 millones y aseguró la comercialización de 42 mil b/d.

¹⁹ *Excelsior*, México, 7 de febrero de 1986. *UNO: La Revista de América*, año 1, num. 4, Madrid, enero de 1989, p. 28.

²⁰ *NYNÁS* fue fundada en 1931 en Estocolmo, Suecia. Se especializa en el procesamiento de petróleo extrapesado para la fabricación de combustibles y naftas. Hasta 1997 era propiedad de PDVSA y de *NESTE OY*, la empresa petrolera estatal de Finlandia. Cfr. *Financial Times Year Books*, Op. Cit., pp. 164-165, 359.

²¹ *Excelsior*, México, 7 de febrero de 1986, *Comercio Exterior*, vol. 36, núm. 3, México, marzo de 1986, p. 249.

²² *VEBA OEL* fue creada en Alemania en 1935 bajo el nombre de *HYDRIERWERK SCHOLVEN AG*. Sus actividades mundiales de negocios consisten en exploración, producción de petróleo y gas, procesamiento de petróleo crudo y petroquímicos, y mercadeo de petróleo y petroquímicos. *Financial Times Year Book*, Op. Cit., pp. 274-275.

²³ *Excelsior*, 7 de febrero de 1997, Op. Cit.

²⁴ *STEWART* es un pequeño distribuidor de refinados en la costa este de EU.

En febrero del mismo año, PDVSA compró el 50% de las acciones de la empresa *CITGO PETROLEUM CORPORATION*, de Lake Charles, Luisiana, por US\$300 millones. *CITGO* fue creada en 1910 por Henry L. Doherty con el nombre de *CITY SERVICE COMPANY*. Doherty fue un magnate petrolero de Luisiana que en la primera década del siglo combinó la producción de energía eléctrica con la producción y distribución de gas y petróleo²⁵. *CITY SERVICE COMPANY* cambió su nombre a *CITGO* en 1965. Durante la década de los setenta, *CITGO* fue colocada por sus administradores en la bolsa de valores, obteniendo en las transacciones grandes sumas de dinero que no reflejaban el valor real de la empresa. A finales de esa misma década, los especuladores bursátiles –uno de los engendros de la “reganomia”– lanzaron su ataque especulativo sobre las pequeñas empresas petroleras. La primera víctima fue precisamente *CITGO*. A principios de la década de los ochenta *CITGO* era la decimonovena compañía petrolera en Estados Unidos, y la trigésima octava compañía industrial en la lista de las 500 de *FORTUNE*. A pesar de lo anterior, las acciones de la compañía habían bajado a un tercio de su valor. En estas condiciones fue presa fácil de los “traders”. Primero la pequeña empresa petrolera *MESA* adquirió un paquete de acciones de *CITGO*, para posteriormente ofertarlas al doble de precio a *GULF* y finalmente a *OCCIDENTAL*. Esta última adquirió el 100% de las acciones de *CITGO* por US\$4,090 millones. En la operación el dueño de *MESA* –Boone Pickens, un famoso especulador de acciones de compañías petroleras– obtuvo ganancias por US\$30 millones en sólo un par de semanas²⁶.

OCCIDENTAL se encargó de dividir *CITGO* en dos partes: *CITY EXPLORATION AND PRODUCTION*, la cual fue fusionada a otra filial, la *OXY*; en tanto que las actividades de refinación, mercadeo y comercialización fueron atendidas por una nueva compañía llamada *CITGO PETROLEUM CORPORATION*²⁷. Finalmente, en 1984 *OCCIDENTAL* decidió vender a la recientemente creada *CITGO*. Los motivos de la venta de filial fueron, paradójicamente, los mismos por los que había adquirido *CITGO SERVICES*: Boone Pickens estaba especulando con acciones bursátiles de *OCCIDENTAL*, por lo que los directores de la empresa decidieron deshacerse de activos para impedir caer en manos de los “traders” financieros.

CITGO fue adquirida por *SOUTHLAND CORPORATION*, una de las más grandes cadenas de comercialización de gasolina y lubricantes de Estados Unidos, y propietaria de más de 15,300 estaciones de servicio repartidas por todo el mundo, a través del sistema de franquicias, bajo el nombre de “7-Eleven”²⁸. Para Ronald E. Hall, presidente de *SOUTHLAND*, la compra de *CITGO* era una gran oportunidad para ampliar sus operaciones en el campo de la venta de gasolina y lubricantes, sin embargo su inexperiencia en cuestiones de refinación y transporte de petróleo provocaron pérdidas por más de US\$15 millones en los primeros tres meses de administración de empresa recientemente adquirida²⁹.

²⁵ Daniel Yergin, *La Historia del Petróleo*. Op. Cit., p. 971.

²⁶ *Ibid.* Boone Pickens fue uno de los principales promotores de quiebras y fusiones de empresas petroleras en EU durante la década de los ochenta. Por ejemplo, participó ofertando en la compra de *GULF OIL CO.*, y aunque perdió en la subasta con *CHEVRON*, las ganancias que obtuvo sumaron US\$500 millones, todo en la especulación accionaria.

²⁷ *CITGO PETROLEUM CORP.*, *A Brief History of CITGO Petroleum Corporation*, folleto informativo, diciembre de 1996.

²⁸ *SOUTHLAND CORP.* tuvo participación en *CITGO* hasta 1995, año en que transfirió la propiedad total de la refinería a PDVSA. En 1995 *SOUTHLAND* tuvo ventas por US\$6,800 millones. Cfr. *Financial Times Year Books*, Op. Cit., p. 390.

²⁹ *CITGO PETROLEUM CORP.*, *A Brief History....* Op. Cit.

Ante la crisis administrativa y el ambiente depredador que contaminaba el sistema financiero de Estados Unidos durante esos años, Ronald Hall diseñó un plan de rescate administrativo y de reestructuración de *CITGO*. La estrategia consistía en la firma de un acuerdo de largo plazo para el suministro de petróleo crudo, buscar asistencia técnica para el manejo y transporte de petróleo y derivados, y obtener financiamiento de la factura petrolera. PDVSA era una de las empresas que entregaba petróleo a *CITGO* desde que aún era *CITIES SERVICE Co*. Fue precisamente la estatal venezolana la primera empresa en recibir la propuesta de Hall.

Luego de meses de estudio y negociación, PDVSA y *SOUTHLAND* firmaron, en 1985, un acuerdo de abastecimiento de largo plazo que incluía la entrega de petróleo durante veinte años y el pago de la factura petrolera en proporción a la venta final de productos. Posteriormente, a principios de 1986, PDVSA compró el 50% de las acciones de *CITGO*, las cuales incluían la refinería "LAKE CHARLES", en Luisiana. Tres años después la estatal venezolana adquirió la totalidad de la empresa. Con la compra del 50% de *CITGO*, PDVSA aseguró la colocación de 200 mil b/d de petróleo crudo y participación en el mercado estadounidense de productos refinados. Coincidentemente, semanas después de la compra de las acciones de *CITGO* se descubrieron nuevos yacimientos de petróleo pesado en Monagas, lo que indicó el buen negocio que resultaría la compra total de la empresa.

La adquisición de *CITGO* por parte de los venezolanos provocó un gran descontento en círculos petroleros estadounidenses. La crítica que estos hacían a la incursión de PDVSA en territorio norteamericano era bastante simplista: ¿Cómo es posible que PDVSA pudiera comprar refinerías en el exterior si el país completo no tenía recursos para pagar sus adeudos con la banca mundial?³⁰.

Para evitar las presiones negativas del "Lobby petrolero" en el congreso de Estados Unidos, PDVSA corrió el rumor de la posible venta de su participación en *CITGO*, al mismo tiempo, desplegó toda una campaña de "cabildeo" en la Cámara de Representantes. Después de meses de cabildeo y de rumores, PDVSA anunció que en definitiva no vendería sus acciones del complejo refinero *CITGO*. La preocupación estadounidense por posesión absoluta del Estado venezolano de esa empresa había cesado. Estados Unidos se mostró favorable a la permanencia del monopolio venezolano como propietario absoluto de *CITGO*, entre otras razones, porque con la operación PDVSA se convertía en una garantía de suministro, antes que en un peligro de desabasto de petróleo³¹. Con el visto bueno del gobierno estadounidense, PDVSA inició una serie de adquisiciones de refinerías que pasarían a ser parte del sistema de Refinación y comercialización de *CITGO*.

La primera de esas adquisiciones la realizó en abril de 1986 con la compra del 50% de la refinería *CHAMPLIN*, en Corpus Christi, Texas. Esta operación permitió a la petrolera venezolana la colocación de 160 mil b/d de hidrocarburos en el mercado texano. El aspecto más importante de esta operación fue que PDVSA tuvo la oportunidad de participar en los sistemas de distribución y mercadeo de combustibles (principalmente gasolina para automóvil) en la región sureste de

³⁰ *Excelsior*, México, 28 de mayo de 1986.

³¹ *El Universal*, México, 7 de julio de 1990.

Estados Unidos. PDVSA compró la totalidad de la CHAMPLIN en octubre de 1988³².

La segunda operación ocurrió en octubre de 1988 con la compra de acciones de dos grandes refinerías: la *TENNECO*, en Lemont, Illinois, y la *TENNECO* en Luisiana. Ambas refinerías tenían una capacidad de procesamiento conjunto de 300 mil b/d.

La tercera operación fue realizada en enero de 1989 con la firma de un convenio de "joint-venture" con las empresas *SUN CORPORATION*³³ y *AMERADA HESS CORPORATION*³⁴, para la refinación y venta de gasolina en el mercado de la Costa Oeste de Estados Unidos. En ese año, *SUN* vendía gasolina a unas seis mil estaciones de servicio en la Costa del Pacífico. Con el "joint-venture", PDVSA quedó en condiciones de competir contra la alianza *SAUDI ARABIAN OIL CO-TEXACO (STAR ENTERPRISE)* en la venta al detalle de gasolinas en dicha porción del mercado. *STAR ENTERPRISE* fue fundada en 1988 como un "joint-venture" encargada de refinar, distribuir y comercializar derivados del petróleo en veintitrés estados de la costa del Pacífico de Estados Unidos. *STAR ENTERPRISE* nació con tres refinerías, cincuenta terminales de distribución, un mil cuatrocientas estaciones de servicio, y con contratos firmados para el abastecimiento a más de once mil franquisiantes. La fuerza operativa de *STAR* la colocaba entre las primeras cinco grandes distribuidoras de combustibles y aditivos automotores en Estados Unidos. Para PDVSA resultaba estratégica la alianza con *SUN* y *AMERADA* si quería penetrar en el mercado de gasolina de Estados Unidos³⁵.

La quinta operación fue la adquisición de *SEAVIEW OIL Co.* propietaria de la refinería *PAULSBORO*, en Nueva Jersey, con capacidad para refinar 84,000 b/d de asfalto. Con esta compra, PDVSA se ingreso al mercado de asfalto en el mercado de la Cuenca del Misisipi.

Por último, en octubre de 1992 PDVSA adquirió la totalidad de las acciones de la refinería *SAVANNAH* y el 11% de la refinería *LYONDELL*, la primera ubicada en la ciudad del mismo nombre en el estado de Georgia, la segunda en la ciudad de Houston. Para la compra de la refinería *SAVANNAH* se pagaron US\$17 millones a la petrolera *AMOCO CORPORATION*³⁶. La capacidad de refinación de esta planta era de 50,000 b/d de crudo pesado, de los cuales 28,000 b/d correspondían a la producción de asfalto --la producción total de asfalto alcanzaba ya los 110,000 b/d, con lo que PDVSA se convirtió en el primer distribuidor del producto en los estados

³² *Comercio Exterior*, vol. 36, núm. 5, México, mayo de 1986, p. 421. *UNO, La Revista de América*, año 1, núm. 2, Madrid, noviembre de 1988, p. 28.

³³ *SUN Co.* es una de las empresas petrolera más viejas de EU. Fue fundada en 1886 bajo el nombre de *SUN OIL Co.* en la ciudad de Ohio. Sus actividades de negocios son la refinación de petróleo crudo, comercialización de refinados, importación y exportación de refinados, transportación de petróleo crudo, refinados y petroquímicos. También produce petróleo en pozos de Canadá y Reino Unido. Es una de las principales proveedoras de aceites, lubricantes y aditivos para las empresas automotrices del medio-este de EU, y el este de Canadá. También, por último, tiene inversiones en minas de carbón en EU. En 1995 tuvo ventas brutas por US\$10,419 millones, e ingresos netos por US\$140 millones. Cfr. *Financial Times Year Books, Op. Cit.* pp. 248-249.

³⁴ *AMERADA HESS* fue fundada en febrero de 1920 en Delaware. Sus negocios incluyen la exploración, producción, compra, y distribución y mercadeo de refinados. Sus actividades de producción las realiza en Estados Unidos y Canadá, principalmente, y en Noruega, Reino Unido, Tailandia, Indonesia, Mozambique y Gabón. Sus trabajos de refinación los realiza en Islas Virgenes, donde produce 377,000 b/d. En 1995 tuvo ventas brutas por US\$7,525 millones, y pérdidas por US\$394,413 millones. Cfr. *Financial Times Year Books, Op. Cit.*, p. 9-10.

³⁵ *Ibidem*, pp. 234-235.

³⁶ *AMOCO* fue creada en 1889 en Indiana, bajo el nombre de *STANDARD OIL OF INDIANA*. Es una de las grandes CME, con inversiones en cerca de 40 países. En 1995 tuvo ventas brutas por US\$31,000 millones, e ingresos netos por US\$1,800 millones. Cfr. *Financial Times Year Books, Op. Cit.*, pp. 15-16.

de Georgia, Luisiana, Arkansas, Misipi, Misuri, Illinois y Tennessee (la Cuenca del Misipi) *LYONDELL*, por su parte, podía procesar 265,000 b/d de petróleos pesado y liviano, de hecho, también podía producir cualquier tipo de derivado petrolífero, desde gasolina y queroseno, hasta petroquímicos primarios y asfalto. En 1997 PDVSA planeaba adquirir el resto de la refinería *LYONDELL* pagando en el futuro el equivalente en petróleo por US\$200 millones. La operación beneficiaría a PDVSA, ya que podría procesar petróleo pesado y extrapesado de sus reservas de la Faja del Orinoco, incrementando la producción de esta zona.

Junto con la compra de *LYONDELL*, *CITGO* acordó con *AMOCO* una inversión conjunta por US\$400 millones para incrementar la capacidad de producción de derivados petroleros y aumentar el procesado de petróleo pesado de 120,000 a 200,000 b/d. Para ello se realizarían trabajos de ampliación de la refinería, los cuales concluirían a mediados de 1997. Para entonces, la participación de PDVSA en la refinería *LYONDELL* de Houston se incrementaría al 53%³⁷.

Con la compra de *SAVANNAH* y *LYONDELL*, PDVSA controlaba en 1989 seis refinerías en Estados Unidos; la refinería de *CITGO* en Lake Charles era la más grande (véase cuadro número 4). Todas las refinerías quedaron bajo la dirección de *CITGO*, con lo que la empresa se convirtió en una de las compañías de mayor crecimiento en Estados Unidos, en el tercer distribuidor de gasolina (12,000 millones de galones al año), en el primer complejo distribuidor de productos (14,000 estaciones de servicio) y en uno de los más importantes refinadores de todo el país (835,000 b/d).

La fuerza comercial de *CITGO* en Estados Unidos no sólo ha consistido en la venta de gasolina al detalle, también es un importante productor de petrolíferos. Por ejemplo, la refinería *CIT-CON*, en Lake Charles, produce cera, parafina y lubricantes --en los primeros dos productos esta planta ocupa el primer lugar nacional. En otras refinerías del complejo refinador de *CITGO* se produce gasavión, petroquímicos y refinados industriales. En el caso del combustible para aviones, la producción total de *CITGO* se ha comercializado en diecinueve aeropuertos distribuidos por todo el país, entre los que destacan el "Aeropuerto Internacional de Miami" y el "Aeropuerto Internacional O'Hare de Chicago"³⁸.

Las operaciones realizadas en Estados Unidos según la estrategia de la "internacionalización" de PDVSA han modificado, sin duda, las relaciones energéticas entre esta potencia y Venezuela. Sobre este aspecto hablaremos en detalle en el capítulo tercero. Baste decir que la compra de instalaciones en Estados Unidos fue una muestra de autonomía administrativa de PDVSA con respecto de su gobierno. Como veremos más adelante, la autonomía administrativa y financiera de la estatal fue otorgada en septiembre de 1982 para mantener flexibilidad en el tratamiento de crisis de precios en el mercado mundial del petróleo. Esa misma autonomía marcó el inicio de la etapa de la post-nacionalización de PDVSA³⁹.

³⁷ *El Universal*, México, 24 de octubre de 1992.

³⁸ CITGO PETROLEUM CORP., *A Brief History...*, Op. Cit.

³⁹ Geoge Philip, "Oil dependency and market-oriented reform: the case of Venezuela", mimeo, Caracas, octubre de 1997, p. 5.

Cuadro Número 4. SISTEMA DE REFINACIÓN DE PDVSA EN EL EXTERIOR					
	capacidad instalada (bd)	participación PDVSA (%)	suministro de crudo		
			1996	1995	1994
Curazao					
Refinería Isla	310	arrendamien- to	186	186	185
Estados Unidos					
Lake Charles, LA	320	100	141	145	131
Corpus Christi, TX	140	100	130	129	126
Paulsboro, NJ	84	100	37	35	36
Savannah, GA	28	100	15	13	13
Houston, TX	265	11*	165	135	121
Lemont, IL	153	50	144	130	123
Total EU	990		632	587	550
Europa					
Gelsenkirchen, Al	226	50	---	---	---
Neustadt, Al.	144	25	---	---	---
Karlsruhe, Al	174	16.5	202	192	218
Schwedt, Al.	240	18.8	---	---	---
Nynasham, Sue.	25	50	---	---	---
Antwerp, Bel	14	50	---	---	---
Gothnburg Sue.	11	50	56	64	64
Dundee, Esc	10	50	---	---	---
Eastham, Ing.	26	25	---	---	---
Total Europa	870		258	256	282
Total Mundial	217		1076	1029	1017
(*) Este porcentaje aumentaría un 42% en 1997 cuando se concluyera el proyecto de expansión Lyondell-CITGO. Fuente: PDVSA, <i>Informe Anual 1996</i> . Op. Cit.					

Por otra parte, en lo que respecta a las operaciones de "internacionalización" en el Caribe, en 1985 PDVSA incorporó a su sistema de refinación la refinería *ISLA*, ubicada en Curazao. En un principio fue tomada en arrendamiento por cinco años al gobierno de Antillas Neerlandesas. *SHELL*, antigua propietaria, la vendió al gobierno de Curazao, quien a su vez la administraba bajo una empresa estatal, la *REFINERÍA KOSOU*. PDVSA firmó un acuerdo de arrendamiento por U\$11 millones de renta anual.

La planta fue transformada por PDVSA como centro de costo, es decir, como refinería de crudos pesados y terminal de hidrocarburos. Para realizar estas funciones, PDVSA equipó la refinería con tecnología inexistente en otras refinerías de su propiedad, o complementaria para la industria petrolera de su país. PDVSA también planeó reactivar las secciones clausuradas por *SHELL* si se lograban los objetivos económicos planteados. El director general de *CITGO*, Remigio Fernández, afirmó que el puerto de altura que poseía la refinería *ISLA*, le permitía

a

PDVSA "mayor flexibilidad comercial" que las que brindaban las terminales portuarias de baja profundidad en Venezuela. Se esperaba, pues, poder recibir buques de gran calado para la carga de refinados en la terminal petrolera de Curazao. PDVSA abastecía de crudo a la refinería desde hacía décadas atrás⁴⁰.

Las actividades principales de la refinería ISLA han consistido en la producción de una amplia gama de productos entre los cuales han destacado el gas licuado de petróleo, naftas, gasolina, polímeros, queroseno, diesel, turbosina, destilados, sulfuro, fuel oil, lubricantes y asfalto. Estos productos se han comercializado en el mercado venezolano y, en gran medida, en algunos países insulares del Caribe, Estados Unidos, Centro y Sudamérica y en algunos países de Europa.

La refinería ISLA ha sido muy importante en la política de "internacionalización de PDVSA", pues ha suministrado servicios de procesamiento y transbordo de PDVSA a sus filiales, tanto en Estados Unidos como en Europa. Además, por su excelente posición geográfica ISLA ha podido atender fácilmente todo el mercado del Caribe. Muestra de lo anterior fue la firma de acuerdos comerciales y de cooperación técnica entre NYNÁS, MARAVEN y Refinería ISLA, con el objeto de incrementar la producción de gasolina y lubricantes para colocarlos en mercados de Europa y el Caribe⁴¹.

EMPRESA	monto del capital mdd	% de participación
Afiliadas CITGO	791	100%
UNO-VEN	250	50%
Ruhr Oel GmbH	232	50%
AB Nynäs Petroleum	84	50%
Monómeros Colombo-Ven	36	47%
Afiliadas BITOR	1	--

Fuente: PDVSA, *Informe Anual 1996.*, Op. Cit.

En 1990, PDVSA compró en US\$120 millones a la norteamericana CHEVRON OIL COMPANY una terminal petrolera e instalaciones de almacenamiento en Freeport, Bahamas. Las instalaciones en la isla Grand Bahamas tenían una capacidad para almacenar 20 millones de barriles de petróleo, equivalentes a 25 días de exportaciones de Venezuela hacia Estados Unidos. Freeport dista a unos 200 km de Florida, por lo que por su posición estaría en capacidad de surtir de petróleo crudo a las refinerías SAVANNAH, LAKE CHARLES y PAULSBORO. El área total del terreno, con su patio de tanques y terminal de aguas profundas para tanqueros de gran calado, es de 252 hectáreas⁴².

⁴⁰ OPEC BULLETIN, vol. XVI, No. 9, Viena, noviembre de 1985, pp. 57-58.

⁴¹ PDVSA, *Informe Anual 1995*, Op. Cit., p. 31.

⁴² *El Universal*, México, 31 de julio de 1990.

En síntesis, todas las adquisiciones realizadas por PDVSA entre 1986 y 1996 han tenido como objetivo principal contrarrestar las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo. PDVSA ha afirmado en diferentes ocasiones que la estrategia de "internacionalización" ha sido positiva para la empresa por las siguientes razones:

- 1.- Ha permitido PDVSA convertirse en una empresa exportadora de petrolíferos y no sólo en un exportador de petróleo crudo,
- 2.- PDVSA ha podido penetrar en los mercados de sus principales compradores, establecer sus propios canales de distribución y llegar al consumidor final sin intermediación de algún CME, y,
- 3.- Derivado del punto anterior, PDVSA se ha convertido en una empresa competidora de los CME en el mercado de refinados y petroquímicos primarios;

La "internacionalización" no significa la privatización de PDVSA, por el contrario, lo que hizo fue impulsar a la empresa hacia un proceso de reestructuración interna y externa que le permitió asumir un nuevo papel en capitalismo globalizado de fin de siglo. Con la "internacionalización", PDVSA se convirtió de una empresa petrolera estatal exportadora de materias primas energéticas (petróleo, gas y carbón), a un conglomerado petrolero transnacional, de propiedad estatal, especializado en la producción local y externa de petroquímicos primarios y en la comercialización internacional de manufacturas petroleras (ORIMULSIÓN, combustibles automotores, Metil-terbutil-eter, lubricantes, aceites, etcétera).

Cuando a la estrategia de "internacionalización" se le relacionó con la política de la apertura petrolera, entonces todos los esfuerzos de reestructuración de PDVSA tomaron otro sentido: si se podían firmar acuerdos de producción en el exterior, ¿Por qué no firmar acuerdos similares para funcionar en territorio venezolano?. Con la política del "gran viraje" se inició la "apertura petrolera", y por tanto, la estrategia de PDVSA se alineó a las necesidades del capital petrolero transnacional.

Es por ello que la estrategia de "internacionalización" fue bien recibida por Estados Unidos, quien ha estado buscando diversificar sus importaciones de petróleo del Medio Oriente, pero sobre todo porque la "internacionalización", a partir de 1990, se ha basado en una lógica política más que comercial y ha coincidido con la estrategia imperialista de Estados Unidos por crear una zona de libre comercio hemisférica (ALCA), principalmente en la integración energética continental.

Alan Stoga resumió la importancia de la "internacionalización de PDVSA" en tres factores:

1. "(...) representa un cambio visible de una manera de ver las cosas con la óptica tercermundista, acercándose a un manejo de las amplias reservas venezolanas de energía con una visión típica de un país del primer mundo e industrializado. En el pasado, el país se posicionó (sic) como un adversario de los países consumidores de energía; en el futuro, Venezuela podría convertirse en un socio industrializante de los consumidores. Sin duda la reorientación estratégica de la energía ha sido vista por muchos fuera del país como un indicador positivo de la futura dirección política y económica de Venezuela "

2. "(...) la presente crisis en el Medio Oriente⁴³ ciertamente no será la última de esta inestable región. Si los precios colapsan a fin de año, no será el resultado de un nuevo crecimiento en la producción sino de la caída de la demanda de petróleo a medida que la economía mundial se desliza hacia una recesión. Venezuela se ha beneficiado de esta crisis por su exceso de capacidad; se beneficiará de la próxima crisis así como de un eventual crecimiento cíclico de la demanda si el incremento propuesto de la capacidad se pone en marcha.
3. "(...) PDVSA ha propuesto un programa de expansión de 25 mil millones de dólares en los próximos cinco años. Realmente, una propuesta tan ambiciosa sólo puede ser financiada con conversión sustancial de socios extranjeros. Aún después de la reestructuración de la deuda del año pasado, Venezuela ha tenido acceso a nuevos préstamos de los bancos internacionales o del mercado internacional de bonos. Los ingresos propios del petróleo serán sólo para comenzar, pero no para sostener la recuperación económica. "La fuente más probable de un nuevo flujo de capitales es la inversión extranjera directa. Los inversionistas extranjeros regresarán a Venezuela si las reformas económicas continúan, si el marco legal que protege a las inversiones extranjeras se mejora y si se encuentran disponibles oportunidades razonablemente atractivas de inversión tales como las incorporadas en el plan de PDVSA, los programas de aluminio y las privatizaciones mayores"⁴⁴.

Así pues, cuando se combinó la "internacionalización" con la política de apertura del sector petrolero, PDVSA inició una nueva etapa en su historia: la etapa de la postnacionalización. Esta etapa se ha distinguido por el fortalecimiento de la petrolera estatal en sus operaciones en el exterior, así como por la privatización de la industria petrolera venezolana.

A raíz de lo anterior PDVSA se ha colocado como la potencia energética de América Latina. Ha desplazado a México del primer lugar en la producción de petróleo y a Brasil en la producción de refinados y petroquímicos. Además, ha conseguido atraer a su industria energética nacional la mayor cantidad de inversión extranjera destinada a la industria petrolera latinoamericana.

Los Planes de Negocios de PDVSA 1990-1996 y 1997-2006 han estado encaminados a colocar a Venezuela a la cabeza de los productores latinoamericanos de petróleo. PEMEX por ejemplo, que desde principios de la década pasada ha reducido permanentemente la inversión productiva en la industria, no ha puesto interés por seguir los pasos de la estrategia de la "internacionalización" de PDVSA. El principal problema para la petrolera mexicana ha sido la descapitalización a que ha sido sometida, lo que le ha impedido llevar adelante algún programa de internacionalización similar al de PDVSA.

⁴³ Se refiere a la Guerra Irak-Kuwait y a la posterior intervención militar comandada por Estados Unidos.

⁴⁴ Alan Stoga, "Privatizaciones Latinoamericanas", en *El Financiero*, México, 15 de marzo de 1991.

Los intentos de "internacionalización" de PEMEX han sido modestos. En 1989 creó la subsidiaria *PMI COMERCIO INTERNACIONAL*, una empresa dedicada a la comercialización de petróleo y derivados a escala internacional. Con PMI se logró adquirir el 34.5% de la compañía española *PETROLEOS DEL NORTE S.A. (PETRONOR)*, y en enero de 1990 logró la compra del 3% de las acciones de *REPSOL*. Por otro lado, PEMEX ha contactado algunas refinerías en Estados Unidos para la firma de "joint-ventures", planes que sin embargo no han sido tan ambiciosos como los de PDVSA.

En el caso de Brasil, *PETROBRAS* la empresa estatal del petróleo, creó en 1972 la empresa *BRASPETRO* como operadora internacional de todas sus actividades. *BRASPETRO* cubre todas las operaciones de la empresa matriz, desde la exploración y producción, hasta la refinación, transporte, mercadeo y venta de servicios y transferencia de tecnología. Algunas de sus empresas subsidiarias son: *PETROBRAS AMERICA INC.*, *PETROBRAS ARGENTINA S.A.*, *PETROBRAS UK LTD.*, *BRASPETRO OIL SERVICES Co. (BRASOIL)*, y *CATLEIA OIL Co.* (subsidiaria de *BRASOIL*)⁴⁵.

Desde la década de los setenta *BRASPETRO* ha realizado negocios en diversos países, aún fuera de América Latina. La mayoría de esos negocios los realizó en forma de "joint-ventures" con otras transnacionales; en África, por ejemplo, financió proyectos de exploración y producción por más de US\$1,000 millones, entre 1973 y 1984. Uno de los destinos de las inversiones brasileñas fue Angola, donde creó la *EMPRESA DE SERVICIOS PETROLIFEROS DE ANGOLA (ESPA)*⁴⁶ para prestar servicios de consultoría petrolera a la estatal angoleña *SONAGOL*, hoy desaparecida. Angola fue durante los setenta un país importante para el comercio energético de Brasil. Las compras de petróleo angoleño sumaban 10,000 b/d en 1985. Otros países donde operó *BRASPETRO* fueron Mozambique, Argelia y Libia. Además de las operaciones de exploración y producción que realizaba en África, *PETROBRAS* exportaba, a través de su subsidiaria *INTERBRAS* una gran variedad de productos petroquímicos por un valor de US\$2,200 millones en 1985⁴⁷.

Durante 1995, *BRASPETRO* operó en ocho países: Angola, Argentina, Ecuador, Reino Unido, Estados Unidos, Colombia, Bolivia y Libia, con producción en los seis primeros. Para Brasil la producción externa de petróleo ha sido fundamental para aliviar las importaciones de crudo, 600,000 b/d en 1996. Por lo tanto, la internacionalización de *PETROBRAS* ha estado encaminada a la exploración y producción externa.

A diferencia de los intentos de internacionalización de *PETROBRAS* y de *PEMEX*, la estatal venezolana ha invertido en empresas refinadoras, distribuidoras y comercializadoras, dentro de un plan de desarrollo diseñada a consumir el petróleo producido en el interior. Además, los objetivos en las tres estrategias de internacionalización han sido diferentes: *PEMEX* ha intentado asegurar un sólo cliente en el mercado europeo y producir gasolina para el mercado mexicano; *PETROBRAS*, por su parte, ha buscado reducir el déficit petrolero de su país.

⁴⁵ Fuente, *PETROLEOS DO BRASIL*, julio de 1997.

⁴⁶ ESPA es actualmente *BRASOIL*, empresa dedicada a actividades de consultoría y asistencia técnica en todo lo relacionado a la industria petrolera. Véase, *Financial Times Year Books*, Op. Cit., p. 195-196.

⁴⁷ *OPEC Bulletin*, vol. XVI, núm. 10, Viena, diciembre-enero de 1985, p. 57.

PDVSA debió continuar con la estrategia de internacionalización tal y como fue pensada en sus inicios. Así mismo, debió abandonar esa relación forzada con los CME en Venezuela, operaciones que la misma estrategia de "internacionalización" ha demostrado que los venezolanos pueden hacer muy bien.

2.4 LOS CONTRATOS PETROLEROS, 1990-1997.

A principios de los noventa PDVSA se embarcó en la llamada "apertura petrolera". Esta estrategia ha sido establecida como un conjunto de fórmulas para incentivar al capital, principalmente extranjero, a invertir en todos los segmentos de negocios donde anteriormente PDVSA realizaba trabajos en solitario.

La apertura se ha realizado a través de contratos, sociedades y empresas mixtas entre PDVSA y empresas nacionales y extranjeras. Los contratos firmados han sido de tres tipos. El primero, los contratos de servicio, llamados también "contratos operativos". Entre 1990 y 1997 se han realizado tres rondas de asignación de estos tipos de contratos: los contratos de reactivación de pozos inactivos, marginales o agotados (1989); los convenios operativos con empresas privadas para la producción de productos petróleo, petroquímicos, carbón y el abastecimiento de servicios industriales de 1996; los convenios operativos, o "tercera ronda" (1997).

El segundo tipo fueron los acuerdos de "alianza estratégica" para producir crudo extrapesado de la Faja Petrolera del Orinoco y desarrollar los yacimientos de gas natural de los yacimientos marinos del Golfo del Paria (1993); proyectos relacionados con las empresas estratégicas (empresas mixtas o "joint-ventures") para la producción de ORIMULSIÓN, productos petroquímicos, carbón y suministros de servicios industriales.

El último tipo de acuerdos fueron los contratos de "ganancias compartidas" (1996) para la exploración y explotación de áreas potencialmente ricas en petróleo pesado y ligero. Con el esquema de contratos de ganancias compartidas buscaba incrementar los niveles de producción de petróleo según las metas establecidas en el "Plan de negocios 1996-2005".

A la par que fueron firmándose esos tres tipos de acuerdos de producción petrolera, se crearon esquemas de producción conjunta PDVSA y empresas extranjeras bajo el sistema de "joint-ventures". En este caso destacan: el "Proyecto Cristóbal Colón"; "joint-ventures" para la producción de ORIMULSIÓN; "joint-ventures" para la producción de petroquímicos", relacionados con la privatización de PEQUIVEN, y "joint-ventures" para la producción de carbón, relacionados a su vez con la privatización de CARBONES DEL ZULIA S. A. (CARBOZULIA)⁴⁸

⁴⁸ CARBOZULIA es la filial de PDVSA encargada de la explotación y comercialización del carbón. Sus trabajos los realiza principalmente en la Cuenca Carbonífera del Guasare-Socuy-Cachiri, ubicada en el estado de Zulia. Venezuela cuenta con reservas del mineral por 1,380 millones de tn. en yacimientos conocidos, de los cuales 781 millones se encuentran en dicha cuenca. La explotación de los recursos los realiza CARBOZULIA en asociación con AGIP CARBONE -filial de la italiana ENI- y la norteamericana ARCO. En 1996 realizó exportaciones de 3.604 millones de tn. métricas a EU, Holanda, Italia, Francia y Portugal, obteniendo ingresos por US\$56.6 millones. Véase, Pedro Cunill Grau, *Venezuela II. El Espejismo Petrolero*. Biblioteca Iberoamericana, México, 1990, p. 22. PDVSA, *Informe Anual 1996*. Op. Cit., p. 49.

2.4.1 LOS CONVENIOS OPERATIVOS

Para la reactivación y operación de campos petroleros se celebraron convenios de servicio con empresas nacionales y extranjeras. Hasta 1997 se habían firmado treinta y tres contratos operativos, de los cuales sólo quince estaban en ejecución. Los contratos operativos fueron concursados en tres rondas de licitación entre 1990 y 1970.

La primera ronda se realizó en 1991, con el "Programa de Reactivación de Campos Petroleros". En ella se licitaron varias áreas para reactivar pozos marginales o inactivos en la Faja Petrolera del Orinoco⁴⁹. Para ello se suscribieron 13 "convenios operativos" entre las filiales de PDVSA (MARAVEN, CORPOVEN Y LAGOVEN) y las empresas y veintisiete consorcios ganadores.

La segunda ronda de licitación de campos petroleros marginales o inactivos se realizó en marzo de 1995. En esta ocasión se licitaron catorce áreas de producción con empresas multinacionales⁵⁰. La producción de esos campos se esperaba alcanzara 300,000 b/d para 1998 y 450,000 b/d para 2003. Las reservas probadas en esos campos marginales alcanzarían los 2,000 millones de barriles de crudo ligero y mediano (más de 20° API). Para la producción de esos campos se ha utilizado lo último en tecnología de perforación. Por ejemplo la perforación horizontal ha incrementado en 8 veces la producción de los pozos explotados por sistemas tradicionales de perforación⁵¹.

De las dos jornadas sólo veintisiete campos fueron asignados a petroleras privadas. De esos campos quince se encontraban hasta 1996 en su fase de producción. Los campos asignados bajo el esquema de acuerdos operativos son los indicados en el cuadro número cinco.

En noviembre de 1996 se anunció la tercera ronda de licitación para la asignación de veinte campos petroleros ubicados en los estados de Anzoátegui, Falcón, Monagas y Zulia, y que en total abarcaron una superficie de 7.800 kilómetros cuadrados⁵². En esta tercera ronda de licitación se planeó dejar cinco campos para la inversión exclusiva de empresas venezolanas, hecho que no se contempló en las dos jornadas anteriores y que provocó críticas agudas a este tipo de acuerdos. Como reconoció PDVSA, la tercera ronda representaba una oportunidad histórica para el sector nacional "al ser la primera vez que (podían) participar como

⁴⁹ La faja petrolera del Orinoco cubre un área de 54 000 km² y guarda más de un billón de barriles de petróleo extrapesado. Este tipo de crudo contiene una gran cantidad de minerales asociados (zinc, azufre, níquel, etcétera) y su gravedad es de menos de 10° API. Es por ello que su producción resulta incoasteable con técnicas tradicionales de extracción. Además, refinarlo resulta demasiado costoso. Del total de reservas que existen en la zona sólo 270,000 millones son considerados potencialmente comercializables, y de esa cantidad, 36,300 millones forman parte de las reservas totales de Venezuela (50%). Cfr. Juan Carlos Baué, "La Industria Petrolera en México y Venezuela", *Op. Cit.*, p. 91; *Country Analysis Brief: Venezuela*, *Op. Cit.*, p. 3.

⁵⁰ Las empresas multinacionales fueron: SHELL, TOTAL, BRITISH PETROLEUM, MAXUS, OCCIDENTAL Y HUYDAI. *PDVSA Contact Newsletter*, No. 46. Caracas, agosto-septiembre de 1995.

⁵² En total se otorgaron contratos de producción para 3,000 pozos perforados, de los cuales 700 estaban activos. Los bloques asignados fueron los siguientes: (Área Oeste) La Concepción; Ambrosio; Cabimas; LL-652; B-2-X.68/79; B-2-X.70/80; Intercampo; Bachaquero S.O.; Cretácico S.; Mene Grande; La Vela Costa Afuera; (Área Este) Kaki*; Caracoles; Maulpa*; Mata*; Dación; Acema*; Casma Anaco*; Onado; Boquerón. Los bloques señalados con asterisco fueron reservados para los inversionistas locales.

operadoras en actividades de exploración y producción petrolera en el país⁵³.

La licitación en la tercera ronda se realizó en dos etapas. La primera consistió en el registro y precalificación de los interesados, la cual concluyó en diciembre de 1996. En esta etapa PDVSA solicitó información a las empresas interesadas sobre su capacidad financiera, así como datos sobre la capacidad técnica para poder realizar los trabajos de operación. La segunda etapa consistió en la preselección de los participantes para entrar a la fase de licitación final. La asignación de los campos se efectuó en noviembre de 1997.

Cuadro número 5 CAMPOS ASIGNADOS EN LAS SEGUNDA Y TERCERA RONDAS DE CONTRATOS OPERATIVOS	
CAMPOS ASIGNADOS	EMPRESAS
zona centro:	
Guárico Occidental	Mosbacher
Guárico Oriental	Teikoku
Sanvi-Güere	Teikoku
zona oriente:	
Quiamare-LaCeiba	Astra-Ampolex-Tecpetrol-Sipetrol
Oritupano-Leona	Pérez Companc-Norcen-Corod
Jusepin	Total - Amoco
Quiriquire	Maxus - BP - Otepi
Pedernales	BP
Uracoa-Bombal-Tucupita	Benton - Vinccler
zona occidente:	
Colón	Tecpetrol-Corexland-Wascana-Nameco
Desarrollo Zulia Occidental	Cía Occidental de Hidrocarburos
Urdaneta Oeste	Shell
Falcón Oeste	Samson-Vepica-Petrolago-Ingeniería 5020- Petrolago
Falcón Este	Pennzoil-Vinccler
Boscán	Chevron
Fuente, PDVSA, <i>Informe Anual 1996, Op. Cit.</i>	

De los 20 campos licitados sólo 18 fueron asignados a igual número de consorcios, trece extranjeros y cinco venezolanos. En el caso de las empresas nacionales, estas tenían la posibilidad de firmar asociaciones con empresas extranjeras, siempre y cuando la dirección de las operaciones quedara en sus manos. Además, para el financiamiento de los trabajos, las empresas nacionales podían recurrir a la SOFIP, hasta por el 10% del total de las inversiones planeadas.

⁵³ PDVSA, *Informe Anual 1996, Op. Cit.*, p. 24.

Para PDVSA, las ventajas de la tercera ronda serían las siguientes:

1. Se realizarían inversiones durante la duración de los contratos por US\$6,000 millones.
2. La producción diaria de los pozos alcanzaría 300 mil b/d.
3. Se reactivarían 3000 pozos, la mayoría productores de crudo liviano y mediano.

Los "convenios operativos" para la recuperación de petróleo en campos agotados o inactivos consistieron en lo siguiente:

- 1) Las empresas privadas se encargarían de producir y entregar petróleo directamente a las filiales de PDVSA para su comercialización.
- 2) Todos los gastos de operación serían cubiertos por las empresas contratistas.
- 3) El contratista podría, "por su cuenta y riesgo, hacer trabajos de exploración sísmica y perforación fuera de los límites del campo, pero dentro del área de convenio, con el propósito de extender los campos existentes o de ubicar nuevos campos para su desarrollo".
- 4) En el caso de que la exploración fuese exitosa, el contratista podría presentar planes para el desarrollo de dichas reservas.
- 5) Las filiales de PDVSA se encargarían de resarcir a las operadoras sus gastos y costos de producción, amortizar el capital invertido y una ganancia establecida contractualmente y cancelar al Estado los impuestos correspondientes (regalías e ISR).
- 6) Los pagos por servicios de producción se establecieron mediante una suma calculada sobre cada barril producido en las áreas.
- 7) PDVSA garantizaba a las operadoras que sus trabajos no se verían obstaculizados por las cuotas petroleras de la OPEP, en caso contrario, PDVSA seguiría aceptando la producción de las operadoras y recortaría en su propia producción.
- 8) Los acuerdos se firmaron por veinte años.
- 9) Las empresas privadas se comprometían a pagar 34% de impuestos, mientras que PDVSA pagaría las regalías aplicables a la producción de crudo.
- 10) Las empresas privadas harían un pago de honorarios de operación y de capital sobre la producción de petróleo⁵⁴.

En apariencia, los contratos operativos consideraron a las empresas operadoras como prestadoras de servicio para PDVSA. Es por ello que se les otorgó un trato preferencial en el pago del ISR: mientras la estatal paga el equivalente al 67.7% de sus beneficios netos por las actividades que realiza, las empresas contratadas pagarían una tasa del 34% impuesta a los contribuyentes ordinarios. El problema fue que, como explicó Andrés Sosa Pietri (director de PDVSA entre 1990 y 1992), se estaba desplazando a la empresa de actividades que ella misma podía realizar, colocándola en una función de supervisora y comercializadora de crudo, en consecuencia, se estaba perdiendo la visión de la verdadera naturaleza de PDVSA como una compañía petrolera estatal⁵⁵.

⁵⁴ Carlos Domingo, *Op. Cit.*, p. 930; *PDVSA Contact Newsletter*, No. 46, *Op. Cit.*

⁵⁵ *Cit. Pas.* Carlos Domingo, *Op. Cit.*

Si bien la celebración de contratos operativos estaba contemplada en el artículo 5 de Ley de Nacionalización⁵⁶, la cual establecía que "El ejecutivo nacional o PDVSA (podían) celebrar convenios operativos para realizar las operaciones de la Corporación"⁵⁷, los objetivos de las licitaciones de 1992 rompían con el espíritu de dicho artículo. Las licitaciones no sólo buscaron la recuperación de petróleo en yacimientos marginales o inactivos, sino que fueron el primer paso hacia una desregulación total del sector, al permitir la exploración y explotación de nuevos campos. Como afirmó el economista Carlos Domingo, "(...) Desde un punto de vista práctico, empresarial, se puede afirmar que los contratos operativos fueron una especie de peaje que el capital petrolero privado ha debido pagar para lograr su acceso a la explotación y producción de petróleos medianos y livianos del territorio venezolano"⁵⁸.

Así pues, a partir de ese momento se estableció que la inversión privada en las actividades de producción de crudo podía realizarse aún a mayor escala. La única limitante era vaguedad de la Ley de Hidrocarburos sobre la posibilidad de contratos de mayor envergadura. Los resquicios legales de la Ley de Hidrocarburos fueron llevados a consulta jurídica ante el Tribunal Superior de Justicia en 1993 y se resolvió lo siguiente: que el ejecutivo y PDVSA podían celebrar "convenios de asociación" en materia de hidrocarburos siempre y cuando, a) se tratará de casos especiales que conviniera el interés público, b) se garantizará el control estatal; y, c) que los convenios tuviesen una duración determinada". Por tratarse de asuntos de interés nacional los convenios tendrían que pasar por la autorización de las cámaras del Congreso en sesión⁵⁹.

2.4.2 LOS CONVENIOS DE ALIANZA ESTRATÉGICA

Con la aclaración de la Suprema Corte de Justicia, PDVSA presentó al presidente Carlos Andrés Pérez un segundo paquete de contratos, mismos que fueron autorizados por el Congreso en septiembre de 1993, ya bajo el interinato de José Ramón Velázquez, y llevados a una ronda de licitación a finales del mismo año. Esos contratos fueron conocidos como "los convenios de asociación estratégica", siendo tres en total: el contrato MARAVEN-CONOCO y el MARAVEN-TOTAL-ITOCHE-MARUBENI, ambos para refinar 200,000 b/d de petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco; y el convenio LAGOVEN-SHELL-EXXON-MITSUBISHI para ejecutar el proyecto Cristóbal Colón⁶⁰.

⁵⁶ Los contratos petroleros estaban contenidos en la reforma a la Ley de Hidrocarburos de 1967. A diferencia de la Ley de Hidrocarburos de 1976, aquellos necesitaban ser aprobados por las dos Cámaras en sesión conjunta. Bajo estas condiciones se aprobaron cinco contratos de servicio que expiraron al promulgarse la Ley actual. Véase, Omar Enrique García Bolívar, *Marco Jurídico de la Inversión Privada en la Industria Petrolera*, mimeo, Caracas, febrero de 1995, p. 5.

⁵⁷ El artículo 5º, párrafo primero de la Ley de Nacionalización de la Industria Petrolera dice textual: "El Estado ejercerá las actividades señaladas en el artículo 1º de la presente Ley directamente por el ejecutivo nacional o por medio de entes de su propiedad, puediendo celebrar los convenios operativo necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades atribuidas" (el subrayado es nuestro). Véase, Luis Arauz (comp.), *Legislación Petrolera Internacional. Nueva Etapa del Proceso de Liberación*, Siglo XXI-ILDIS, México, 1978, p. 440.

⁵⁸ Carlos Domingo, *Op Cit.* p. 931.

⁵⁹ *Ibidem*, p. 931.

⁶⁰ El Proyecto Cristóbal Colón se refiere a la explotación y comercialización de 6 millones de tons. de gas al año de la Faja del

También se ratificaron dos compromisos de asociación, para las cuales existían cartas de intención: CORPOVEN-ARCO para producir petróleo de la Faja del Orinoco; LAGOVEN-MOBIL, para el desarrollo del proyecto petrolero Cerro Negro.

Los convenios de asociación estratégica de 1993 establecieron lo siguiente: arbitraje internacional en caso de controversia o denuncia entre las partes; cláusulas compensatorias a cargo de MARAVEN y LAGOVEN si, durante la vigencia de los contratos, autoridades nacionales, estatales o municipales promovieran cambios en la legislación que se tradujesen en un trato discriminatorio a los socios extranjeros. En el primer caso está claro que las autoridades ignoraron "la cláusula Calvo", aplicable por lo común en contratos económicos internacionales; de hecho la Ley de nacionalización la contempla en su artículo 4o. Los contratos en su artículo segundo establecían una limitante a modificaciones futuras al acuerdo, sobre todo en lo referente a acciones fiscales y jurisdiccionales sobre las actividades de esas empresas⁶¹.

Por otra parte, quedó en entredicho el requisito de control del Estado sobre el consejo directivo de la asociación. El control estatal se establecería, según los contratos, a través de "títulos privilegiados" a nombre de las filiales LAGOVEN y MARAVEN. Con esos "títulos" las filiales podían formar parte del "quorum" de la asamblea de accionistas. Las filiales poseen el derecho de veto para decisiones fundamentales. Finalmente también tienen el derecho a nombrar al presidente y al gerente general de la junta directiva de la empresa. Los títulos que pueden poseer las filiales de PDVSA no podrán ser superiores a 49 9%, salvo que todas las acciones pasen a sus poder. De esta manera, la dirección real de la empresa no quedó en manos de PDVSA, ni tampoco el diseño de las decisiones estratégicas de las empresas⁶².

Por último, los contratos de asociación estratégica no especificaron ninguna mención a las cuotas de la OPEP. Esto significó que las empresas contratadas no tendrían ninguna limitación para producir petróleo en sus áreas asignadas, y que en caso de haber alguna reducción en la cuota de producción de PDVSA en el seno de la OPEP, ésta se realizaría directamente en la producción de la petrolera estatal.

2.4.3 LOS CONVENIOS DE GANANCIAS COMPARTIDAS

Los convenios de ganancias compartidas fueron la culminación de un proceso de negociación entre PDVSA, grupos políticos, capital nacional y empresas transnacionales desde 1986, año en que inició la estrategia de "internacionalización de PDVSA". El proceso ha caminado a través de autorizaciones legales para celebrar contratos cada vez más beneficiosos

Orinoco. El proyecto incluye todas las fases industriales: producción, licuefacción, transporte y comercialización en los mercados de Estados Unidos y Europa. Fue aprobado por el Congreso en agosto de 1993 y firmado en 1994. La distribución accionaria del *joint-venture* quedó de la siguiente manera: LAGOVEN (33%), ROYAL DUTCH SHELL (30%), EXXON (29%) y MITSUBISHI (8%). En 1996 se prorrogó por cinco años la ejecución del proyecto debido a razones económicas. Véase, Petróleos de Venezuela S. A., *Informe Anual 1995*, Caracas, 1996, p. 26.

⁶¹ Carlos Domingo, *Op. Cit.* p. 932.

⁶² *Ibid.*

para los particulares que los anteriores, principalmente en cuanto a derechos otorgados, en la calidad de petróleo concesionado, el tamaño del yacimiento y el tiempo de explotación. Así, el Estado va poco a poco limitando su participación en el sector.

Este modelo de privatización fue presentado por el presidente Rafael Caldera Velázquez como "Marco de Modelo de Convenios de Asociación para Explorar y Explotar Hidrocarburos", a fines de 1994 y fue aprobado por el congreso en julio del año siguiente, después de una considerable resistencia de grupos sociales y partidos políticos contrarios a la "apertura". La licitación se realizó entre el 22 y el 29 de enero de 1996. La asignación se realizó en julio del mismo año, adjudicándose ocho de los diez campos licitados, a igual número de consorcios (véase cuadro número seis). En la licitación participaron setentaicinco empresas de diecisiete países⁶³. Hasta 1997 la mayoría de esos bloques habían iniciado actividades, tanto en la fase de exploración sísmica como en la perforación exploratoria en busca de petróleo⁶⁴.

Aunque en forma los convenios de ganancias compartidas fueron diferentes a los dos modelos de convenios anteriores, los tres modelos perseguían los mismos objetivos: retirar a PDVSA de operaciones costosas, improductivas o riesgosas. Los puntos más importantes de contratos de ganancias compartidas fueron:

- 1) La licitación de 10 áreas específicas entre inversionistas calificados para celebrar convenios de asociación;
- 2) La exploración y explotación, transporte, almacenamiento y comercialización de la producción obtenida en las áreas licitadas, con la distribución de beneficios entre los socios.
- 3) La creación de un comité "ad hoc" encargado de vigilar las acciones relacionadas con el convenio (CVP); la presidencia estaría en manos de un funcionario de las filiales de PDVSA.
- 4) Luego de descubierto un yacimiento comercialmente viable se procedería a fundar un "joint-venture", en asociación con PDVSA.
- 5) La sociedad mixta que nacería con la firma del convenio se repartiría de la siguiente manera: 35%, mínimo, para PDVSA y el 65%, máximo, para los inversionistas privados. La sociedad tendría una duración de 20 años prorrogables diez años más.
- 6) Los riesgos de las operaciones de exploración serían cubiertos por los inversionistas privados.
- 7) Para la explotación de crudos livianos, pesados y extrapesados los socios deberán crear un consorcio.
- 8) Las controversias entre los socios se someterán a arbitraje.
- 9) El período concedido para realizar trabajos de exploración fue de cinco años más cuatro prorrogables, máximo, período en el cual la compañía socia se comprometía a invertir entre US\$40 y US\$60 millones por "bloque obtenido".
- 10) Los inversionistas pagarían al Estado una regalía de 16.67% y el impuesto para

⁶³ Humberto Calderón Berti, "La Apertura Petrolera: Ilusión o un nuevo desencanto", en *Economía y Petróleo*, núm. 18, Caracas, agosto de 1997, p. 5. PDVSA, *Informe Anual 1996*, Op. Cit., p. 24.

⁶⁴ C. R. Chávez, "En la política de apertura, avanzan los planes de la tercera ronda", en *El Universal*, Caracas, 28 de febrero de 1998.

hidrocarburos del 67.7%. Además, podrían ser requeridos por el estado para pagar un determinado porcentaje de las ganancias sobre producción (Participación del Estado en las Ganancias, o tasa PEG).

Los contratos de ganancias compartidas resultaron, a decir de PDVSA, más ventajosos que las alianzas estratégicas y los contratos operativos. En primer lugar porque la tasación impositiva fue la misma a que se ha sometido a PDVSA (entre 75 y 85% sobre los beneficios), además de que se integró la tasa PEG⁶⁵. En los contratos tampoco se estableció cláusula alguna sobre la compensación a los socios, y sí se dejaron claramente establecidos los compromisos políticos de Estado, en especial aquellos con la OPEP⁶⁶.

También con los contratos de ganancias compartidas PDVSA evitaría verse involucrada en actividades de riesgo y estar obligada a invertir capital para participar en las decisiones y en las ganancias del "joint-venture". El Estado no perdería la facultad de regular a la empresa productora y comercializadora, pues se estableció un mecanismo contractual de control de las operaciones de la misma, con la participación directa de CVP en todas las fases de su administración y dirección. Finalmente, al final del contrato, PDVSA retendría la propiedad de todas las instalaciones⁶⁷.

Por último, se dijo que las inversiones realizadas por los contratos tendrían un efecto inmediato en la economía nacional. Los ingresos generados en las operaciones se estimaron entre US\$15,000 y US\$20,000 millones, dependiendo del volumen de petróleo producido y del precio del mismo en el mercado internacional. Esos ingresos podrían llegar a partir del sexto año de firmados los contratos. Para las compañías locales sería una oportunidad única de suministrar materiales en los estándares internacionales, lo que estimularía la inversión privada en empresas ligadas a la industria petrolera⁶⁸.

Sin embargo, los contratos de ganancias compartidas establecieron varios puntos que contradijeron los objetivos anunciados por sus promotores. Por ejemplo, no consideraron muchas posibilidades al capital nacional. Aunque existió una cláusula de preferencia a nacionales en caso de empate técnico, no se permitió la posibilidad de concursar a empresas medianas ni pequeñas, frenando con ello cualquier impulso al desarrollo tecnológico y económico nacional⁶⁹.

En segundo lugar, los contratos establecieron plazos para los trabajos de exploración de crudo superiores a los establecidos por la Ley de Hidrocarburos. Para la exploración, v. g., la Ley ha estipulado un plazo máximo de cinco años; los contratos otorgaron nueve (los cinco de ley, más la prórroga hasta por cuatro años). Además, para los trabajos de producción se permitió una prórroga por diez años con el acuerdo entre las partes, y no bajo la autorización del Congreso como ha establecido la Ley⁷⁰.

⁶⁵ La PEG se calcula sobre el remanente de los ingresos brutos menos los costos de operación y las regalías. La tasa de la PEG se negocia entre los inversionistas y la filial, y queda establecida en la licitación. Carlos Domingo, *Op. Cit.*, p. 933.

⁶⁶ *PDVSA Contact Newsletter*, No. 48, Caracas, enero-febrero de 1996.

⁶⁷ *PDVSA Contact Newsletter*, No. 46. *Op. Cit.*

⁶⁸ *Ibid.*

⁶⁹ Domingo, *Op. Cit.*, p. 933.

⁷⁰ *Ibid. PDVSA Contac Newsletter*, No. 48, *Op. Cit.*

En tercer lugar, la PEG fue incluida en los contratos como un mecanismo para participar en ganancias extras provocadas por algún incremento súbito en los precios internacionales del crudo. En caso de que el Estado decidiera aplicar la tasa PEG, éste estaría obligado a reducir la tasa de las regalías. Al respecto Domingo explica lo siguiente: "Si bien es cierto que se introdujo la PEG y se someten los beneficios a la legislación aplicable a PDVSA, es preciso tener en cuenta que se prevé explícitamente la posibilidad de rebajar la regalía 'en cualquier momento' y que la PEG será objeto de licitación y 'nunca' podrá exceder de 50% de los beneficios netos antes del impuesto sobre la renta". Además, continúa, "siguiendo las demandas de las compañías, los términos pueden ser ligeramente suavizados, en el sentido de que posiblemente les fuera permitido llevar la contabilidad en dólares y se concedieran algunas extensiones de impuestos a las ventas y términos ligeramente más generosos de las regalías"⁷¹.

Por otra parte, los contratos petroleros por lo regular han fijado tasas de regalías del 50%. La propuesta de PDVSA era cobrar una regalía equivalente al 35% de la producción. Después de negociaciones entre grandes petroleras extranjeras y la empresa, el gobierno decidió establecer la regalía en 16.5%, tomando como base para su cálculo "la relación entre utilidades antes de impuestos y los activos del contratista. Cuanto menor es la relación, mayor es el porcentaje de la regalía". De esta manera, el criterio económico del gobierno en este tipo de contratos fue el porcentaje de participación en los ingresos que el contratista ofrecería a PDVSA⁷².

En cuarto lugar, los contratos tampoco fijaron con claridad como sería el control del Estado sobre las operaciones de la sociedad mixta, sobre todo porque en los contratos se incluyó la figura del Comité de Control, con lo que se substituyó al Estado de sus facultades constitucionales de control sobre los recursos energéticos⁷³.

En quinto lugar, esos yacimientos resultaron sumamente atractivos para los CME que participaron en las licitaciones por dos razones: los costos de producción en Venezuela han sido bajos, por lo que las ganancias resultarían elevadas, en comparación con las obtenidas en contratos similares en otras partes del mundo; y porque las posibilidades de hallazgos importantes de nuevos yacimientos de gas y petróleo eran favorables. De esta manera, las ganancias elevadas atrajeron a los inversionistas extranjeros, y no únicamente la estructura de los contratos.

Finalmente, no existió ninguna obligación para las empresas internacionales de refinar el petróleo extraído en refinerías propiedad PDVSA, sea en Venezuela o bien en el extranjero.

De cualquier manera, en esta ronda se licitaron diez áreas geográficas entre más de setenta empresas postulantes. Al final se adjudicaron ocho áreas potencialmente promisorias⁷⁴ entre catorce consorcios. Se calculó que el área total asignada pudiera contener 51,000 millones de barriles de petróleo pesado, de los cuales 23,000 millones de barriles serían

⁷¹ Domingo, *Op. Cit.*, p. 933.

⁷² Amado Fuguet "Apertura Petrolera", en *América Economía*, No. 90, Miami, diciembre de 1994.

⁷³ Domingo, *Op. Cit.*, p. 933.

⁷⁴ El área licitada ocupa un territorio de aproximadamente 4.5 millones de acres y se estima contiene más de 7,000 millones de barriles de petróleo mediano y ligero.

potencialmente explotables. El cuadro número seis ilustra como quedaron establecidas las asignaciones de las áreas. El cálculo de inversión directa en las áreas licitadas se estimó en US\$11,000 millones para los siguientes 15 años (US\$250,000 en promedio anual), el equivalente al 17.6% de las operaciones de negocios de PDVSA para el mismo período. De resultar comercialmente atractiva la producción de crudo en tales áreas, entonces se prevé que el crudo producido alcance el 20% de los 5 millones de b/d proyectados por la empresa para el año 2000, y 6 millones para el año 2005⁷⁵.

Así mismo, para PDVSA estos contratos representaron una forma de aventajar en la explotación de grandes yacimientos de petróleo pesado. El área total asignada hubiera tomado 35 años ser desarrollada, con un costo aproximado de US\$8,000 millones. Con los contratos, la empresa puede acceder a petróleo en abundancia, incrementar la producción, y lo mejor de todo, no invertir un sólo dólar en la exploración y extracción⁷⁶.

Cuadro número 6. ASIGNACIÓN DE CAMPOS BAJO EL MODELO DE GANANCIAS COMPARTIDAS	
ÁREA	CONSORCIO
La Ceiba	MOBIL (EU)* VEBA OEL (Alemania) NIPPON (Japón)
Golfo del Paria Oeste	DU PONT-CONOCO (EU)*
Guanare	ELF AQUITAINE (Francia)*
Golfo del Paria Este	DU PONT-CONOCO (EU) ENRON OIL & GAS (EU) INELECTRA (Venezuela)
Guarapiche	BP (Reino Unido)* AMOCO (EU) MAXUS (Argentina)
San Carlos	PEREZ COMPANC (Argentina)*
Punta Pescador	AMOCO (EU)*
Delta Contro	LOUISIANA L. & E. CO. (EU)* NORCEN (Canadá) BENTON (EU)
(*) compañía operadora. Fuente: PDVSA, <i>Informe Anual 1996, Op. Cit.</i>	

Con los contratos en cuestión, el gobierno venezolano estaría retomando el papel de Estado Rentista que desempeñó desde los inicios de la industria petrolera hasta la nacionalización de la misma en 1976. Esta posición de Estado rentista se refiere a que el Estado, a través del gobierno, recibe una renta sin participar en actividad de producción alguna,

⁷⁵ Berti, "La Apertura...", Op. Cit., p. 3.

⁷⁶ PDVSA Contact Newsletter, No. 48, Op. Cit.

por el hecho de ser el depositario de la soberanía de los recursos nacionales. Sus estrategias consisten en el diseño de modelos de explotación de recursos, mismos que deben ser altamente redituables. Como los recursos resultan ser limitados, entonces celebran contratos de corto plazo con el fin de obtener un elevado margen de ingresos.

Una caída en los precios internacionales del crudo podría tener graves efectos en los flujos de la renta, además podría afectar las inversiones extranjeras en el sector. Para evitar lo anterior, el gobierno venezolano se ha esforzado en impedir bajas en los precios internacionales del crudo. Los convenios con otros Estados exportadores (exportadores independientes), o las amenazas de abandono de la OPEP son mecanismos protectores del rentismo petrolero⁷⁷.

Por su parte, PDVSA es sólo un articulador de las decisiones del gobierno rentista. Es una empresa pública que controla grandes reservas de hidrocarburos pero que al mismo tiempo tiene graves limitaciones de capital y tecnología. Al igual que otras compañías petroleras estatales, PDVSA es una empresa rentista, es decir, una empresa que administra la renta petrolera bajo patrones administrativos de una empresa capitalista. En efecto, PDVSA tiene la organización interna de una corporación petrolera privada (organización interna, capacitación de personal, táctica internacional de expansión, planificación y salarios)⁷⁸.

Lo anterior provocó una contradicción importante en el funcionamiento de PDVSA. Por un lado, como empresa petrolera estatal de un país subdesarrollado forma parte del cartel petrolero de la OPEP donde las acciones de la misma han estado encaminadas a mantener una renta petrolera elevada; por el otro ha sido socia de grandes conglomerados petroleros privados a escala internacional. Esta contradicción se ha manifestado en varias ocasiones. Por ejemplo en la "amenaza" de retiro de Venezuela de la OPEP, o en las discusiones entre los directivos de PDVSA y los tecnócratas del MEyM por el diseño de la política petrolera nacional.

PDVSA administra la renta petrolera, pero el Estado se encarga de distribuirla. Existe una larga lista de empresas privadas locales que suministran insumos y prestan servicios a PDVSA y que también participan de la renta petrolera. Todas esas empresas privadas son competidoras por el control de los mercados de productos no controlados por el Estado. La cadena de distribución de beneficios de la renta petrolera entre los capitalistas locales es larga y enmarañada. De hecho, entre los capitalistas nacionales existen grupos que defienden la existencia de una petrolera estatal fuerte, otros que piden su desaparición. Sin embargo ambos grupos participan de la renta petrolera, y sus éxitos dependen más de sus relaciones con el gobierno que de una administración "eficiente" y "moderna" --en el sentido capitalista del término-- de sus empresas.

⁷⁷ Domingo, *Op. Cit.*, p. 933.

⁷⁸ *Ibidem*, p. 934.

2.4.4 LOS ESQUEMAS DE "JOIN-VENTURES"

PDVSA tomó el control de la industria petroquímica nacional en 1978 con la creación de la empresa subsidiaria PEQUIVEN⁷⁹. Al principio, en las plantas nacionalizadas se producían únicamente productos básicos (combustóleo, gasolina extrapesada y diesel con alto azufre), en la actualidad, la integración y diversidad de la refinación generan productos de alta calidad comercializables en Estados Unidos y Europa. Esta diversificación productiva ha permitido colocar al sector entre los más rentables del mundo.

Desde 1994, PEQUIVEN ha sido el cuarto refinador del mundo. En 1996 tenía una capacidad de producción nacional e internacional de 2.4 millones de b/d. Esta posición fue resultado, en parte, al "Programa de Mejoramiento de la Planta Refinadora Nacional" anunciado en 1989, y para el cual se proyectaron inversiones por US\$2,800 millones para los siguientes 6 años. Fue diseñado primordialmente para elevar la exportación de productos derivados del crudo ligero, tales como gasolina, y enfrentar las restricciones ambientales impuestas en Estados Unidos por la "Ley Aire Limpio" (*Clean Air Act*) de 1990⁸⁰.

La rama operativa de PDVSA donde se vio por primera vez el ingreso de capital privado fue precisamente en la industria petroquímica. El "Programa de Mejoramiento de la Planta Refinadora Nacional" de 1989 se apoyó en esquemas de "joint-ventures" con empresas extranjeras para incrementar, diversificar y modernizar la producción nacional de petroquímicos. A consecuencia de lo anterior, en 1994 PEQUIVEN era ya un gran exportador de petroquímicos de alto valor agregado, obteniendo ingresos por US\$73.5 millones, casi once veces más que en años anteriores⁸¹.

La apertura del sector petroquímico se intensificó en 1996, cuando el presidente de PDVSA, Luis Guisti, anunció la posibilidad de apertura total del sector petroquímico al capital: fue el anuncio formal de la venta de los activos de PEQUIVEN.

Por otra parte, como resultado de la puesta en marcha de los contratos petroleros firmados, los "joint-ventures" establecidos fueron los siguientes. Con los contratos operativos establecieron convenios de asociación para la refinación del crudo pesado de la faja del Orinoco. Uno de esos convenios se firmó en junio de 1995 entre MARAVEN y la norteamericana CONOCO. El convenio estableció un "joint-venture" por 35 años para conversión de crudo extrapesado de la región de Zuata, en la Faja Petrolífera del Orinoco. La alianza invertiría US\$1,700 millones para convertir crudo 9.5° API a crudo sintético 20-23° API. El proyecto en su primera fase produciría 65,000 b/d de crudo sintético, el cual sería enviado a una refinería de CONOCO en Lake Charles, Texas. En la segunda fase, se producirían 47,000

⁷⁹ PEQUIVEN es la empresa filial de PDVSA encargada de la producción y mercadeo de petroquímicos en 13 plantas propias y en 19 plantas de capital mixto. De estas última, diecisiete estaban hasta 1997 en operación comercial y las otras dos en etapa de desarrollo. PEQUIVEN opera en unidades de negocios, las cuales integran sus líneas de producción en tres sectores: oleafinas y plásticos, fertilizantes y productos industriales. En 1996 tuvo utilidades netas por US\$ 142 millones. PDVSA, *Informe Anual 1996*, Op. Cit., p. 29, 101.

⁸⁰ Venezuela exporta un tercio de su producción de gasolina al mercado de EU. *Country Analisis Brief: Venezuela*, Op. Cit., p. 5.

⁸¹ *PDVSA Contact Newsletter*, No 46, Op. Cit.

b/d más de crudo sintético, la mayoría para surtir otra refinería de CONOCO en Oklahoma⁸².

El segundo "joint-venture" creado para refinar crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco fue el establecido entre LAGOVEN y MOBIL en septiembre de 1996. El objetivo fue producir, mejorar y comercializar crudo extrapesado del Orinoco, en Estados Unidos. El proyecto que iniciaría a principios de 1999, se estimó en US\$2,300 millones. MOBIL se encargaría de mejorar 180,000 b/d de crudo pesado en su refinería de Chalmette, Luisiana. El petróleo sería producido de manera conjunta por ambas empresas en la Faja del Orinoco, y se esperaba que la producción alcanzara 1,200 millones de barriles en los siguientes 35 años después de iniciado el proyecto. PDVSA planeaba en su programa de "Internacionalización" comprar el 50% de la refinería Chalmette, pero antes debía esperar la autorización del Congreso para firmar el acuerdo LAGOVEN-MOBIL⁸³.

Para refinar el crudo producido con los acuerdos de ganancias compartidas de la tercera etapa en agosto de 1996 se firmó un memorándum de entendimiento entre CORPOVEN y la norteamericana ARCO, para la creación de un "joint-venture" en refinación. El objetivo fue incrementar la capacidad de reformulación de 200,000 b/d de crudo extrapesado (9° API) provenientes de la región de Hamaca, en la Faja Petrolífera del Orinoco, en crudo sintético de 25° API para exportar a Estados Unidos. El proyecto se planeó para tres fases que iniciarían a finales de 1998 y tendría un costo de US\$2,300 millones⁸⁴.

Otras empresas mixtas se formaron para la explotación del carbón de la Cuenca del Guasare. Los yacimientos carboníferos del Guasare, en el estado Zulia, constituyen las reservas carboníferas más grandes del país. CARBOZULIA ha sido la encargada del desarrollo y comercialización de las minas del Guasare. En 1996 la estatal del carbón había firmado una asociación con la EVANS ENERGY MINES para explotar las minas Norte y Cachiri, y otra con las empresas SHELL y RUHR KOHLE para el desarrollo integrado de las minas Paso Diablo y Socuy.

Finalmente, el último campo en el que se han realizado acuerdos de alianza estratégica fue en la producción del ORIMULSIÓN, a través de Bitúmenes Orinoco, S.A. (BITOR), filial de PDVSA, y empresas privadas extranjeras. BITOR ha sido la empresa responsable de la explotación del bitumen natural de la Faja Petrolífera del Orinoco, de su emulsificación, y el suministro y comercialización de ORIMULSIÓN. El ORIMULSIÓN es un combustible de patente venezolana, producido con bitumen natural (70%), agua y aditivos no tóxicos. El bitumen es abundante en la Faja del Orinoco.

Las actividades de extracción del bitumen, y su posterior "emulsificación", transporte, almacenamiento y embarque, se ha llevado a cabo a través de "joint-ventures" entre MARAVEN, LAGOVEN y CORPOVEN, filiales de PDVSA, con CONOCO, STATOIL e INVERSIONES JANDIS (un consorcio formado por las compañías venezolanas JANTESA y DISTRAL). Estas asociaciones estratégicas han planeado crear una planta "emulsificadora"

⁸² Country Analysis Brief: Venezuela. Op. Cit. p. 4.

⁸³ Ibid

⁸⁴ Ibidem, p. 7

para la incrementar la producción de ORIMULSIÓN.

Las actividades de comercialización de ORIMULSIÓN han sido realizadas por BITOR a través de las empresas afiliadas, BITOR America Corporation, BITOR Europe LTD. y MC BITOR LTD. Estas empresas han sido las encargadas de colocar ORIMULSIÓN en los mercados de Estados Unidos, Europa y Asia. BITOR ha firmado acuerdos con *FLORIDA POWER AND LIGHT*⁶⁵, de Estados Unidos; y con *SK-POWER* de Dinamarca, con empresas japonesas, chinas y tailandesas⁶⁶.

BITOR se ha propuesto aumentar la exportación de ORIMULSIÓN hasta un volumen cercano a los 20 millones de toneladas métricas anuales para finales de la década. Este combustible alterno ofrece importantes atractivos económicos a las empresas generadoras de electricidad. Para consolidar el plan de expansión de negocios, BITOR debe formar, por lineamiento de PDVSA, empresas mixtas con participación privada. Por esta vía, BITOR busca disponer de recursos económicos para el financiamiento de las tres plantas emulsificadoras, las cuales tendrían un costo de US1,000 millones⁶⁷.

2.5 LA REORGANIZACIÓN OPERATIVA EN PDVSA

PDVSA fue fundada en 1976 como la empresa matriz propiedad del Estado, con carácter multiempresarial y con integración horizontal en todas sus áreas. Su objetivo principal fue encargarse del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Para ello, se le encomendaron funciones de coordinación, planificación, supervisión y control de las actividades de la industria petrolera. Para cumplir tales funciones se crearon 19 empresas operadoras, o filiales.

Los estudios realizados en 1975 por el MEyM y la Comisión Presidencial de Revisión recomendaban mantener un proceso de racionalización de las operaciones para ir reduciendo el número de empresas filiales e ir fusionando las empresas de menor tamaño con las de mayor dimensión. Ese proceso se ha mantenido desde entonces, con lo que se fue reduciendo el número de empresas operadoras —diecinueve— a las tres que hoy existen (LOGOVEN, MARAVEN y CORPOVEN⁶⁸) y otras creadas posteriormente y que cumplen con funciones específicas. Según Humberto Peñalozza, para diseñar el tipo de organización que debía seguir la empresa petrolera estatal, se copiaron las experiencias más exitosas de las corporaciones

⁶⁵ El acuerdo con *FP&L* fue firmado en abril de 1994, y consistió en la entrega durante 20 años, 4.5 millones de tons. de Orimulsión a partir de 1998. En abril de 1996, sin embargo, el gobierno del estado de Florida bloqueó el acuerdo por supuestas razones ambientales. BITOR interpuso una demanda ante los tribunales estatales de Florida y llevó la controversia ante la Organización Mundial de Comercio. En el siguiente capítulo profundizaremos más en este asunto.

⁶⁶ *PDVSA Contacts Newsletter*, No. 48, Op. Cit.

⁶⁷ *Analysis Country Brief: Venezuela*, Op. Cit., p. 9.

⁶⁸ CORPOVEN, LAGOVEN y MARAVEN son actualmente las tres empresas operadoras en el ámbito petrolero. Para cumplir sus trabajos de exploración, producción, refinación y mercadeo nacional e internacional se les asignó una estructura operativa de tipo vertical.

petroleras más grandes del mundo⁸⁹.

Hasta 1997, PDVSA poseía activos totales por US\$45,500 millones⁹⁰, sin contar las reservas de hidrocarburos que en petroero superaban los 72,000 millones de barriles y en gas alrededor de 24.000 millones de barriles equivalentes de petróleo. Gran parte de los yacimientos donde se produce petróleo son maduros, por lo que la empresa ha tenido que invertir el 50% de su presupuesto en la compra de tecnología para la recuperación secundaria y de recuperación de hidrocarburo asociado para mantener el nivel de producción. Gran parte del petróleo que posee en reservas Venezuela es crudo pesado (8-10° API), el cual representaba el 72% de las reservas⁹¹.

Ese mismo año se planteó la posibilidad de una nueva reorganización en PDVSA por unidades de negocios. El objetivo fue racionalizar la función operativa general de la empresa, incluso bajo un mecanismo de fraccionamiento de las actividades de exploración y producción en una sola de las operadoras (LAGOVEN); organizar la refinación y comercialización internacional del crudo y los productos refinados (MARAVEN); y, concentrar el manejo del gas, en sus diferentes fases, áreas y categorías, en una sola gerencia, que estaría orientada a explorar, producir, licuar y comercializar gas para el mercado nacional e internacional (CORPOVEN)⁹².

El plan estableció la fusión y reorganización operativa de las tres empresas operadoras (CORPOVEN, LAGOVEN Y MARAVEN) a más tardar enero de 1998. Ello con el fin de alcanzar las metas de producción para el próximo siglo. El plan de reestructuración es el siguiente:

- 1) Concentrar las operaciones de exploración y producción en una macro operadora (PDV Petróleo y Gas), resultado de la integración de las tres filiales actuales. A su vez, la macro operadora funcionaría con tres divisiones: Exploración y Producción; Manufactura y Comercio; Servicios⁹³.
- 2) Reestructuración del complejo refinero de Paraguaná, Amuay y Cardón (PDV Química)⁹⁴.
- 3) Concentrar las actividades de comercio internacional en una sola empresa.
- 4) Concentrar las actividades del gas en una sola empresa.
- 5) Concentrar las operaciones petroleras de las asociaciones y empresas mixtas que laboran en la Faja Petrolera del Orinoco⁹⁵.

⁸⁹ Humberto Calderón Berti, "La Reestructuración de PDVSA", en *Economía y Petróleo*, núm. 17, Caracas, julio de 1997, pp. 3-4. Cita textual tomada de Belinda Calderón, "Última etapa por cumplir", en *MENE*, Caracas, julio de 1997.

⁹⁰ ¿Cuanto vale PDVSA? Según Luis Giusti, presidente de PDVSA, a finales de 1998 la base de los activos de la empresa estaba en el orden de los US\$50,000 millones, de los cuales aproximadamente US10,000 millones (20%) correspondían a activos en el exterior. Este valor estimado de los activos, sin embargo, no corresponde al valor de mercado de la empresa, la cual estaría cotizada en unos US\$150,000 millones. Véase, "Salarios competitivos y justos", en *El Universal*, Caracas, 31 de agosto de 1998.

⁹¹ Esas reservas se encuentran en cuatro cuencas: Barinas Apure; Maracaibo; Este y Orinoco. Véase, PDVSA, *Informe Anual 1996*, Op. Cit., p. 60.

⁹² *El Universal*, Caracas, 26 de febrero de 1997.

⁹³ "PDVSA convertirá a Corpoven en una macro operadora", en *Diario Petrolero Latinoamericano*, Caracas, 19 de septiembre de 1997.

⁹⁴ A principios de septiembre de 1997 inició sus operaciones el Centro Refinador Paraguaná, unidad industrial que agrupa a las refinerías Amuay y Cardón. Esta decisión creó el centro refinador más grande de América Latina. Véase, *MENE: Petróleo, Gas Carbón*, Caracas, diciembre de 1997.

⁹⁵ *Ibid.* Para finales de 1998 se programó la creación de la empresa Desarrollo de la Faja Petrolera del Orinoco, la cual tendría a

La reorganización operativa fue el último tema en la orientación asignada a PDVSA en el proceso de privatización de la industria petrolera venezolana. La estructura horizontal de la empresa si bien no era lo más eficiente en términos operacionales, si era eficaz en sus actividades productivas. En este momento el viejo modelo de organización ya no cumple con los requerimientos de una empresa transnacional.

La idea de transformar el modelo de organización de PDVSA nació con la política de "la apertura". La reestructuración operativa se hacía necesaria ante el nivel de desarrollo logrado por las competidoras transnacionales, además de que era imprescindible para adaptar a la industria al nuevo esquema del capitalismo globalizado. El modelo adoptado se diseñó a partir de la experiencia adquirida en las relaciones con las grandes petroleras transnacionales con las que PDVSA tiene negocios⁹⁶.

Sin embargo, la reorganización operativa de PDVSA ha topado con algunos problemas que han dilatado su aplicación. Uno de esos problemas es que cada una de esas operadoras ha sido organizada de manera vertical y horizontalmente como empresas independientes con autonomía para operar en todas las fases de la actividad petrolera. Este modelo estructural de las operadoras ha funcionado bien hasta ahora, por lo que funcionarios de la empresa dudan que la reorganización incremente la productividad general de la industria petrolera. Además, el costo económico por la reorganización sería demasiado alto, comparado con los supuestos beneficios inmediatos que traería la medida⁹⁷.

Independientemente de que la reestructuración operativa de PDVSA sea económica y organizacionalmente recomendable, el hecho es que los funcionarios de la empresa se han empeñado en realizarla. Como hemos visto, la firma de diferentes tipos de contratos operativos ha alejado poco a poco a PDVSA de la exploración y producción de hidrocarburos, por lo que con la entrada de empresas extranjeras es probable a mediano plazo que PDVSA se convierta en un ente administrativo-burocrático encargado de controlar las operaciones de las empresas extranjeras; el mismo papel que cumplía PETRÓLEOS VENEZOLANOS, la compañía creada por Juan Vicente Gómez para vigilar las operaciones de las petroleras extranjeras y de los socios locales.

Así mismo, la reorganización productiva cumple con los objetivos de transformación económica del Estado, los cuales han buscado desde 1989 cambiar el rentismo petrolero en un "capitalismo petrolero". El rentismo petrolero, como se afirmó anteriormente, servía al Estado para proveerse de recursos provenientes de los impuestos asociados a la producción y comercialización de petróleo crudo. El capitalismo petrolero serviría al Estado para proveerle de recursos provenientes de los impuestos asociados a los procesos industriales de transformación de petróleo en productos con incorporación importante de valor agregado; en el proceso participarían de manera decisiva los capitales transnacional y nacional, aunque en menor medida este último⁹⁸.

su cargo la coordinación de todas las asociaciones y convenios celebrados entre PDVSA y empresas privadas en la zona.

⁹⁶ Belinda Calderón, "Entendimiento Político", en *Mene: Petróleo, Gas, Carbón*, Caracas, diciembre de 1997.

⁹⁷ *El Universal*, Caracas, 26 de febrero de 1997, Op. Cit.

⁹⁸ Andrés Rojas, "Del rentismo petrolero al capitalismo petrolero, 1989-1996", en *Comercio Exterior*, vol. 47, núm. 7, México,

La reorganización se tendrá que dar si se quiere continuar con la transformación al capitalismo petrolero. En la estructura internacional del trabajo del capitalismo globalizado se le tiene un papel asignado a Venezuela: proveedor de productos derivados del petróleo y materias primas procesadas de industrias altamente consumidoras de energía (hierro y aluminio). Por lo tanto, la reorganización productiva tendrá que realizarse al mismo tiempo que la privatización del sector energético nacional.

2.6 PRINCIPALES ACTORES INVOLUCRADOS EN LA PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR PETROLERO

Los factores que han impulsado la privatización de la industria petrolera son: la situación interna de PDVSA; la presión de las empresas transnacionales; la crisis financiera gubernamental; y las presiones de los grupos promotores del neoliberalismo. Veamos ahora la posición particular de cada uno de los actores.

a) POSICIÓN DEL GOBIERNO.

El gobierno enfrenta la crisis económica más profunda y larga en la historia de Venezuela. Ante la gravedad de la situación y la impopularidad de medidas antiinflacionarias y de eliminación del déficit público, el gobierno ha decidido profundizar en la "apertura" de la industria petrolera.

Después de una década de estancamiento, en los noventa la economía venezolana entró en una etapa de transformación. Como se explicó anteriormente, la reforma económica de corte neoliberal se profundizó a partir de 1989, y aunque con contratiempos, las políticas de privatización económica no se han detenido. Es por ello que el proceso privatizador en Venezuela ha sido uno de los más lentos en el continente.

Alan Stoga, el analista estrella de la empresa "Kissinger Associated", afirmó en un artículo periodístico publicado en 1991: "Si el gobierno (de Venezuela) continúa su programa de reformas, si el sector privado toma ventaja de las oportunidades y si las condiciones internacionales siguen favorables -o por lo menos, no tan adversas- entonces los próximos años deberán ser un período de crecimiento firme, importante y estable"⁹⁹.

Las políticas neoliberales se profundizaron como sugería Estoga, sin embargo los resultados no fueron los que él predijo. Por el contrario, esas políticas económicas profundizaron el descontento social, la crisis política interna y la emergencia de grupos opositores tanto dentro del gobierno como del ejército. Se puede observar que en Venezuela existe una relación muy estrecha entre las políticas neoliberales de ajuste y la crisis político-social.

Por otra parte, Venezuela fue beneficiada de la Guerra del Golfo: los altos precios del petróleo, la demanda por el crudo venezolano y la capacidad ociosa sustancial que tenía le produjeron miles de millones de ingreso adicional entre 1990 y 1992. Una vez terminada la Guerra del Golfo, los precios se estabilizaron. Sin duda, el "sube y baja" de los precios internacionales del petróleo complicaron las políticas de gasto público y forzaron al gobierno a profundizar y ajustar la reforma económica.

Las variaciones en el precio internacional de crudo han limitado el ingreso de recursos para el gobierno de Venezuela, provocando a su vez problemas financieros para el país. Con la

⁹⁹ Alan Stoga, "Privatizaciones...", Op. Cit.

crisis financiera y la disminución de recursos internacionales por venta de petróleo, la deuda financiera estatal se ha incrementado vertiginosamente. Así pues, en 1995 el gobierno del recién electo presidente Rafael Caldera tuvo que intervenir en 17 bancos privados luego de la declaratoria de quiebra del Banco Latino, en total el gobierno gastó US\$9,000 millones en un año. Esos recursos se dispusieron del fondo para el pago de indemnizaciones a trabajadores pensionados del gobierno. La deuda del gobierno con empleados públicos ascendía hasta 1995 a US\$ 17 mil millones. Sumados los fondos del rescate bancario y la deuda con los empleados públicos, la necesidad de dinero para cumplir con tales obligaciones sumaban US\$ 26 mil millones, casi la mitad del PIB nacional¹⁰⁰.

Ante tal situación, la venta de PDVSA se hace obligada para empresarios, economistas neoliberales y funcionarios públicos de alto nivel. En varias ocasiones el ex-presidente Carlos Andrés Pérez afirmó que su país deseaba elevar su capacidad productiva de petróleo tanto en pozos marinos como en terrestres. Con el incremento en la producción, decía, se podrían desarrollar lazos comerciales más próximos con Estados Unidos en el área energética. En otra ocasión, el mismo gobernante afirmó: "La apertura a la inversión privada nacional y extranjera en el sector petrolero es tan sólo la respuesta simétrica a las inversiones que Venezuela, por medio de PDVSA, está realizando en el exterior", (...) (la industria petrolera) se debe abrir y construir en eje fundamental de la reintegración de Venezuela al mundo. Estas políticas no irán en desmedro ni en contradicción con la nacionalización petrolera". Esto constituyó, de hecho, el primer anuncio oficial de la apertura de la empresa petrolera al capital extranjero¹⁰¹.

Algunos legisladores también se han manifestado en favor de la "apertura" de la industria petrolera. En 1992, por ejemplo, una comisión de la Cámara de Diputados encargada de hacer un diagnóstico de la situación económica de PDVSA, recomendó a la estatal petrolera promover asociaciones con inversionistas privados para la explotación de petróleo; los contratos deberían prolongarse más allá del año 2010. Las recomendaciones de esos diputados (en su mayoría conservadores copeyanos y neoliberales adecos) consistieron en dos puntos básicos, los cuales fueron:

1. Buscar asociaciones con capitales nacionales y extranjeros para la explotación de crudos pesados y extrapesado de la Faja del Orinoco (la zona con los mayores yacimientos de crudo de este tipo en todo el continente americano);
2. Mantener el ritmo de explotación de esos yacimientos más allá del año 2010.

La propuesta del gobierno ha sido la firma de contratos petroleros y la creación de "asociaciones productivas". Aunque las condiciones que establecen los contratos y las asociaciones transgreden la normatividad constitucional, el gobierno afirma que es la única forma de atraer inversiones extranjeras sin comprometer la propiedad nacional sobre los recursos energéticos. La lógica del gobierno es clara: por un lado, elevar la renta petrolera en el corto plazo, sin inversión estatal y sin enfrentar una lucha contra los nacionalistas sobre la propiedad de PDVSA; por el otro, no modificar la Ley de Hidrocarburos "pues eso tomaría años

¹⁰⁰ Richard Sanders, "De Mal en Peor", en *América Economía*, núm. 97, Miami, julio de 1995, pp. 65 y 66.

¹⁰¹ *El Universal*, México, 2 de julio de 1992.

de discusiones y la necesidad (de recursos económicos para el Estado) es hoy¹⁰².

Aparejado a lo anterior, la apertura económica la hace extensiva a otros sectores claves para la economía (comunicaciones, hierro, aluminio, etcétera). La apertura de la economía -- incluido el petróleo-- mejora la imagen a escala internacional de Venezuela. En la lógica del Estado rentista, mayores inversiones generan mayores impuestos.

Por otra parte, existe un factor que influye en la apertura petrolera al capital extranjero: la carencia de capitales y tecnología para explotar los yacimientos de petróleo pesado --el cual representa el 72% de las reservas totales-- y para explorar en la búsqueda de petróleo mediano y ligero.

Independientemente de la discusión de si las reservas de petróleo pesado de la Faja del Orinoco pueden ser consideradas en verdad petróleo pesado¹⁰³, el hecho es que para poder incrementar la oferta de crudo, el gobierno ha decidido elevar la producción de este tipo de hidrocarburo. Si bien la tecnología para explotar el crudo pesado del Orinoco es relativamente barata¹⁰⁴, su comercialización es sumamente difícil. En primer lugar por la dificultad que presenta la refinación de este tipo de crudo, lo cual incrementa su precio; en segundo lugar por que su transportación marítima resulta demasiado costosa en relación con su venta en el mercado mundial.

Ahora bien, para poder refinar el crudo extrapesado, Venezuela debería invertir más de US\$4,000 millones en una planta tratadora y así hacer comercializable el hidrocarburo. Esos dólares no los tiene en caja PDVSA ni el gobierno estaría en capacidad de buscarlos en el mercado externo de capitales. La alternativa anunciada fue entonces la asociación con empresas extranjeras.

Sin embargo, Venezuela no puede depender de la producción de un tipo de petróleo que es excesivamente barato en el mercado y deja poco margen de ganancia. Ello explica porque el gobierno ha decidido incrementar las reservas de crudo ligero y mediano. Este tipo de crudo por sus características es más demandado en los países consumidores, además por sus características geológicas es fácilmente adaptable a las exigencias ambientales de los países desarrollados. En Venezuela se estima la posibilidad de encontrar crudo ligero y mediano hasta por 15 000 millones de barriles. Para confirmar tal riqueza se tendría que emprender un amplio trabajo de exploración, para lo cual PDVSA y el gobierno tampoco tienen dinero.

En páginas anteriores afirmamos que PDVSA se ha convertido en la segunda petrolera del mundo, sólo atrás de la *ROYAL DUTCH SHELL*. La estatal venezolana tuvo, en 1996, ventas brutas por US\$33,855 millones, de los cuales obtuvo ganancias netas por US\$4,495

¹⁰² La lucha entre los defensores de la propiedad pública de PDVSA y los privatizadores es fuerte. Por ejemplo, en 1994 el entonces Ministro para la Reforma del Estado, Asdrúbal Baptista, propuso vender 10% de las acciones de la petrolera estatal. Días más tarde fue criticado agriamente por el ex-Ministro de Hacienda, Julio Sosa Rodríguez. Semanas más tarde fue removido de su cargo. Véase Richard Sanders, *Op. Cit.* p. 66. Amado Fuguet, "Apertura Petrolera", *Op. Cit.*, p. 20.

¹⁰³ Antes de la nacionalización de la industria petrolera era llamado bitumen, pero a partir de 1976 para los funcionarios de la estatal el hidrocarburo podía ser considerado petróleo pesado. Véase, Franklin Tugwell, *La Política del Petróleo en Venezuela*, Monte Ávila Editores, Caracas, 1976.

¹⁰⁴ Se calculaba en 1997 que el costo de producción del crudo pesado en Venezuela no pasaba los US\$2.8 por barril.

millones¹⁰⁵. Cabe entonces la pregunta ¿Cómo es posible la incapacidad de la empresa para financiar proyectos de desarrollo del sector a mediano y corto plazos?

La respuesta a tal incógnita es unánime entre investigadores y analistas del mercado petrolero: la culpa es del gobierno venezolano que mantiene una política fiscal de corte confiscatorio¹⁰⁶. Los problemas financieros del gobierno no le permiten reducir la carga fiscal a la empresa, su principal fuente de ingresos. Lo contradictorio es que mantiene la sangría financiera de PDVSA y se preocupa en estimular la entrada de compañías extranjeras con base en un sistema fiscal flexible y preferencial. Tal parece que PDVSA se ha manejado bajo criterios políticos, antes que económicos y de desarrollo social.

b) LA POSICIÓN DE PDVSA.

La posición de PDVSA respecto a la apertura de la industria petrolera se puede entender desde dos vertientes: la primera está íntimamente relacionada a su estrategia de internacionalización y reestructuración productiva; la segunda, a la disciplina fiscal que guarda en su relación con el gobierno. Ambas vertientes justifican la apertura para PDVSA, pues le permite incrementar la producción y expandir sus negocios internacionales sin realizar grandes inversiones.

Es por ello que PDVSA se ha esmerado en ofrecer oportunidades de inversión mucho más rentables que otras petroleras estatales en el mundo. También ha permitido que el capital extranjero ocupe actividades "no prioritarias" para la empresa, actividades que para funcionarios de la estatal no tiene sentido capitalizar¹⁰⁷.

Por otra parte, para PDVSA, la apertura petrolera permitiría modernizar el sistema fiscal relacionado a la industria petrolera, pues ampliaría la base de tributación y no se dependería únicamente de las aportaciones de la petrolera estatal. Hemos dicho que el gobierno confía en la apertura del sector petrolero como una forma de reestructurar sus finanzas públicas, principalmente su asfixiante deuda externa. Ambos son problemas que han acelerado la apertura económica en general desde 1989. Así pues, la apertura de la industria petrolera serviría para aliviar las finanzas públicas a través de nuevos ingresos por concepto petrolero, y al mismo tiempo, por una multiplicación de actividades económicas asociadas a las nuevas empresas petroleras privadas.

¹⁰⁵ PDVSA, *Informe Anual 1996*, Op Cit., p. 69.

¹⁰⁶ En lugar de resolverse el abuso fiscal del gobierno sobre la petrolera estatal, éste ha tomado formas verdaderamente exageradas. Por ejemplo, en 1982 el gobierno decidió retener todas las ventas de la estatal para cumplir con sus adeudos externos; luego en 1990 el congreso resolvió recortar el presupuesto financiero para el periodo 1991-1997.

¹⁰⁷ Domingo, Op. Cit., p. 936. Humberto Calderón Berti, "La Apertura Petrolera: Ilusión o un Nuevo Desencanto", Op. Cit.

Según el actual presidente de PDVSA, Luis Giusti, la industria petrolera otorga una "ventaja competitiva"¹⁰⁸ a la economía venezolana que debe ser aprovechada. Por un lado, el tamaño, diversificación y tecnificación de la empresa debe servir para generar más recursos para el Estado; por el otro, la apertura del sector petrolero va acompañada de políticas y estrategias de desarrollo de industrias relacionadas al mismo sector. Así, la apertura traería un efecto multiplicador en la economía. El petróleo, afirma Giusti, representa el 24% del PIB, pero ese porcentaje llega al 50% si se incluyen las actividades asociadas de transformación y comercialización¹⁰⁹.

La apertura es, en términos de PDVSA, la integración de empresas privadas a las actividades de la industria estatal. La integración de empresas privadas al sector petrolero estaría en todas las fases de la industria. "Si queremos aprovechar las ventajas claras que Venezuela tiene, con gas en abundancia, con corrientes intermedias de refinería, tenemos que buscar crear las condiciones para abrir al máximo el abanico de opciones y darle entrada a muchísimos actores para tener un desarrollo petroquímico sin limitaciones..."¹¹⁰.

Para Luis Giusti la apertura es una nueva relación entre la industria petrolera y la sociedad, es, en sus palabras, "la necesidad de ser globalizados y abrimos".

c) LA VISIÓN DE LOS CAPITALISTAS LOCALES.

Para los capitalistas locales, la desregulación de las operaciones de PDVSA ha sido una "oportunidad" para diversificar inversiones. Consideran que con el ingreso de compañías extranjeras, ellos podrían prestar sus servicios a empresas cuya eficiencia operativa los obligará a modernizar sus procesos productivos y a incrementar la calidad de sus productos. Así, la apertura petrolera les favorecería con mejores ingresos y con posibilidades ilimitadas de modernización tecnológica.

Con la apertura de la industria petrolera se ha generado un "boom" de nuevas empresas privadas prestadoras de servicios de ingeniería petrolera. Todas esas empresas de origen local se han especializado en labores de exploración, perforación, manejo de residuos, seguridad ambiental, etcétera. Sus nombres aparentan "negocios globalizados" como si fueran concesionarios extranjeros o tuvieran cierta vinculación financiera, técnica o administrativa con alguna Corporación transnacional. Son los "nuevos criollos recolectores de regalías", que intentan participar de las ganancias generadas en la industria petrolera nacional¹¹¹.

¹⁰⁸ La ventaja competitiva es aquella ventaja del comercio internacional que es susceptible de ser creada. A diferencia de la ventaja comparativa, aquella depende principalmente de factores económicos como la tecnología, la formación de obreros calificados, el "marketing" internacional y la reorganización interempresa. Véase, Joaquín Novella, "Mundialización, competitividad, comercio internacional, política industrial y empleo", en *Sumarios Afers Internacionals*, num. 29, Barcelona, 1996.

¹⁰⁹ Luis Giusti, "Venezuela está condenada al éxito", discurso pronunciado en el V salón de la Industria Petrolera Venezolana, realizada en la Ciudad de Caracas el 15 de julio de 1997.

¹¹⁰ *Ibid.*

¹¹¹ Ibsen Martínez, "En la cuenca de Maturín", en *El Universal*, Caracas, 1 de septiembre de 1998.

Las empresas extranjeras no han llegado a Venezuela a buscar nuevos socios, ni nuevos proveedores de bienes y servicios, y mucho menos estarían dispuestas a derramar parte de sus ganancias en las empresas locales. Lo que ha ocurrido, como en los casos de Argentina, Bolivia o Perú, ha sido un incremento en el precio de las materias primas petroquímicas, elevando a su vez el valor final de una buena cantidad de productos de consumo masivo. El sobre precio de los productos petroleros sería parte de las ganancias que pudieran tocar los "nuevos petroleros criollos".

De cualquier manera, un grupo radical de "nuevos petroleros criollos" ha insistido en que la única manera para salir de la crisis económica nacional es ampliar la reforma económica general, diversificar la inversión privada nacional en la industria petrolera e impulsar el crecimiento de empresas petroleras locales, todo lo anterior a través de la "profundización" de las políticas de privatización. Tal "profundización" se refiere a la privatización total de PDVSA, y no la simple privatización de la industria petrolera como ha planeado el gobierno.

Para otro grupo, la "profundización" de las políticas de privatización no son necesarias -- al menos por el momento. Según los "petroleros criollos" de este grupo que podemos identificar como moderado, para alcanzar aquellos objetivos económicos, al mismo tiempo que se realiza la apertura del sector petrolero, debe reformarse el marco jurídico vigente. Es decir, debe eliminarse el artículo 5 de la "Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos". Como complemento debe también desregularse la prestación de ciertos servicios domésticos realizados directamente por PDVSA, por ejemplo, transporte, venta de combustibles y venta de petroquímicos primarios. Por último, proponen otorgar por ley autonomía financiera a las filiales extranjeras de PDVSA, permitiendo su cotización en los mercados de valores foráneos¹¹².

Ambos grupos han aceptado, sin embargo, que la apertura petrolera y la desregulación del sector han constituido las mejores señales con las que el Estado ha ratificado su disposición por privatizar el sector. "Son procesos de inversión y reforma acordes con los procesos de integración y globalización así como con las peticiones de seguridad jurídica formuladas en numerosas ocasiones por la comunidad de inversionistas"¹¹³.

En resumen, la apertura es, para los promotores locales de la privatización, la corrección de los graves problemas económicos del país: pobreza, rentismo petrolero, desinversión, crisis financiera, subdesarrollo económico. Los "nuevos petroleros criollos" creen que la privatización de la principal industria nacional, "productora de un bien que todos quieren y necesitan", "la controladora del combustible económico del país", resolvería la crisis económica venezolana¹¹⁴.

¹¹² "Comerán tus hijos petróleo", en *El Universal*, Caracas, 9 de febrero de 1993. Omar Enrique García Bolívar. *Marco Jurídico en...*, Op. Cit., p. 1.

¹¹³ Luis Soto, "Petróleo y Trabajo. El Optimismo Renovado", en *Diario Petrolero Latinoamericano. Edición Venezolana*, Caracas, 9 de septiembre de 1997.

¹¹⁴ José Luis Cordeiro, "Veinte Años de Estatización Petrolera", en *Diario Petrolero Latinoamericano. Edición Venezolana*, Caracas, 13 de septiembre de 1997.

d) LA POSICIÓN DE LAS EMPRESAS EXTRANJERAS

Para las empresas extranjeras la apertura del sector implica la oportunidad histórica de acceder a "nuevas, abundantes y relativamente baratas reservas" petroleras. Como afirma Domingo, "(...) Los inversionistas extranjeros no quieren empresas con déficit ni formar otras (...); tampoco pozos petroleros agotados, ni gas ni petróleo extrapesados. Pero si están dispuestos a asociarse para explorar áreas promisorias en un país que no tiene el hielo de Alaska y Siberia, el azufre de Kazakstán, los nativos hostiles de Nueva Guinea, los guerrilleros de Angola o Colombia, los conflictos entre China y Vietnam y las exigencias burocráticas de Rusia y China, lugares todos ellos donde se explora en forma heroica"¹¹⁵.

Así pues, Venezuela se convierte en una buena oportunidad de negocios para las petroleras extranjeras. La oportunidad de acceder a las reservas petroleras más grandes fuera del Medio Oriente --otra zona de conflicto y en tensión de guerra permanente--, en condiciones de alianza con la petrolera estatal, en medio de un ambiente fiscal favorable y de reglamentación laboral flexible y ambiental laxa, resulta más que atractiva.

Con la penetración al sector energético en Venezuela, los CME reafirman su poder a escala mundial. Con ello darían un golpe muy duro a la OPEP, empujándola un poco más a su desaparición. Es seguro que los CME no están preocupadas por desaparecer a la OPEP, pero sí sería para ellos un triunfo la salida de Venezuela del cártel. Venezuela ha violado constantemente la cuota de producción que le impuso la OPEP en 1990. Además, en los planes de expansión de PDVSA está llevar la producción a más de 3.3 millones en 1998, y a 6.07 millones en 2005, cantidad que seguramente será duramente criticada por el cartel. En varias ocasiones PDVSA declaró la posibilidad de abandonar la Organización en caso de que su estancia le impida llevar a cabo sus planes de crecimiento. Al mismo tiempo, la empresa ha actuado en razón de su integración con el sector petrolero de Europa y Estados Unidos¹¹⁶.

Según declaraciones de diplomáticos de la OPEP, es una tragedia que el principal promotor de la Organización sea en la actualidad el principal impulsor de su desaparición. Hasta antes de la Guerra del Golfo Pérsico, la OPEP cubría el 60% de la demanda mundial de petróleo, en 1996 su participación se redujo al 30%. En contraparte, los productores fuera de la OPEP han incrementado el volumen de sus exportaciones. Ante ello, los miembros de la Organización han estado manifestando su inconformidad por las cuotas asignadas en 1990, y algunos países de plano decidieron incrementar sus exportaciones, tal es el caso de Venezuela.

Con la política de privatización de la industria petrolera de Venezuela, la participación de la industria privada necesariamente tenía que elevar la producción de petróleo. Por ejemplo, AMOCO se ha propuesto aumentar en 50 mil b/d su producción de crudo en este país. El hecho de que Venezuela halla superado constantemente desde 1991 la cuota de producción fijada por la OPEP simplemente no es un dilema para la transnacional: "Cumplir o no cumplir la cuota es

¹¹⁵ Domingo, *Op. Cit.*, p. 935.

¹¹⁶ Véase, *Country Analysis Brief: Venezuela*, *Op. Cit.* p. 2-3.

un problema del gobierno (venezolano). Ese problema no es nuestro"¹¹⁷.

Esa es la actitud de todas las empresas petroleras que operan en Venezuela, y es también un problema que ha tolerado el gobierno venezolano. "Esa es la triste realidad: los miembros que invitan a las petroleras internacionales no van a dejar que las cuotas sean una restricción", afirmó Sarah Emerson, directora de Energy Security Analysis Inc. "Así que no necesariamente tiene sentido que permanezcan (los venezolanos) afiliados a la Organización"¹¹⁸.

Venezuela no ha estado dispuesta, aún, a renunciar a la OPEP. Su participación en la Organización ha sido, como dice el maestro Philip, "una participación de fe"¹¹⁹. En su lugar, ha evadido el sistema de cuotas a través de la inversión privada. De hecho todos los miembros de la OPEP "hacen trampa y todo el mundo lo sabe". Según datos de la misma Organización, los miembros produjeron en 1996 unos 1.5 millones de b/d por encima del límite oficial de producción diaria (24.52 millones de b/d).

Venezuela es el miembro de la OPEP que más ayuda internacional ha solicitado para explotar sus enormes depósitos de petróleo pesado y extrapesado. En 1996 superó su cuota diaria en más de 500 mil barriles, en promedio¹²⁰. Esta guerra de producción al interior del cartel ha ayudado a hacer de Venezuela el mercado más atractivo del mundo para los CME que buscan fortalecer su acceso a nuevas reservas petrolíferas. Los contratos petroleros facilitan y regularizan las operaciones de esos CME en Venezuela. Aunque si bien la OPEP ha permitido la firma de contratos petroleros entre los países miembros y los CME, ello sólo ha podido hacerse con la inclusión en los contratos de cláusulas referentes a las cuotas de producción que debe cumplir el país huésped con la Organización. Como vimos en páginas anteriores, los contratos operativos y las asociaciones estratégicas contenían dichas cláusulas, mas los convenios de ganancias compartidas no. En este caso, la imposición de cuotas hubiera resultado un factor repulsivo para la inversión extranjera, acostumbrada a operar sin restricciones en la producción.

En resumen, es evidente que la participación de Venezuela en la OPEP tenderá a eliminarse en los próximos años. La privatización de la industria petrolera ha colocado al país en una posición antagónica con los miembros del cartel: por un lado, porque no es posible limitar la tasa de ganancia a los CME en razón de acuerdos internacionales que nadie cumple; por el otro, porque con la privatización Venezuela se ha colocado más como socio de los consumidores que como aliado de los productores.

¹¹⁷ *Reforma*, México, 25 de abril de 1996.

¹¹⁸ *Ibid*.

¹¹⁹ "(...) For much of Venezuela's political elite, adherence to OPEC was almost an act of faith". Véase, George Philip, "Oil dependency and...", *Op Cit*, p. 5.

¹²⁰ Venezuela tiene contratos de venta de petróleo por cerca de 3.800 millones y una cuota de producción asignada por 2.530 millones d/b. La capacidad de producción es de cerca de 3 millones, es decir, la cuota asignada por la OPEP más el excedente de 500 mil b/d. Carlos R. Chávez menciona que para abastecer sus mercados externos desde hace años PDVSA ha comprado petróleo a empresas transnacionales. Lo anterior significa que aún con la reducción de las exportaciones oficiales de la empresa, no dejaría de surtir a sus clientes externos; el mecanismo de compra de petróleo en el mercado libre le permitiría conservar a sus clientes en espera de poder alcanzar la capacidad de producción interna real de petróleo. Véase, C. R. Chávez, "PDVSA compra petróleo en mercados externos", en *El Universal*, Caracas, 24 de agosto de 1998.

CAPÍTULO 3. LAS RELACIONES ENERGÉTICAS DE VENEZUELA CON AMÉRICA LATINA Y ESTADOS UNIDOS.

Tradicionalmente la política exterior de Venezuela se ha movido a través de dos líneas de acción: una, direccionada por la defensa y promoción de la democracia; otra, estimulada por iniciativas de cooperación para la consolidación del sistema capitalista y la diversificación de la economía y sus vínculos con el mundo. Ambas líneas han sido influenciadas por la condición de Venezuela como país exportador de petróleo.

El crecimiento súbito de los precios internacionales del petróleo a principios de los setenta impulsó la continuidad de esas líneas de acción. El petróleo fue durante mucho tiempo base del modelo económico, del sistema político y de las relaciones exteriores. Los grandes ingresos que generaba el petróleo permitieron al Estado venezolano una amplia intervención en las actividades económicas, así como el reparto de beneficios sociales a través de un gasto público amplio.

En lo político, el ingreso petrolero fue la base del sistema bipartidista autoritario, reflejado en el mantenimiento del "Pacto de Punto Fijo de 1959", como un pacto de élites y el control bipartidista del poder político.

La política exterior ha estado influenciada por la política petrolera: el petróleo ha sido el eje fundamental de la economía venezolana, por lo tanto, los intentos del gobierno por diseñar políticas de dirección sobre la evolución del mercado exterior del energético, le han obligado también a establecer acciones diplomáticas de apoyo a la política petrolera¹.

Cuando a principios de los ochenta los ingresos fiscales del Estado cayeron a consecuencia de la baja en los precios internacionales del petróleo, el sistema político y el modelo económico —ambos contruidos sobre la base del rentismo petrolero— sufrieron profundas modificaciones. Por un lado, la crisis del sistema político se manifestó en los dos intentos de golpe de Estado de 1992, y la derrota de los partidos COPEI y AD en las elecciones de 1994 ante una coalición de partidos políticos menores. Por el otro, el gobierno se deshizo de la fachada "benefactora" del Estado para asignarle otra de "corte eficientista". En ambos procesos se ha hecho patente la inconformidad social, en especial a través de la casi habitual jornada de manifestaciones masivas, motines estudiantiles, huelgas y deserciones políticas.

El petróleo no ha dejado de influenciar la política exterior del país, sin embargo, desde mediados de los ochenta, la orientación de la política exterior ha postulado una nueva fórmula para resolver la tensión entre la democracia política interna y la reestructuración económica. Nos referimos al tránsito de la visión geopolítica (el tercermundismo venezolano) a la visión geoeconómica (integración económica hemisférica). Este cambio se ha dado en respuesta a los procesos de integración continental, desde los acuerdos bilaterales de libre comercio² hasta la cooperación entusiasta en la ALCA³.

¹ Elsa Cardoso Da Silva, "Cuarenta Años Después... La Integración como Prioridad", en *Revista Venezuela Analítica*, núm. 28, Caracas, marzo de 1998; D.F. Maza Zavala, "Petróleo y política exterior de Venezuela en los últimos veinte años", en *Perfiles Internacionales*, Caracas, Centro de Investigaciones Latinoamericanas de Asuntos Internacionales-UCV, núm. 1, 1982, p. 10.

² Hasta 1995 Venezuela tenía firmados los siguientes acuerdos comerciales bilaterales: Acuerdo Marco de Comercio con Guyana (1995); Acuerdo Marco de Comercio con Cuba (1995); Acuerdo de Libre comercio con Trinidad y Tobago (1995); Acuerdo de Libre Comercio con Chile (1994).

³ Cardoso, "Cuarenta años después...", *Op. Cit.*, p. 23

Así pues, la reorientación y redefinición de las relaciones internacionales han transformado, a su vez, las relaciones políticas y económicas de Venezuela con América Latina y Estados Unidos. Si bien existe continuidad en el discurso integracionista, actualmente las estrategias y acciones específicas han sido de diferente naturaleza. Veamos.

La estrategia de la integración económica se convirtió en prioridad de la política exterior a partir de los sesenta. Para Venezuela la estrategia surgió como una fórmula para avanzar en el crecimiento hacia afuera, principalmente porque con ella su participación en los espacios regionales de comercio y en los foros de cooperación económica se hizo cada vez más importante. Así en 1960 promovió la creación de la OPEP, en 1965 participó en la creación de la Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL⁴), en 1966 se incorporó a la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALAC⁵) y en 1970 al Pacto Andino⁶; todos ellos organismos económicos y de comercio en los que se comprometió activamente.

La posición de Venezuela en estos foros estuvo marcada por la situación política regional -- la mayoría de los gobiernos de los países firmantes de esos acuerdos comerciales eran dictaduras militares--, por la situación económica de cada uno de los socios y por las condiciones geopolíticas regionales establecidas por la presencia hegemónica de Estados Unidos a través de su invento de dominación imperial, la Guerra Fría. Este mecanismo de política exterior fue una especie de cruzada geoestratégica contra una supuesta "amenaza comunista". En América Latina, luego de la Segunda Guerra Mundial, se desarrollaron diversos movimientos nacionalistas que buscaban romper con las relaciones de dominación impuestas por las principales potencias económicas. Estos movimientos fueron identificados con "el expansionismo comunista mundial" y fueron combatidos violentamente por gobiernos conservadores locales, apoyados fuertemente por el Pentágono y los servicios de inteligencia estadounidenses⁷.

Durante los setenta y hasta mediados de los ochenta, Venezuela nuevamente fue participe de mecanismos de cooperación comercial en América Latina. En efecto, en 1973 intervino en la creación de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en 1975 en la formación del Sistema Económico Latinoamericano (SELA⁸) y en 1980 en la de la ALADI. El contexto mundial en el que se establecieron estos acuerdos fue el de una etapa de crecimiento económico, afectada esta última por la trayectoria alcista de los precios internacionales del petróleo hasta 1981.

Venezuela nacionalizó su industria petrolera en 1975 y tomó posesión de ella al año siguiente. La industria petrolera nacionalizada permitió al país mantener una diplomacia participativa en las instituciones internacionales anteriormente mencionadas e incluso en otros asuntos regionales. Así por ejemplo, la llamada "diplomacia de proyección" permitió que el país

⁴ La ARPEL fue creada por las empresas petroleras estatales de los países Sudamericanos más México. Venezuela participó con la empresa Corporación Venezolana del Petróleo. El objetivo de la ARPEL es coordinar y dirigir los trabajos de creación de un mercado común petrolero en América Latina. Véase, Edmund Jan Osmańczyk, *Op. Cit.* p. 96.

⁵ La ALALC fue creada en 1960 con la firma del Tratado de Montevideo, e instalada al año siguiente una vez ratificado el documento. Los países fundadores fueron Argentina, Chile, Brasil, México, Paraguay, Perú y Uruguay. El objetivo de la Asociación se transformó en 1980 en la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI). Cfr. Edmund Jan Osmańczyk, *Op. Cit.* p. 358.

⁶ El Pacto Andino es el nombre genérico al Pacto Comercial de Cartagena de 1969. Fue firmado entre Bolivia, Chile, Ecuador, Perú y Venezuela, aunque este último no lo ratificó sino hasta el año siguiente. Colombia lo hizo hasta 1973. El Objetivo de Acuerdo de Cartagena fue crear una zona de libre comercio. Véase, Edmund Jan Osmańczyk, *Op. Cit.* p. 838.

⁷ Véase, Peter J. Taylor, *Geografía Política: Economía-Mundo, Estado-Nación y Localidad*, Madrid, Ed. Trama, 1994, pp. 71-76.

⁸ El SELA es un organismo de cooperación y coordinación económica en el que participan casi todos los países de América Latina y El Caribe. Fue creado a iniciativa de los gobiernos de Venezuela y México.

manifestara su interés geopolítico y geoeconómico sobre Centroamérica y las Antillas⁹, además de afianzar su presencia en la zona andina. En ambos casos, el petróleo dio capacidad de influencia y de negociación que en décadas anteriores no tuvo. De esta manera, podemos afirmar que el petróleo fue el instrumento que permitió impulsar el diálogo norte-sur y las posiciones de política exterior de Venezuela como país tercermundista.

La posición negociadora de Venezuela se prolongaría hasta mediados de los ochenta. La política exterior venezolana siguió manteniéndose en un alto nivel de participación en la creación de espacios de negociación regional. En este momento, la guerra en Centroamérica impulsó a Venezuela, México, Colombia y Panamá a crear en 1983 El Grupo Contadora, como un foro de negociación y pacificación para el área en conflicto. Como secuela de este foro de negociación para la paz se creó posteriormente el Foro Permanente de Concertación Política del Grupo de Río (1986).

Ahora bien, aunque el petróleo permitió a Venezuela participar en diversos asuntos regionales e internacionales, la segunda crisis de los precios internacionales del energético (1986) limitó la capacidad de acción del país en asuntos económicos internacionales. La baja en el ingreso de las divisas petroleras tuvo repercusiones negativas en la balanza de pagos y en las finanzas públicas, además de que se dificultó el cumplimiento en los pagos de la deuda externa. A partir de entonces se empezó a plantear en círculos políticos un viraje en la política económica del gobierno, principalmente en las relaciones económicas internacionales. Como documenta María Teresa Romero: "La situación económica nacional obliga a un cambio en la concepción de país donante, tanto en el ámbito de las organizaciones internacionales como en la ejecución de nuestra política bilateral, sin que ello signifique dejar a un lado los principios de solidaridad internacional". A este viraje se le llamó "la política del esfuerzo o de las responsabilidades compartidas"¹⁰.

Si bien la integración económica siguió conservando su sentido estratégico en las relaciones internacionales de Venezuela, ahora los esfuerzos integracionistas serían un complemento de la estrategia económica global, la cual involucraba la apertura al capital transnacional, la formación de bloques comerciales de competencia intraregional y la reformulación de las relaciones con Estados Unidos.

En la nueva estrategia económica de Venezuela, la integración económica regional estaría fundamentada en las ventajas competitivas de la industria petrolera. De esta manera, Venezuela decidió apoyar y promover nuevos acuerdos de cooperación económica con base en los principios de apertura y liberalización comercial; siempre buscando privilegiar la relación energética. Lo anterior se reflejó en los términos de los compromisos adquiridos en El Grupo de los Tres, El Grupo de Río, la renovación y reformulación en 1995 del Pacto Andino en la Comunidad Andina (GRAN), su incorporación en 1995 a la Asociación de Estados del Caribe (AEC), la firma de diferentes acuerdos de libre comercio (Colombia, Costa Rica, Chile) y su disposición por trabajar en favor de la ALCA. Ha sido precisamente en estos esquemas de integración y cooperación económica que Venezuela ha concentrado sus esfuerzos diplomáticos en los últimos años.

⁹ Entendemos aquí el nombre propio "Antillas" como sinónimo de Caribe Insular. Creemos que este nombre es el más apropiado para referirse a dicha área geográfica, ya que obliga a la referencia de factores históricos, culturales, económicos y geopolíticos. Para una revisión de la concepción moderna de Caribe, véase, Antonio Gaztambide-Géigel, "La invención del Caribe en el siglo XX. Las definiciones del Caribe como problema histórico y metodológico", en *Revista Mexicana del Caribe*, año 1, núm. 1, Universidad de Quintana Roo, Chetumal, Quintana Roo, 1996, p. 89-90.

¹⁰ María Teresa Romero, "La Administración Lusinchi y su Política Exterior hacia el Caribe Anglófono", en *El Caribe Contemporáneo*, núm. 19, FCPYS-UNAM, México, julio-diciembre de 1989, p. 30.

Es necesario anotar que los trabajos de Venezuela en las negociaciones comerciales externas se han visto afectados durante toda la década de los noventa, debido principalmente a la inestabilidad política interna y a los constantes frenos en la política económica dado el ambiente social hostil al aperturismo económico. En general, los dos intentos de golpe de Estado, la destitución y enjuiciamiento del presidente Carlos Andrés Pérez (1993), la crisis bancaria y financiera, y la pérdida de legitimidad del régimen bipartidista replantearon las prioridades en la cooperación económica internacional como mecanismo de defensa del sistema político.

La diversidad de acuerdos y tratados comerciales que ha firmado Venezuela hasta 1997, lo han reafirmado como un país "eslabón" para penetrar en el mercado latinoamericano. Esto es, Venezuela forma parte de un mercado de 350 millones de personas, mismo que poco a poco ha ido dividiéndose en diferentes mercados subregionales: el MERCOSUR, el GRAN, el Mercado Centroamericano, el G-3, y finalmente la AEC. El mayor de esos mercados subregionales ha sido el MERCOSUR, donde Venezuela ha privilegiado la relación económica con Brasil. Con sus vecinos andinos, ha ampliado la cooperación bilateral con Ecuador y ha desatendido sus acuerdos comerciales con Perú y Bolivia. En Centroamérica y el Caribe ha mantenido su presencia a través del acuerdo petrolero conocido como El Pacto de San José, además de que ha fortalecido su presencia en la industria petrolera de las Antillas. Por último, en el G-3 ha privilegiado los mecanismos de cooperación energética con México y con Colombia.

Como dijimos anteriormente, los esfuerzos integracionistas de Venezuela centran su atención en los mecanismos de cooperación energética. El gobierno ha descubierto que la incorporación de su país al MERCOSUR no sería posible en el corto plazo, sin embargo ha buscado que PDVSA participe en el mercado energético de la zona. También, ha aprendido que la lentitud en las negociaciones en el GRAN puede dilatar su presencia en el mercado andino, y que en Centroamérica y el Caribe debía reformar los términos de la asistencia energética (El Pacto de San José), para adecuarlos a las nuevas condiciones de producción de PDVSA y a los programas de desarrollo de la industria petroquímica nacional.

En resumen, la actual estrategia de integración económica de Venezuela con América Latina ha sido influenciada por las transformaciones que ha experimentado la industria energética, en especial las presentadas en la empresa PDVSA. Además, dicha estrategia de integración ha sido adaptada a la presencia hegemónica regional de Estados Unidos en el continente a través de su invento, la ALCA.

3 1 LA POSICIÓN DE VENEZUELA EN EL MERCADO PETROLERO DE AMÉRICA LATINA.

La posición de Venezuela como proveedor de crudo de América Latina ha mejorado en los últimos diez años. Por ejemplo, en 1992 exportaba a la región 150 mil b/d; en 1996 alcanzaba los 320 mil, el equivalente al 64% de las importaciones (500 mil) diarias de crudo en la región.

Según estimaciones de PDVSA, las importaciones de crudo en América Latina pueden llegar a los 800 mil b/d a principios del próximo siglo, cantidad que la empresa ha planeado cubrir en su mayor parte —unos 550 mil b/d. Un segmento del mercado sería compartido con México (Centroamérica y el Caribe a través del Acuerdo de San José), sin embargo, el grueso de las ventas de petróleo, gas y petroquímicos estarían centradas en el comercio con Centroamérica y el Caribe, y en menor medida Brasil, donde tendría un mercado más seguro, amplio y diversificado. Esta estrategia de penetración del mercado latinoamericano ha sido llamada "estrategia del abastecimiento complementario"¹¹.

El "abastecimiento complementario" lo ha explicado PDVSA como la entrega de petróleo y derivados a escala continental, en especial a América Latina, en el marco del crecimiento de la demanda hemisférica de energía, y del diseño de diversificación de fuentes de abastecimiento de hidrocarburos, principalmente petróleo y gas. Según el ex-senador del partido Acción Democrática, "la propuesta (de PDVSA) es una política petrolera hemisférica basada en el crudo venezolano"¹². Con dicho plan, Venezuela se colocaría como el principal abastecedor de petróleo en el continente

En el caso del suministro a América Latina, PDVSA ha estimado que la venta de petróleo árabe en la región bajaría su volumen en los próximos años. Esa porción del mercado que fueran dejando los países del Medio Oriente sería ocupado por Venezuela y otros productores locales. Sin embargo, las ventajas competitivas (variedad de crudos, diversidad de productos refinados, política de precios y la adquisición de centros de distribución, almacenamiento y comercialización en la región) de la petrolera venezolana con respecto a sus similares latinoamericanas, le permitirían asumir una posición dominante en el comercio petrolero de la zona¹³.

El plan de "abastecimiento complementario" consistiría en suministrar crudo pesado a la región en términos preferenciales, tal y como se ha venido haciendo en el Pacto de San José.

Una de las ventajas que traería el plan de "abastecimiento complementario" para la industria petrolera venezolana es que estaría en condiciones de aumentar su producción de petróleo a 6.5 millones de b/d, según el plan de expansión del gobierno de Rafael Caldera. Con base en lo anterior, la industria petrolera de Venezuela —en rumbo de la privatización— asumiría un papel estratégico en todo el continente, ya que sería una fuente segura de petróleo en caso de una eventual interrupción del flujo petrolero del Medio Oriente.

¹¹ Argelia Ríos, "El Cambio en el mercado internacional de petróleo abre buenas perspectivas de negocios en América Latina, en *Mene: Petróleo, Gas, Carbón*, Caracas, 7 de 1997.

¹² *El Universal*, México, 26 de enero de 1993.

¹³ *Ibid.*

Para incrementar la producción de crudo, Venezuela echaría mano de sus vastas reservas del aceite bituminoso de la Faja del Orinoco¹⁴. En los últimos años, una buena cantidad de países productores de petróleo ha incrementado la producción de este tipo de hidrocarburo. Según explica la revista especializada "Oil & Gas Journal", los nuevos métodos de perforación y extracción, así como las nuevas técnicas para la refinación han contribuido para que se incremente la producción de crudo pesado, extrapesado y de bitumen. Al mismo tiempo, países productores de crudo pesado han desarrollado proyectos de adaptación de sus plantas refinadoras para producir algunos productos refinados a partir de ese tipo de crudo¹⁵.

Según datos de PDVSA, Venezuela cuenta con reservas probadas¹⁶ de petróleo por 72,574 millones de barriles. La empresa también ha estimado que el país cuenta con reservas no probadas de crudo extrapesado por 269,000 millones de barriles. Ahora bien, de las reservas probadas 51,300 millones son de petróleo pesado y extrapesado (9º API).

PDVSA ha planeado incrementar la producción de petróleo extrapesado y posteriormente transformarlo a un tipo de petróleo mediano. Este petróleo reformulado --también llamado petróleo sintético-- podría alcanzar entre 21 y 31º API. Los costos de producción de este tipo de petróleo no serían una limitación para frenar el proyecto. Los avances tecnológicos en materia de refinación han logrado que los costos de reformulación de petróleo pesado descendan hasta en un 50%. La tecnología petrolera canadiense, que es la que utiliza Venezuela en la reformulación del bitumen del Orinoco, logró reducir el costo de producción de petróleo sintético de US\$20 a US\$10 por barril, y se esperaba alcanzar los US\$8 por barril para el año 2000¹⁷.

Para la realización del proyecto de reformulación de petróleo extrapesado, PDVSA ha establecido cuatro grandes convenios de producción-refinación bajo la figura de "joint ventures". En 1997, el total de las inversiones estimadas para esos convenios fue de US\$9,750 millones¹⁸. Una buena parte de la producción de petróleo extrapesado sería transformado en ORIMULSIÓN. Este combustible usado en calderas de termoeléctricas ha sido ofrecido por PDVSA como sustituto al carbón y al combustible, además de que sería una alternativa a la creciente demanda de combustibles limpios. Se espera que la producción de ORIMULSIÓN alcance los 200 mil b/d para el año 2000.

En los convenios de producción de petróleo sintético ha sido decisiva la inversión extranjera, no sólo para la producción del bitumen y del petróleo pesado, sino también en la refinación y mejoramiento de esos hidrocarburos. Ahora bien, independientemente de que sean las empresas transnacionales las propietarias de la tecnología para explotar los hidrocarburos bituminosos de la Faja del Orinoco, existe un factor que explica el interés del capital transnacional

¹⁴ El hidrocarburo de la Faja del Orinoco corresponde al tipo de hidrocarburo bituminoso con alto contenido de minerales. Como ha explicado el especialista Humberto Garza Elizondo, el hidrocarburo venezolano ha sido clasificado por lo venezolanos como crudo extrapesado por una sencilla razón: de esa manera pueden establecer un volumen elevado de reservas comprobadas, y en consecuencia establecer un porcentaje mayor en las cuotas de exportación de la OPEP. Véase, Humberto Garza E, *Op. Cit. Guntis Montis*, "Heavy oil expansions gather momentum worldwide", en *Oil and Gas Journal*, vol. 93, núm. 33, agosto 14 de 1995, pp. 31-32.

¹⁵ Las reservas probadas son "las cantidades de petróleo y gas en yacimientos conocidos, que con razonable certeza se podrán recuperar en el futuro bajo las condiciones económicas y operativas actuales". Véase, PDVSA, *Informe Anual 1996*, *Op. Cit.* p. 105.

¹⁷ C. R. Chávez, "Se reacomoda el mercado de crudo", en *El Universal*, Caracas, 8 de abril de 1998.

¹⁸ Hasta 1997 los proyectos para la explotación de los hidrocarburos bituminosos de la Faja del Orinoco fueron los siguientes: Proyecto la Hamaca, firmado entre CORPOVEN y las transnacionales ARCO, PHILLIPS PETROLEUM y TEXACO, para producir y mejorar 197 mil b/d; el Proyecto Cerro Negro, firmado entre LAGOVEN y las transnacionales MOBIL y VEBA OEL, para producir y mejorar 100 mil b/d; el Proyecto Zuata, firmado entre MARAVEN y la estadounidense CONOCO, para producir y mejorar 104 mil b/d, además de 3 mil toneladas diarias de coque y 200 toneladas diarias de azufre; finalmente el Proyecto Zuata II, firmado entre MARAVEN y las transnacionales TOTAL, STATOIL y NORSK HYDRO, para producir 150 mil b/d de petróleo sintético, 4.900 toneladas diarias de coque y 734 toneladas diarias de azufre. Cfr. PDVSA, *Informe Anual 1996*, *Op. Cit.*, p. 24.

por explotar los recursos de la zona.

Según han explicado los especialistas petroleros Colin J. Campbell y Jean Laherrère, la producción de petróleo ligero y mediano ha iniciado la ruta hacia la escasez. Estos especialistas han demostrado que el petróleo ligero fácilmente extraíble ha mantenido desde hace algunos años niveles cada vez menores de reservas probadas, lo que significaría que los yacimientos de este tipo de petróleo han empezado a agotarse¹⁹.

Es por ello que el petróleo pesado y el bitumen han estado tomando cada vez mayor importancia en las operaciones de producción de los CME. Los convenios para la producción y mejora del bitumen del Orinoco no son las únicas inversiones de este tipo que se realizan en América Latina. En países donde se han descubierto nuevos yacimientos (Camisea en Perú; Cuisiana en Colombia, etcétera), gran parte del petróleo descubierto ha sido crudo pesado. Aparejados a la producción, en esos países también se han adecuado las instalaciones refinadoras para transformar o mezclar diferentes tipos de crudo. En general, las inversiones en producción y en refinación han estado asociadas a los procesos de privatización de la industria petrolera local, tal y como sucede en la privatización de la industria petrolera en Venezuela.

La privatización de la industria petrolera ha sido la base en la transformación de las relaciones energéticas de Venezuela con América Latina. En esta nueva relación, al petróleo se le ha asignado un nuevo rol en las relaciones hemisféricas: es un "commodity"²⁰ más en comercio intrarregional.

Como ya explicamos en el capítulo primero, la privatización de la industria del petróleo en América Latina es un ejemplo claro del cambio ideológico en la relación estratégica Estado-recursos energéticos. En el marco del capitalismo globalizado, para los gobiernos de la región los hidrocarburos en general son sólo recursos naturales extras, y ya no recursos estratégicos, por lo que su manejo pudiera estar totalmente en manos de empresas petroleras privadas. Con la apertura al capital privado en la industria petrolera, las relaciones energéticas en Sudamérica han cambiado de la cooperación a la competencia por la máxima apropiación de la ganancia y la lucha por el control de mercados²¹.

La industria petrolera de Venezuela ha iniciado planes para ingresar a esa competencia económica a través de la "estrategia del abastecimiento complementario", para lo cual ha actuado en dos vertientes: ofreciendo al capital privado transnacional recursos energéticos abundantes, y participando en la apropiación del excedente generado en la industria petrolera de la región. Para realizar lo anterior, la política de "apertura" y la estrategia de "internacionalización" han sido los dos mecanismos principales.

Así pues, las relaciones energéticas de Venezuela con América Latina han estado íntimamente relacionadas con la privatización de la industria petrolera de la región y con los procesos de reestructuración y de "internacionalización" de PDVSA. En este contexto, la petrolera venezolana ha segmentado a la región en tres áreas geocomerciales: Centroamérica y el Caribe; el G-3; y el Cono Sur.

¹⁹ "En el ocaso, la gran era del oro negro", en *El Financiero*, México, 2 de marzo de 1998.

²⁰ En una entrevista concedida al periodista y analista de la industria petrolera David Shields, el secretario de Energía de México, Luis Téllez, tuvo la claridad suficiente para afirmar lo siguiente: "(...) Esto (el acuerdo para llevar gasolina de Estados Unidos a México) tiene que ver con la estructura de los mercados en petróleo y gasolina. Ambos son 'commodities' que tienen un cierto precio en los mercados 'spot' (el subrayado es nuestro). Véase, David Shields, "La producción petrolera, la actividad más rentable del país: Luis Téllez. Entrevista al Secretario de Energía", en *El Financiero*, México, 23 de febrero de 1998, p. 16.

²¹ Miko Zellner y John Barham, "Energía: hágase la luz", en *América Economía*, número especial, Miami, diciembre de 1992, p. 8, 22.

La segmentación del mercado fue creándose a partir de factores geoeconómicos y geopolíticos en las relaciones de Venezuela con la región. Sin embargo un elemento que ha influido de manera importante en tal división de mercado para Venezuela ha sido la potencialidad energética de cada área. Por ejemplo, Centroamérica y el Caribe es una área de importación neta de petróleo y derivados, con algunas compañías petroleras que sólo producen para el mercado local —excepto Trinidad y Tobago—; y con una industria refinadora en general atrasada y poco especializada. Lo anterior ha permitido a PDVSA tener una presencia dominante en la zona.

Los socios de Venezuela en el G-3 —Colombia y México— son exportadores de petróleo. Para Venezuela sin embargo, esa condición no ha sido un factor que impida el establecimiento de acuerdos y contratos de cooperación en materia energética. El desarrollo tecnológico de PDVSA en los últimos años ha contrastado en el estancamiento de sus similares PEMEX y ECOPEPETROL. Ello ha sido visto como una verdadera oportunidad para la estatal venezolana para ampliar sus operaciones en materia de transferencia de tecnología y venta de nuevos productos petrolíferos a esos países.

Con los países del Cono Sur (Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay) la situación energética es más complicada. Los procesos de privatización de las industrias petroleras locales, la desaparición de la mayoría de las empresas estatales y el ingreso de a una gran cantidad de CME y medianas petroleras transnacionales han dificultado la penetración de PDVSA en la zona. Si bien durante varias décadas la mayoría de los países de la zona fueron importadores netos de hidrocarburos (a excepción de Ecuador desde 1973, Bolivia y esporádicamente Perú), desde principios de los noventa la producción de petróleo y gas ha crecido. En este contexto, la competencia para PDVSA ha sido mayor, por lo que decidió centrar sus relaciones energéticas con el principal consumidor de energía de la zona, Brasil.

3.2 RELACIONES ENERGÉTICAS CON CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE. EL PACTO DE SAN JOSÉ

El Programa de Cooperación Energética para los Países de Centroamérica y el Caribe, mejor conocido como Pacto de San José (PSJ) es el acuerdo de cooperación energética más viejo que existe en América Latina. Fue firmado el 3 de agosto de 1980 y se ha renovado cada año hasta 1997. En un principio fue concebido como un programa de cooperación entre países en vías de desarrollo (acuerdo sur-sur), pero con el paso de los años ha tomado un carácter cada vez más comercial.

Los antecedentes del PSJ son los siguientes. A finales de la década de los setenta, las condiciones económicas en el mercado energético mundial colocaron a México y Venezuela en una situación en la que podían tomar posiciones bien definidas en asuntos internacionales, principalmente en los asuntos de Centro América y El Caribe. Así por ejemplo, durante la década de los setenta, Venezuela brindó apoyo económico y político al movimiento sandinista, en tanto que México se colocaba contra la dictadura somocista en Nicaragua y en favor del movimiento guerrillero en El Salvador. En ambas posturas políticas el petróleo se convirtió en el principal instrumento de apoyo para las acciones diplomáticas, hecho que al final de cuentas se materializó con la firma de programas de asistencia energética para los países de Centroamérica y El Caribe.

La participación de Venezuela en los asuntos económicos y políticos de Centroamérica y el Caribe ha existido bajo formas diferentes de política exterior. La zona ha sido especialmente estratégica para Venezuela, ya que la ha considerado como vital para sus intereses nacionales. Esta apreciación la ha obligado a actuar y preservar su presencia en la zona²².

En este sentido es que Venezuela promovió una propuesta de cooperación energética en el seno de OLADE. La propuesta consistió en apoyar la entrega de petróleo a los pequeños importadores de Centroamérica y El Caribe, a fin de disminuir los efectos negativos que en sus economías tenía el elevado precio del crudo en el mercado mundial (en 1980 alcanzaba los US\$36 el barril). La propuesta se discutió en la Primera Reunión Extraordinaria de Ministros de la OLADE, celebrada en julio de 1979 en la ciudad de San José, Costa Rica. En la Reunión se aprobó la Declaración de San José de 1979, un documento que ratificó un acuerdo anterior firmado en 1974, entre Venezuela, por una parte, y Costa Rica, Honduras, Nicaragua, y Panamá, por la otra. En la Declaración se estableció el compromiso de Venezuela para entregar a esos países, bajo un sistema de financiamiento preferencial, petróleo para consumo interno.

La propuesta venezolana fue bien vista por el gobierno de México, quien a su vez propuso un nuevo plan para resolver en el corto plazo y en condiciones favorables el suministro de petróleo a naciones de Centroamérica y El Caribe. El plan mexicano se estableció sobre la base de la Declaración de San José de 1979, lo que permitió que los gobiernos de estas potencias petroleras comenzaran negociaciones para crear un sistema de abastecimiento energético para la zona.

Las negociaciones entre México y Venezuela derivaron en la firma del "Programa de Cooperación Energética para Los Países de Centroamérica y El Caribe", el 3 de agosto de 1980, una vez más en la ciudad de San José. En esencia, el programa estableció lo siguiente:

²² María Teresa Romero Op. Cit.

1. Venezuela y México atenderían el consumo interno de petróleo importado por Barbados, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá y República Dominicana
2. El Suministro total se realizaría en partes iguales con base en los contratos comerciales que Venezuela y México establecieran con los países beneficiarios. Estos contratos se regirían por las políticas comerciales de las naciones proveedoras, incluyendo las relativas a calidad, cantidad y precio.
3. Las condiciones de pago se establecerían en un sistema 70-30; 70% de la factura en pagos en un plazo no mayor a 30 días, el resto pagadero a cinco años sobre una tasa de interés anual del 4%. Si los países beneficiarios se comprometían a destinar estos recursos a proyectos prioritarios de desarrollo económico, en particular los relacionados con el sector energético, el plazo se extendería a 20 años con una tasa de interés anual del 2%.
4. La duración del programa sería de un año, previo arreglo de México y Venezuela (es la llamada renovación anual del PSJ).
5. Para la entrega del petróleo se utilizarían los buques de la Naviera Multinacional del Caribe, NAMUCAR²³
6. El Programa destinaría 160 mil b/d de petróleo crudo. Para el primer año Venezuela aportaría 130 mil b/d, el resto los entregaría México a Costa Rica, Nicaragua y Jamaica, en partes iguales. La cuota establecida podría ser incrementada si Trinidad y Tobago se agregaba al Programa como país proveedor.

Podemos observar que el Programa dividió en porciones iguales el suministro petrolero por parte de México y Venezuela, y en consecuencia, se dividió el mercado en dos grupos de control amplio. Esta decisión tuvo un carácter político más que comercial. En primer lugar, porque México no tenía en esos años buenas relaciones con los gobiernos de Guatemala (Efraín Ríos Montt), El Salvador (José Napoleón Duarte) y Honduras (Policarpo Paz García). Y porque Venezuela, por su parte, estaba en la misma situación con los gobiernos de Nicaragua (Daniel Ortega), Costa Rica (Rodrigo Carazo Odio) y Jamaica (Michel Manley). En segundo lugar, Venezuela decidió mantener su comercio energético con República Dominicana y Panamá, entonces dos de sus compradores de petróleo más importantes, e influyó para que Cuba no fuera aceptada en el Pacto.

Podemos notar también que el PSJ se estableció como un acuerdo comercial unilateral, es decir, que todas las cláusulas del mismo han correspondido a la decisión de los proveedores, restándole cualquier tipo de consulta a los beneficiarios. Sin embargo, esta característica es la que ha permitido la permanencia del Pacto por 17 años, a pesar de las modificaciones al acuerdo inicial, tanto en contenido como en objetivos.

Otro punto importante del Programa es que se anunció como un instrumento económico para la solución de los problemas de este tipo en la zona. Con el PSJ México y Venezuela han mantenido la voluntad de cooperar con el desarrollo económico y social de los países beneficiarios, principalmente con el abastecimiento petrolero y con la asignación de recursos que agilicen el comercio intraregional.

Además, el Programa se manifestó en su origen como un mecanismo económico de apoyo a la democratización económica y política de la zona. En momentos en que los precios del crudo en el mercado mundial demandaban grandes cantidades de recursos financieros de los países consumidores, las economías de Centroamérica y el Caribe experimentaban grandes fugas de divisas por las importaciones de petróleo. El suministro del hidrocarburo en condiciones

²³ NAMUCAR fue creada en diciembre de 1975 por México, Cuba, Nicaragua, Costa Rica, Venezuela y Jamaica para transportar mercancías en la zona del Caribe. Hacia 1983 la empresa empezó con problemas de financiamiento debido a la crisis económica de sus socios, por lo que cesó sus operaciones en febrero de ese mismo año.

preferenciales permitiría aliviar, en cierta medida, los problemas en balanza de pagos y fomentar la inversión interna. Así, con la contención de la crisis económica se podría frenar la escalada de protesta política que en estas condiciones genera violencia. Con el paso del tiempo se observó que el teorema ayuda energética-alivio de crisis económica-reducción de la crisis política era una falacia. Se demostró que la crisis no radicaba en la insuficiencia energética, sino en la estructura económico social que ha impedido la verdadera democracia económica y política en la zona.

Finalmente, según las declaraciones de los países firmantes, al PSJ se le definió como un programa de cooperación sur-sur, esto es, un tipo de cooperación entre países con desarrollo económico similar, cuyo único fin era la ayuda económica y política. A este tipo de cooperación lo definía entonces la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD, por sus siglas en inglés) como "cooperación económica internacional", pero que al caer en la órbita de las relaciones entre países subdesarrollados adquiría la connotación sur-sur. Sin embargo, un factor que rompe con esta definición es el hecho de que el PSJ no sólo era un mecanismo de cooperación económica, sino que también adquirió la forma de un mecanismo de presión política. El desarrollo del Programa en todos estos años así lo confirman.

El PSJ puede dividirse en dos etapas. La primera delineada por la situación de guerra en Centroamérica y la crisis económica en el Caribe insular; por el uso permanente como instrumento de presión política contra países que intentaran o provocaran alguna situación desestabilizadora en la zona (la cláusula de beligerancia de 1984, el rechazo a la inclusión de Cuba como país beneficiario, la suspensión de envíos de crudo inmediatamente después los golpes de Estado en Haití, etcétera); por la acumulación de deuda de todos los países beneficiarios; y las constantes protestas de los países deudores sobre algunas condiciones en los términos del programa. Esta etapa abarcó el período entre la creación del PSJ (1989) y la décima renovación (1990).

La segunda etapa del PSJ inició en 1991 con la aprobación del "mecanismo transitorio de financiación", en la Reunión de Tuxtla Gutiérrez, capital del estado mexicano de Chiapas. A partir de este año, las condiciones económicas y políticas que dieron origen al Pacto habían cambiado. Al respecto, podemos enunciar las siguientes:

1. Las contradicciones políticas en Centroamérica ya se habían aligerado (con su derrota electoral de febrero de 1990, los sandinistas dejaban de ser una preocupación geopolítica para los norteamericanos).
2. Las condiciones del mercado petrolero mundial actuaban más en favor de los consumidores de la zona que de los concedentes del Pacto.
3. La crisis económica en los países concedentes los obligaba a reclamar con mayor rigor las facturas petroleras pendientes de los beneficiarios morosos.
4. Finalmente, un elemento que empezaba a imponerse era que los países concedentes habían iniciado desde hacía años un proceso de privatización de sus sectores energéticos, con lo que las condiciones de negociación comercial en materia energética ya no eran las mismas.

La segunda etapa en el desarrollo del PSJ inició con la décima renovación. A partir de este momento se inició un proceso de modificaciones en el financiamiento, las formas de pago y las condiciones para liquidar los adeudos pendientes. Como vimos anteriormente, el PSJ había caído en un debilitamiento general, debido al derumbe constante en los precios del petróleo y a los problemas financieros de las naciones de Centroamérica y el Caribe. Ante esto, México y Venezuela decidieron aprobar un mecanismo transitorio de financiamiento por el 30% de la factura petrolera, a la tasa del mercado, siempre y cuando los precios internacionales del petróleo superen

los US\$21 por barril.

Con este mecanismo México y Venezuela obtuvieron el compromiso de los países beneficiarios de que no dejarían de pagar sus adeudos petroleros. Por su parte, ambos se comprometieron a no cancelar el 20% del financiamiento de la factura petrolera para proyectos de desarrollo. Además, establecieron un sistema de cofinanciamiento a proyectos de desarrollo. Este sistema consistía en que los dos países depositarian parte del 80% restante de la factura petrolera en el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) quien lo destinaria a proyectos específicos en la zona, con créditos hasta por cinco años y con las tasas de interés del mercado. Este programa significaría un gran alivio financiero para los países beneficiarios, pues abría la posibilidad de que el dinero pagado por la importación de petróleo se reinvirtiera en el mismo país en proyectos de mediano plazo²⁴.

El mecanismo transitorio de financiamiento mostró que el PSJ ya no sería más un acuerdo de cooperación. A partir de este momento los países beneficiarios tendrían que jugar con las reglas del comercio y las finanzas como si fueran una empresa privada. Primero, las negociaciones para la recuperación de los adeudos petroleros ya no tendrían que hacerse entre los gobiernos del país acreedor y del país deudor, ahora los países deudores tendrían que negociar con los técnicos de un organismo financiero internacional, mismo que podría convertirse en aval para proyectos de inversión de capitales extranjeros. Segundo, de no cumplir con las condiciones de pago establecidas, les retiraría, además del suministro petrolero, la garantía de una institución financiera para ser considerada para créditos internacionales.

El mecanismo fue una síntesis de las experiencias mexicana y venezolana en materia de negociación de deuda externa con la banca privada internacional, el Banco Mundial (BM) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). El mecanismo inició en enero de 1991, fecha en la que se reunieron los presidentes de México, Colombia, Venezuela y Centroamérica, en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez. Con motivo de la reunión, el gobierno de México afirmó por primera vez que la industria petrolera nacional se regía por criterios puramente comerciales, de ahí que para continuar con las entregas de petróleo demandara una carta de crédito cubierta por un banco local del país comprador, sobre el 75% del valor de la factura. Así mismo, en las negociaciones sobre adeudos petroleros, México no conversaría con el grupo de deudores, sino país por país²⁵.

A raíz de los cambios financieros, el PSJ ha dejado de ser importante para los países de Centroamérica y el Caribe como mecanismo de abastecimiento petrolero. Tal parece que ante esta situación, junto a la creciente inconformidad de la parte beneficiaria, el PSJ podría derivar en una tercera etapa. Las cancillerías de México y Venezuela han afirmado en diferentes ocasiones que el suministro de crudo "sería objeto de evaluación y ajuste, considerando los requerimientos de los países solicitantes y las disponibilidades de los proveedores".

Para Venezuela, la situación anterior ha sido determinante en el funcionamiento actual del PSJ. Por un lado, porque los países beneficiarios han experimentado procesos de privatización del sector petrolero y cierres de refinerías. De mantenerse esta situación, para Venezuela los esquemas de cooperación energética como el PSJ tendrían que dejar al margen de los beneficios a los países que no reúnan los requisitos que el acuerdo ha contemplado. Por ello, "México y Venezuela (examinan) diferentes alternativas con objeto de optimar el suministro a cada país"²⁷.

²⁴ *La Jornada*, México, 13 de octubre de 1990; *Excelsior*, México, 19 de febrero de 1991.

²⁵ Pymundo Riva Palaco, "La Cumbre de Tuxtla", en *El Financiero*, 14 de enero de 1991.

²⁶ *El Financiero*, México, 10 de enero de 1991.

²⁷ *La Jornada*, México, 4 de agosto de 1995.

Una de esas alternativas que encontraron México y Venezuela fue "la cláusula de condicionalidad", incorporada en la quince renovación. Esta nueva cláusula estableció que como único requisito que debían cumplir los países beneficiarios para acceder al financiamiento de parte de la factura petrolera, era que comprarán a Venezuela o a México la mayor parte de los bienes y servicios a usar en los proyectos de inversión. Esto significó de hecho un candado en la aprobación de créditos para los programas de desarrollo, el cual sólo ha beneficiado a los países concedentes del Pacto. Por ejemplo, el gobierno mexicano aseguró que esta situación le permitió a las empresas privadas de su país incursionar en los mercados del área centroamericana y caribeña.

Por su parte, para los países beneficiarios esta cláusula ha sido considerada como un impedimento para poder realizar proyectos de inversión de mayor envergadura²⁸. Esas naciones también han puesto de manifiesto la necesidad de adecuar las políticas y prácticas comerciales del Pacto a las realidades actuales, incluyendo cambios como el reconocimiento de compras realizadas por empresas privadas que operan en sus territorios y la creación de empresas mixtas.

Sin embargo, las circunstancias actuales en las que opera la industria petrolera internacional imposibilitarían cualquier intento de creación de empresas mixtas. Tanto México como Venezuela han diseñado planes de desarrollo de corto y mediano plazos para su industria petrolera. Esos planes han incluido la privatización gradual del sector, la ampliación del volumen de las reservas, aumento en la producción de crudo y en la producción de refinados para la exportación. Estos planes han demandado buena parte del capital líquido de PDVSA y PEMEX para llevarlos a cabo. Es por ello que ni México ni Venezuela estarían en condiciones para establecer empresas binacionales, "joint ventures", operaciones conjuntas o cualquier otro tipo de empresa de sociedad compartida con las naciones centroamericanas.

Por otra parte, factores como los bajos precios de algunos derivados del petróleo en el mercado internacional, la privatización de la industria petrolera en todos los países firmantes del pacto, el cierre de refinerías en los países beneficiarios, o su inadecuación técnica para procesar los crudos mexicano o venezolano, han reducido la influencia del Pacto como mecanismo de cooperación económica. Por todo lo anterior, podemos afirmar que a diferencia de los primeros años de operación del PSJ cuando funcionaba como un mecanismo de asistencia energética y presión política, en la actualidad es un programa de comercio energético multinacional.

En relación con lo anterior, el "Comité de Seguimiento Bilateral" --oficina no permanente encargada de revisar la marcha del Pacto-- afirmó en 1996 que "continuará reuniéndose regularmente para evaluar el programa y, de considerarlo oportuno, proponer a sus respectivos gobiernos (México y Venezuela) la adopción de nuevos procedimientos para la mejor instrumentación del mismo". Así pues, la señal fue que en los años siguientes habría modificaciones substanciales en los objetivos y reglas del PSJ. Cuales quiera que sean esos cambios, éstos serían la única alternativa de continuar el PSJ por algunos años más, hecho que en las actuales circunstancias de privatización del sector energético regional ha resultado imposible²⁹.

Según la CEPAL, entre 1987 y 1993 Venezuela participó con el 25% del suministro petrolero a la región, a través del PSJ, y no con el 50 como estaba establecido en el Pacto original. En el caso de México, su participación es menor a su cuota asignada, 5%, y la tendencia es que disminuya aún más. Ante esto, La CEPAL recomendó modificar la rigidez en la concesión de préstamos e incorporar a Colombia como proveedor. Colombia se ha convertido en un exportador

²⁸ *ib. id.*
²⁹ *ib. id.*

neto de petróleo, por lo que ha estado muy interesado en obtener nuevos mercados. La incorporación de Colombia al PSJ como país proveedor sería fácil, según la CEPAL, pues por su papel como nuevo exportador de crudo (su capacidad de refinación sólo es suficiente para el consumo interno) y miembro del G-3, contaría con el apoyo de los países concedentes³⁰. Para la CEPAL, antes de incorporar a Colombia como país concedente, el Pacto debería modificarse en sus aspectos financieros. Los problemas del PSJ en este punto han sido, según la misma Comisión, el alto nivel de los intereses y los plazos de los préstamos inferiores a los concedidos por las agencias multilaterales.

Sin embargo, para México y Venezuela ha estado lejos de su voluntad modificar las condiciones de financiamiento y eliminar la "cláusula de condicionalidad". En diversas ocasiones los países concedentes han establecido que el Pacto únicamente atiende los compromisos de suministro de petróleo en función de las políticas y prácticas comerciales de los países otorgantes. Con esto ha quedado de manifiesto que las políticas petroleras de México y Venezuela en el PSJ han estado determinadas por las condiciones de su industria petrolera nacional y de su papel en el sistema energético mundial³¹.

Así pues, en la segunda etapa del PSJ, la política petrolera de Venezuela ha estado determinada por las nuevas condiciones de su industria energética. Hemos explicado en el capítulo anterior que la industria petrolera venezolana ha asumido un nuevo papel en el sistema energético internacional a partir del proceso de privatización de PDVSA. Ese papel ha sido el de convertir a la empresa estatal en exportadora de petroquímicos y refinados y menos exportadora de petróleo crudo.

En este marco es que Venezuela ha transformado sus relaciones energéticas con Centroamérica y el Caribe, es decir, el país se ha convertido en abastecedor productos petroquímicos y refinados primarios, y cada vez menos petróleo crudo para la región. Según datos de la CEPAL, Venezuela suministró en 1996 el 41.7% (14,253 b/d) del petróleo consumido en el Istmo; el restante 58.3% (19,923 b/d) fue entregado por otros productores latinoamericanos y Estados. En cuanto a refinados, Venezuela entregó el 42.4% (31,735 b/d), el complemento se repartió entre 14 proveedores externos y la propia planta refinadora local. Los datos anteriores confirman la hipótesis anterior: primero, que Venezuela ha sido el principal proveedor de energéticos petroleros a Centroamérica; segundo, que las entregas han sido más importantes en el rubro de refinados y petroquímicos³².

La demanda de petroquímicos y refinados en Centroamérica y el Caribe ha ido en aumento, superando incluso las posibilidades de producirlos internamente. Por ejemplo, en 1985 las importaciones totales de petróleo en Centroamérica alcanzaron 27,778 b/d, en tanto que la importación de refinados apenas alcanzaba 10,863 b/d; en términos proporcionales significaba que el 80% del consumo de refinados y petroquímicos era abastecido por la planta local. En 1994, por primera vez en la historia, las importaciones de derivados del petróleo superaron a las importaciones de petróleo crudo. La demanda interna de refinados y petroquímicos alcanzó 59,227 b/d, en tanto que la producción interna se mantuvo estancada en los niveles de 1985, 27,732 b/d. Así pues, mientras la importación de petróleo crudo creció 18% en términos reales entre 1985 y 1994, la demanda de derivados lo hizo en más del 42%³³.

³⁰ "La industria petrolera latinoamericana: tendencias de la cooperación intrarregional", en *Documentos de Investigación*, CEPAL, Santiago de Chile, junio de 1995. *La Jornada*, México, 2 de agosto de 1995.

³¹ *Ibid.*

³² CEPAL, *Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos 1996*, documento LC/MEX/L328, México, 2 de julio de 1997, pp. 34-35.

³³ *Ibidem*, p. 34.

De seguir la tendencia anterior, en el mediano plazo, Centroamérica tendrá que importar mayores volúmenes de estos productos en las condiciones que impongan los principales proveedores como Venezuela. Por lo tanto, la región deberá olvidarse de los tiempos de la cooperación multinacional con beneficios mutuos, y prepararse para los acuerdos de "responsabilidad compartida".

3.3 RELACIONES ENERGÉTICAS CON LAS ANTILLAS.

La presencia actual de Venezuela en el Caribe insular sólo puede entenderse a partir de las llamadas "vocaciones" venezolanas, es decir, en cuanto al énfasis que puso la política exterior en la "vocación" del país como nación "andina", "orinoco-amazónica" o "caribeña"³⁴.

Este lugar que le asigna Venezuela al Caribe en sus relaciones exteriores se debe a factores íntimamente relacionados con su industria petrolera. Esos factores los resume el Dr. Andrés Serbin en tres, el primero de los cuales es de naturaleza geoeconómica. Este factor indica que las costas venezolanas (2,256 km.), bañadas totalmente por las aguas del Mar Caribe, es la zona donde habita la mayor parte de la población; donde están las dos ciudades más importantes del país (Caracas, Maracaibo), en donde se concentra la mayor parte de la industria refinadora local y la totalidad de las centrales de carga para exportación de petróleo; de ahí mismo parten el 80% de las exportaciones por vía marítima, y arriban el 90% de las importaciones³⁵.

El segundo factor que explica la importancia del Caribe para Venezuela es de tipo comercial. Las características económicas de la mayoría de las naciones insulares del Caribe hacen atractivos sus mercados internos para Venezuela, en especial para las industrias textil, agroindustrial, metal-mecánica y, principalmente, para la petroquímica. Este factor toma mayor relevancia si se considera el cambio en la estrategia económica en Venezuela desde 1986, cuando se abandonó el modelo sustitutivo de importaciones y se adoptó la estrategia de la apertura económica y la promoción de exportaciones³⁶.

El tercer factor que enuncia el Doctor Serbin es de orden estratégico-político. Explicamos al principio del presente capítulo que una de las prioridades de la política exterior de Venezuela ha sido la defensa de su sistema económico-político. El interés del Estado venezolano es defender precisamente la estabilidad del sistema, el cual por la vinculación geográfica, social y económica es altamente vulnerable a las crisis en zonas vecinas como el Caribe. Así pues, "(...) la seguridad y la defensa del territorio nacional están subordinados en alto grado a la buena disposición y a la estabilidad de los Estados vecinos del Caribe"³⁷.

Las relaciones de Venezuela con las Antillas se han apoyado en esos tres factores. La reforma económica emprendida desde finales de los ochenta también se ha apoyado en esos factores, principalmente para justificar las políticas de apertura comercial y de inserción en la economía mundial.

Uno de los objetivos centrales de los paquetes de política económica de Carlos Andrés Pérez ("El Gran Viraje") y de Rafael Caldera ("Agenda Venezuela") fueron precisamente la reforma comercial externa y la reformulación del papel de Venezuela en la economía mundial. Para alcanzar estos objetivos, resultaba primordial la reactivación venezolana de los procesos de integración con América Latina en general, y con el Caribe en particular.

El propósito que Venezuela ha puesto énfasis en relaciones económicas, políticas, sociales e institucionales que le permitan alcanzar mayores niveles de integración y cooperación con la región caribeña. Andrés Serbin ha descrito como la política de integración venezolana en el Caribe ha

³⁴ Andrés Serbin, "Las relaciones de Venezuela con el ...", *Op. Cit.*, p. 265.

³⁵ *Ibid.*

³⁶ *Ibidem*, p. 265-66.

³⁷ *Ibidem*, p. 266.

formado parte de "un nuevo proceso de regionalización en la Cuenca del Caribe"³⁵. Es en este contexto que se deben entender los acuerdos bilaterales de comercio, los acuerdos de cooperación e inversión con la Cuenca del Caribe, la cual para Venezuela incluye a las Antillas y al Caribe Continental (desde México hasta la Guyana Francesa).

Ahora bien, al igual que en el caso de la política exterior de Venezuela hacia Centroamérica --que también forma parte de la Cuenca del Caribe-- el petróleo ha sido el instrumento de participación más importante en sus relaciones internacionales con las Antillas. Hay que resaltar que a pesar de que Venezuela ha estado sumergida en una grave crisis financiera desde principios de los ochenta, a raíz del desplome en los precios internacionales del petróleo, el gobierno no eliminó la cooperación y la firma de acuerdos de inversión en materia energética con los países antillanos.

Se debe resaltar que las Antillas, como subregión económica, ha constituido tradicionalmente una porción mínima de comercio, inversión y de capital en el continente. Es por ello que sus relaciones con Venezuela han sido más de orden geopolítico que económico-comerciales, y han estado determinadas por la proximidad geográfica y la seguridad nacional. Para Venezuela, sus relaciones energéticas con las Antillas se fundamenta precisamente en su concepción de seguridad nacional, sus nexos económicos con Estados Unidos y sus relaciones comerciales con América Latina³⁹.

Las Antillas no son un gran mercado para la industria petrolera venezolana, sin embargo, la continuidad geográfica de la zona, tanto con Venezuela como con el principal importador de petróleo del mundo --Estados Unidos-- las coloca como centro estratégico para el crecimiento y desarrollo de PDVSA. En el proceso de "internacionalización" de la petrolera estatal venezolana, las Antillas han permitido afianzar su posición en el mercado norteamericano.

El acuerdo de cooperación energética más importante que tiene firmado Venezuela con el Caribe insular es el PSJ. El área de influencia del Pacto en el Caribe fue dividida por Venezuela en tres grupos de países: Centroamérica; las Antillas Hispánicas; y las Antillas no hispánicas (holandesas y anglófonas). En el apartado anterior explicamos que para Venezuela la relación energética con Centroamérica ha sido importante por el tamaño del mercado energético de la zona, principalmente para productos refinados, un sector del mercado que ha sido de gran importancia para PDVSA en su estrategia de "internacionalización" y en el proceso de privatización de la industria petrolera venezolana.

En lo que respecta a las Antillas hispánicas, Venezuela dejó al margen de los acuerdos energéticos a Cuba y a Puerto Rico; al único que consideró para el PSJ fue a República Dominicana. Cuba fue excluida del PSJ debido a la reactivación de la "Doctrina Betancourt" por parte de Luis Herrera Campins en su llamada "diplomacia de proyección". Puerto Rico, por su parte, no fue considerada ya que empresas petroleras norteamericanas han controlado el mercado energético local; recuérdese que el PSJ ha sido un acuerdo de cooperación interestatal y no ha aceptado la participación de empresas privadas. Finalmente, República Dominicana tuvo un trato preferencial por parte de Venezuela, pues desde hacía tiempo era su principal proveedor de crudo.

³⁵ Andrés Serón, "¿Una Reconfiguración en la Cuenca del Caribe?", en *Nueva Sociedad*, num. 133, Caracas, septiembre-diciembre de 1994, p. 19-20.

³⁶ Vaughan Lewis, "Los países de la mancomunidad caribeña, la descolonización y el realineamiento diplomático: relaciones con las potencias intermedias del hemisferio", en Aggrey Brown (comp.), *La Irupción del Caribe*. Caracas, Nueva Sociedad-Mex Sur Editorial, 1984, p. 146.

Finalmente, las Antillas anglófonas y holandesas tuvieron un trato diferente por parte de Venezuela, pues algunos de esos países poseen una posición geoestratégica en el mercado energético regional, en especial como centros de exportación de crudo a Estados Unidos donde PDVSA envía un tercio de sus exportaciones totales de refinados.

Como afirmamos en el capítulo segundo, la estrategia de "internacionalización" de PDVSA se fundamentó en el establecimiento de centros estratégicos de almacenamiento, distribución y refinación de petróleo crudo en el extranjero, plantas destinadas a abastecer los mercados energéticos de Estados Unidos y Europa. En este marco, la compra, arrendamiento o firma de acuerdos de operación conjunta de instalaciones petroleras en las Antillas ha sido fundamental.

Hasta 1997 PDVSA poseía las siguientes empresas en las Antillas: *REFINERÍA ISLA*, empresa operadora de una refinería y una terminal de almacenamiento en Curazao; la empresa *BONAIRE PETROLEUM CORPORATION, N.V. (BOPEC)*, filial operadora de una terminal de almacenamiento en Bonaire; la empresa *BAHAMAS OIL REFINING COMPANY (BORCO)*, filial operadora de terminales de almacenamiento en Bahamas.

Las instalaciones de la Refinería Isla y de las terminales de almacenamiento de *BOPEC* y *BORCO* tienen una posición geográfica favorable con respecto de los mercados estadounidense y antillano. Una característica de las tres plantas es que todas ellas poseen puertos de aguas profundas para supertanqueros, con lo cual se abarataría el transporte de petróleo a Europa, principalmente. Puertos de esas características no existen en los centros de distribución localizados en territorio venezolano. En el caso de las terminales de almacenamiento, debe resaltar que la terminal de *BORCO* en Bahamas es la de mayor capacidad de almacenaje de petróleo y de productos refinados en todas las Antillas⁴⁰. Así pues, en la estrategia de internacionalización y de incremento de la producción resulta de vital importancia contar con instalaciones flexibles que permitan incrementar en el corto plazo el volumen de exportación.

En el caso de la refinería en Curazao, el arrendamiento de las instalaciones cumplía varios objetivos, uno de los cuales era eminentemente político. Para el gobierno venezolano, arrendar la refinería de Curazao era "una forma de contribuir a la estabilidad económica de la isla". De esta manera, además del beneficio económico, Venezuela intervino para evitar el cierre de la refinería y con ello cancelar la posibilidad de conflictos sociales en la isla vecina, tales como los ocurridos en 1969⁴¹.

Por otra parte, la concentración de las exportaciones de petróleo a Estados Unidos ha impulsado proyectos como el Oleoducto Guanta-Florida. Este proyecto se refiere a la construcción de un oleoducto submarino entre la central de almacenamiento de Guanta, estado de Anzoátegui, y la península de Florida. El ducto tendría capacidad para transportar 300 mil b/d, y correría a lo largo de 3,190 kilómetros, haciendo escala en puntos seleccionados de las islas del Caribe. El costo estimado del proyecto era de US\$3,648 millones⁴². Los estudios de factibilidad del proyecto iniciaron en julio de 1991 con la asistencia técnica de *BRITISH PETROLEUM*, una de las pocas empresas en el mundo que cuentan con tecnología para transportación submarina de hidrocarburos.

⁴⁰ En las Antillas existen seis terminales de almacenamiento. La terminal de *BORCO* en Bahamas tiene una capacidad de almacenamiento de petróleo por 4 millones de barriles de petróleo crudo, y 8 millones de barriles de refinados. Cfr. Energy Information Administration, *Country Analysis Brief: Caribbean Fact Sheet*, Washington, diciembre de 1997.

⁴¹ Una Quadri de Moatzen, "La política petrolera venezolana frente a la refinería de Curazao: una perspectiva histórica", en Agrey Brown Op. Cit., p. 248.

⁴² "El Oleoducto PDVSA produce oleoducto Guanta-Florida", en *El Universal*, Caracas, 12 de agosto de 1997.

La ruta propuesta para el ducto correría por aguas internacionales próximas a algunas islas caribeñas, y fue dividido en tres tramos:

- 1) En Guanta estaría la primera estación que bombearía hidrocarburos por un ducto que cruzaría aguas internacionales de Grenada, San Vicente, Santa Lucía, Martinica, Dominica, Guadalupe y San Martín.
- 2) En San Martín se construiría la segunda estación de bombeo. En este Territorio de Ultramar Francés, así como en su similar Martinica, el ducto entraría a tierra.
- 3) En San Martín el oleoducto se dividiría en tres ductos paralelos direccionados hacia Puerto Rico. El ducto pasaría cerca de Islas Vírgenes, atravesaría Puerto Rico, República Dominicana y Cuba, a partir de donde la línea estaría enterrada.
- 4) En Cuba se construiría la tercera central de bombeo. A partir de este punto, el proyecto tendría dos alternativas para llegar a Florida. La primera sería una línea directa Cuba-Florida, la cual parece imposible por razones obvias; la segunda, una línea Cuba-Freepport (Bahamas)-Florida⁴³.

El proyecto es considerado para su realización a mediano plazo, entre ocho y diez años, incluido el periodo de prueba. Sin embargo, algunos factores geopolíticos de la región podrían impedir su desarrollo. Hay que considerar que la ruta trazada incluye países y territorios con diversos regímenes políticos. Además, la mayoría de las islas involucradas verían con recelo un proyecto petrolero que pudiera poner en peligro la economía de su principal actividad productiva, el turismo.

En suma, la realización de inversiones directas por parte de PDVSA en la industria petrolera de las Antillas ha tenido un fuerte contenido geopolítico. De hecho, la implantación de la "estrategia de internacionalización" de PDVSA ha modificado las relaciones de Venezuela con sus vecinos de la Cuenca del Caribe. Un caso significativo de lo anterior ha sido el de Cuba, país que ha mantenido una presencia muy activa en la Cuenca del Caribe en un intento por ganarse "aliados diplomáticos" contra la presión política y hostilidad económica a la que ha sido sometida por parte de Estados Unidos⁴⁴.

Las relaciones entre Venezuela y Cuba socialista han sido tradicionalmente conflictivas. En 1962 durante la reunión de la OEA, en Punta del Este, Uruguay, Venezuela apoyó la expulsión de Cuba de la organización, en una medida que se consideró una venganza política por el apoyo que la isla brindaba a los movimientos revolucionarios en Venezuela. Así, durante varios años, las relaciones políticas entre ambos países fueron de bajo perfil. Desde mediados de los ochenta, sin embargo, las relaciones económicas y políticas entre Cuba y Venezuela sufrieron cambios significativos. En estos cambios el comercio petrolero jugó un papel muy importante.

En 1986 se firmó el "Acuerdo Trilateral" (Venezuela-Cuba-URSS), el cual consistía en la entrega de crudo venezolano a Cuba y la URSS entregaba la misma cantidad de petróleo a las empresas asociadas a PDVSA en Alemania; la factura del petróleo soviético la cobraba PDVSA, en tanto que la URSS recibía embarques de azúcar cubana. Con este acuerdo Venezuela lograba un ahorro significativo en los embarques petroleros a Alemania, donde empezaba negociar la compra de refinерías.

43

Ibid.

44

La Gaceta, "La política exterior de Venezuela y Cuba en el Caribe", en *El Caribe Contemporáneo*, número 16, México, IANAL-CIUS-CELA, enero-junio de 1988, p. 67.

El Acuerdo Trilateral fue una modificación a otro que existía entre Cuba y la URSS: el acuerdo de trueque "petróleo por azúcar". Por medio de este convenio de trueque --operaciones comunes en el marco del bloque de cooperación económica y comercial de los países socialistas, el Consejo de Ayuda Mutua Económica (CAME)-- la isla exportaba un millón de toneladas de azúcar a la URSS, y este a su vez le enviaba petróleo y productos refinados⁴⁵. El Acuerdo Trilateral fue suspendido por Moscú en 1991. Ese año se venció el Acuerdo y el gobierno de Boris Yeltsin no lo ratificó. Los motivos fueron que en la URSS sufría por aquellos años un proceso de crisis política, desintegración federal y transformación económica. Ante ello, las entregas de petróleo al extranjero fueron suspendidas, principalmente las entregas de trueque con sus ex-aliados socialistas.

A finales de mayo de 1997, se anunció la reanudación del suministro petrolero bajo el mecanismo de la Trilateral, en esta ocasión con el grupo Venezuela-Cuba-Rusia. La noticia fue difundida durante una visita oficial a Caracas del Ministro del Exterior de Rusia, Evgueny Primakov.

Las relaciones energéticas de Venezuela con Cuba no se han limitado sólo al Acuerdo Trilateral, por el contrario, desde 1996 se han anunciado diferentes proyectos de cooperación e inversión en materia petrolera y petroquímica. Por ejemplo, en ocasión de la IV Conferencia Internacional de Energía⁴⁶, el ministro de Industrias Básicas de Cuba, Marcos Portal, y el presidente de PDVSA, Luis Guisti, sostuvieron una reunión orientada a establecer relaciones energéticas entre los dos países. Uno de los puntos del encuentro fue la posibilidad de que PDVSA adquiriera la refinería cubana de Cienfuegos, la tercera más grande de Cuba⁴⁷. La refinería estuvo a punto de ser adquirida por empresarios mexicanos, sin embargo, las presiones de la Ley Helms-Burton eliminaron cualquier posibilidad de efectuar el contrato. Cuba, luego de la negativa de México⁴⁸, decidió ofrecer la refinería a PETROBRAS y PDVSA. Para esta última, la refinería daría a su país un punto más a su favor en el control del mercado de la Cuenca del Caribe, de hecho, desde 1994 una misión de la petrolera venezolana evaluaba directamente en la isla las condiciones técnicas de la refinería para poder usarla en su estrategia de internacionalización.

Además del interés de PDVSA por la refinería de Cienfuegos, en la reunión Guisti-Portal también se abordó el tema de la eventual compra de ORIMULSIÓN por parte de Cuba. La crisis energética se ha agravado en Cuba a consecuencia del recrudecimiento del embargo económico de Estados Unidos. Los constantes apagones y la racionalización de la distribución de energía eléctrica y gasolina han sido catastróficos para la economía cubana. Ante ello el gobierno de Fidel Castro ha buscado diversificar las fuentes combustibles para las termoeléctricas e impulsar la inversión extranjera en la industria petrolera. Esta política de seguridad energética podría ser apoyada por la entrega de ORIMULSIÓN, sin embargo, el problema inmediato es el financiamiento.

⁴⁵ Este acuerdo de 1995 el convenio seguía en vigencia. La última ratificación al acuerdo se realizó en 1996, y tendría una vigencia de dos años.

⁴⁶ La Conferencia Internacional de Energía se realizó los días 25 al 27 de septiembre de 1995, en la ciudad de Puerto La Cruz, Venezuela. A la Reunión asistieron ministros de energía de todo el continente.

⁴⁷ La refinería cuenta con cuatro refinerías: Erminio Díaz, ubicada en la ciudad de Santiago, y tiene una capacidad de refinación de 101 mil b/d; Nicolás López, ubicada en la Habana, con una capacidad de 122 mil b/d; Sergio Soto, en Cabiaguán, con una capacidad de 200 mil b/d; y la refinería Cienfuegos, con una capacidad de refinación de 76 mil b/d. Cfr. Energy Information Administration, *Energy Information Analysis Brief: Caribbean Fact Sheet*, Op. Cit.

⁴⁸ La oferta de venta de la refinería Cienfuegos a PEMEX, a través de su filial MEXPETROL, fue cancelada, según funcionarios de la empresa, debido a la crisis financiera en México. Sin embargo, la entrega del paquete de rescate financiero por parte de EU también tuvo una influencia determinante. Josefina Morales, "Las relaciones económicas México-Cuba", en John Saxe y otros (compilador), *Geoeconomía y Geopolítica del Caribe: Cuba, Estados Unidos, México*, IEE s-UNAM, México, 1997, p. 12.

En efecto, el financiamiento y pago de las entregas de petróleo ha sido uno de los problemas más agudos de Cuba; a raíz de ello ha sido constantemente rechazada para su incorporación al PSJ. Venezuela ha afirmado en diversas ocasiones que los problemas económicos en Cuba podrían acarrear su endeudamiento crónico con los países proveedores en el marco del PSJ. La deuda petrolera de los países beneficiarios ha sido uno de los problemas más difíciles de resolver entre los firmantes del Pacto, por lo que los gobiernos de México y Venezuela no han querido lidiar con un deudor más. Por otro lado, más importante que la exclusión de Cuba del PSJ, la presión norteamericana sobre México y Venezuela ha logrado impedir cualquier tipo de asistencia energética al gobierno socialista de Cuba.

Otro país con el que Venezuela ha cambiado sus relaciones internacionales es Trinidad y Tobago. Con este país del Caribe anglófono, pequeño exportador de petróleo y vecino marítimo, Venezuela ha mantenido relaciones tensas a raíz de reclamos mutuos sobre límites de aguas en el estrecho de Paria. Ese conflicto ha pasado a segundo plano en las relaciones desde principios de los noventa. Las negociaciones y pláticas sobre acuerdos de cooperación en diversas materias han culminado en la firma de proyectos binacionales en materia petrolera.

Uno de esos proyectos fue el de exploración conjunta de los yacimientos de gas en la plataforma deltaica, frente a las costas de la Península de Paria. El yacimiento de gas se encuentra en los límites marítimos de ambas naciones, y contiene reservas de gas estimadas en 20 trillones de pies cúbicos. Casi todo el gas se encuentra en jurisdicción venezolana, sin embargo, la explotación y transportación del hidrocarburo a las plantas de almacenamiento en terreno controlado resultaría técnica y productivamente costoso. En cambio, si se produce el gas, se transporta y refina en la isla de Trinidad, resultaría un gran negocio.

Así como a mediados de junio de 1996 se anunció la posible alianza entre PDVSA y la estatal petrolera de Trinidad, *PETROTRIN*, para desarrollar el proyecto del gas. En julio siguiente, el presidente trinitario, Basdeo Panday, visitó Caracas y aseguró la disposición de su gobierno a avanzar en la cooperación energética con Venezuela.

Los acuerdos de cooperación en estudio eran:

- 1) Alianza estratégica PDVSA-*PETROTRIN* para la administración de la refinería de Point-A-Pierre, una de las cuatro refinerías con las que cuenta Trinidad.
- 2) Construcción de una empresa mixta entre *NATIONAL PETROLEUM* de Trinidad y Tobago, y *MARAVEN*, para la producción y venta de lubricantes en ambos países.
- 3) Convenio en materia de asistencia conjunta en caso de derrame petróleo en áreas marítimas de ambos países. Para tal efecto, a finales de noviembre de 1996, PDVSA y *PETROTRIN* realizaron los primeros simulacros de derrame de petróleo crudo en aguas limítrofes⁴⁹.

⁴⁹ "Venezuela explora yacimientos conjuntos con Trinidad", en *El Universal*, Caracas, 2 de octubre de 1996.

3.4 RELACIONES ENERGÉTICAS EN EL GRUPO DE LOS TRES.

Para Venezuela, el G-3 es un mecanismo de cooperación económica con un alto valor geoeconómico y geopolítico. Por un lado, el G-3 permitiría a Venezuela ampliar su espacio económico con los dos países de mayor desarrollo relativo en la Cuenca del Caribe: México y Colombia. Por otro lado, con la creación del Grupo se buscaba asegurar los mecanismos de pacificación en Centroamérica y promover la estabilidad en las Antillas. Así pues, Venezuela ha buscado en el G-3, además de impulsar sus exportaciones no tradicionales, evitar la inestabilidad política en la región, en particular ante una eventual agudización del conflicto estadounidense con Cuba⁵⁰.

El Grupo Contadora es el antecedente inmediato del G-3. Contadora fue un "mecanismo permanente de consulta política y económica para Centroamérica". Fue creado en 1983 entre México, Venezuela, Colombia y Panamá con el objetivo de intervenir en la solución negociada de la guerra en el istmo centroamericano.

Las iniciativas de Esquipulas I y II propuestas por Costa Rica en 1986, y apoyadas por Honduras, El Salvador y Guatemala, sacaron de las negociaciones de paz a Contadora, con lo que los cuatro países del Grupo avanzaron en la búsqueda de formas nuevas de cooperación y asistencia económica entre ellos.

El país que tuvo un papel discreto en la diplomacia de Contadora fue Panamá. Aún antes de integrarse al Grupo Panamá sufrió durante varios años una grave crisis política, la cual entre 1982 y 1988 provocó el cambio de tres presidentes. El último de esos presidentes, Eric Arturo del Valle, a finales de 1986, la renuncia al jefe de las fuerzas armadas, Manuel Antonio Noriega. Este hecho a principios de 1988 que la Asamblea Legislativa destituyera de su cargo a Del Valle y se nombrara como nuevo presidente a Manuel Solís Palma.

Algunas horas después de la destitución del presidente Eric Arturo del Valle, Contadora y el Grupo de Apoyo—formado por Brasil, Argentina, Perú y Uruguay para cooperar con aquel en la solución de la guerra en istmo centroamericano— decidieron "suspender" a Panamá como país participante de la diplomacia multilateral de paz en Centroamérica, tanto en Contadora como en el recién formado Grupo de los Ocho⁵¹.

Después de 1986 de los cuatro países que integraban Contadora sólo quedaron tres. Ese mismo año Colombia, Venezuela y México iniciaron conversaciones para la conformación de un nuevo grupo, el cual buscaba a corto plazo la firma de acuerdos económicos de amplio alcance. En marzo de 1989, durante la "Cuarta Reunión de Cancilleres del Mecanismo Permanente de Concertación y Concertación Política" (Reunión de Cancilleres del Grupo de Río⁵²), realizada en Puerto Ordaz, Venezuela, los tres países de Contadora convinieron en la formación de un grupo trilateral

⁵⁰ Véase, por ejemplo, *ibid.*, pp. 159-160.

⁵¹ El Grupo de Apoyo fue integrado por Contadora y el grupo de Apoyo a principios de 1986, como un grupo observador, durante algunas de las negociaciones para la paz que se realizaban en Esquipulas, Guatemala.

⁵² El Grupo de Río fue integrado por los miembros del grupo de los Ocho en la ciudad de Río de Janeiro, Brasil, en diciembre de 1988. El documento que estableció el Mecanismo permanente señaló como objetivos del mismo: "llevar a cabo un proceso de concertación y concertación política entre los países miembros del Mecanismo, con la finalidad de lograr una paz duradera en Centroamérica, así como fomentar el diálogo con otros países y grupos de países, dentro y fuera de la región".

⁵³ Véase, por ejemplo, *ibid.*, pp. 18-19. Véase también, C. Pereyra, *Formación y Desarrollo del Grupo de Río de Janeiro*, 18 de diciembre de 1986, tomado de Cinthya Pereyra, *Formación y Desarrollo del Grupo de Río de Janeiro*, 1988-1989. Una Visión Crítica, Tesis profesional para obtener el grado de Licenciado en Relaciones Internacionales, Facultad de Ciencias Políticas y Sociales-UNAM, 1998.

que pudiera aprovechar las ventajas de un eventual tratado comercial. Para Venezuela, por ejemplo, los otros miembros del Grupo tienen una posición geográfica que le permitiría reafirmar su influencia en Centroamérica y el Caribe, además de que los mercados de esos mismos países asegurarían la exportación de productos, tanto derivados del petróleo como productos manufacturados. El G-3 trabajaría en la integración económica por ramas productivas específicas a través de acuerdos bilaterales y, conforme las condiciones económicas en los países del Grupo fueran permitiéndolo, trilaterales. Para Venezuela, el objetivo anterior podría alcanzarse, por ejemplo, en el sector energético, donde los tres países tienen recursos y necesidades complementarias.⁵³

Ante la primera reunión de Presidentes del Grupo de Río en la ciudad de Cartagena, Colombia (1-10 octubre de 1990), los presidentes de los países integrantes del G-3 anunciaron el inicio formal de los trabajos para formar un área de libre comercio. Los trabajos se concentraron en tres frentes: los estudios para la integración energética; las negociaciones para la firma del Acuerdo Comercial de Alcance Parcial; y la cooperación trilateral para con los países de Centroamérica y el Caribe.⁵⁴

En materia de cooperación energética, el G-3 firmó en aquella ocasión dos Convenios energéticos: el Convenio de colaboración para la interconexión eléctrica en Centroamérica, y el Convenio para la interconexión petrolera México-Colombia-Venezuela.

En el marco de esos Convenios, el Grupo ha diseñado hasta 1997 una serie de proyectos de inversión y conversión en diversos sectores y ramas económicas, la mayoría de los cuales se han realizado con fines de políticas de privatización. En lo que respecta a la cooperación en materia energética, los proyectos firmados por Venezuela con los otros países del G-3 han sido los siguientes:

Con México, Venezuela inició en 1991 los estudios para la aplicación del "Plan de la Cuenca Energética". Este Plan buscaba la creación de un bloque energético entre los miembros del Grupo y países de Centroamérica, y fue presentado en enero de ese año durante la "Cumbre de Tegucigalpa". El primer proyecto diseñado para la creación del bloque energético regional fue la construcción de un gasoducto entre México y Venezuela, pasando por Colombia y todos los países centroamericanos.⁵⁵ El proyecto de interconexión del gas fue dividido en tres partes, la primera de las cuales sería la construcción de un gasoducto de 1,200 kilómetros de longitud entre Colombia y Venezuela. La segunda y tercera partes iniciarían cuando se terminara la construcción del tramo Colombia-Venezuela, y tendría una doble dirección hacia el istmo: una partiría de México⁵⁶, la otra de Venezuela; el tramo mexicano cubriría Guatemala, El Salvador y Honduras, mientras que el tramo neopelano abarcaría Panamá, Costa Rica y Nicaragua. El proyecto del gasoducto se realizó en un largo plazo, mas de llevarse a cabo sería el programa de inversiones más ambicioso y costoso jamás realizado en Centroamérica. Los principales inversionistas serían el G-3, los países de Centroamérica, instituciones financieras regionales (BID, Banco Centroamericano de Integración Económica, Corporación Andina de Fomento), y empresas privadas, principalmente extranjeras.

⁵³ *El Comercio*, 10 de octubre de 1990.

⁵⁴ *El Comercio*, 11 de octubre de 1990. El gobernador de energía de México, Jorge Chávez Presa, declaró en Nicaragua que el gobierno mexicano está adelantando la construcción del gasoducto regional México-Istmo Centroamericano. El gasoducto tendría una longitud de 7,000 km y un costo de US\$500 millones. Véase, "David Shields, 'México dice sí al plan para gasoducto regional'", en *El Financiero*, México, 1 de abril de 1998.

⁵⁵ *El Comercio*, 10 de octubre de 1990.

Hasta finales de 1997 aún no había avances concretos en la construcción de los tramos del gasoducto. El problema ha sido la crisis financiera en los países involucrados. Además, en Venezuela el retraso de las operaciones del Proyecto del Gas de Colón ha pospuesto el inicio de la construcción del gasoducto a Colombia.

En México, el proyecto ha sido confirmado por el gobierno mexicano en diversas ocasiones, sin embargo, aún no se sabe de donde saldría el gas mexicano que, según la Secretaría de Energía de México, abastecería durante cien años a la zona. Los problemas son que, de acuerdo con otras estimaciones de la misma Secretaría, México se convertirá en los próximos diez años en importador neto de gas. Para el "Grupo de Ingenieros Pemex-Constitución del 17", una asociación de estudiantes petroleros y analistas del funcionamiento global de PEMEX, sería ilógico pensar en un proyecto de tal naturaleza: en primer lugar porque el país no cuenta con reservas de gas suficiente para cubrir el creciente mercado interno; en segundo lugar, porque si realmente se contara con cantidades abundantes del hidrocarburo, éste sería más útil para restituir la presión en los yacimientos agotados, y ahorrar millones de dólares en la compra de gases presurizados⁵⁶.

Por ejemplo, uno de los yacimientos que ha dado señales de su agotamiento productivo es Cantarell. Este yacimiento se encuentra ubicado en la Zonda Petrolera de Campeche, la zona petrolera más rica del México. De ahí se extraen 1.3 millones de b/d por medio de sistemas artificiales de producción, es decir, que se les inyecta presión para poder mantener el nivel de la producción. Para este yacimiento, PEMEX anunció en 1997 un plan para incrementar la producción de petróleo pesado, para lo cual invitó a inversionistas privados a construir una planta productora de nitrógeno, gas que se inyectaría en los pozos agotados. La planta se construiría en la población de Atasta, Campeche, a 85 kilómetros del yacimiento de Cantarell. El capital para la construcción de la planta de nitrógeno de Atasta, la más grande del mundo, fue calculado en US1.000 millones, y sería aportado por las siguientes empresas: de Reino Unido, BOC GASES⁵⁷ (30%); de Japón, MARUBENI CORP. (30%); de Canadá, WESTCOAST ENERGY (20%); de Alemania, INDE (10%); y la México-Americana, ICA-FLOUR DANIEL (10%)⁵⁸.

Como anterior, podemos afirmar que el proyecto se trata de un compromiso político de México con la región y con Venezuela antes que un verdadero convenio comercial. Así mismo, detiene el avance como un eslabón más en el Proyecto de Integración Energética Hemisférica.

El Convenio Colombia-Venezuela para la construcción del "Oleoducto Cravo Norte-Puerto Cabezas" este oleoducto transportaría crudo de los yacimientos colombianos en Cao Limón hasta Puerto Cabezas, en el Golfo de Maracaibo. Su construcción iniciaría a principios de 1991, sin embargo, los constantes ataques guerrilleros a los trabajos de ingeniería y de tendido de tubería han impedido constantemente el avance del proyecto.

Con Colombia, Venezuela estableció la empresa binacional "Monómeros Colombo-Venezolana", la cual fue privatizada a principios de 1996.

El Acuerdo Marco de Cooperación PDVSA-ECOPETROL. Este acuerdo fue firmado en julio de 1997 y pretendía estrechar la relación entre ambas empresas petroleras estatales,

⁵⁶ "Deseo de producir el petróleo de calidad, más extracción de crudo pesado", en *El Financiero*, México, 28 de mayo de 1997.

⁵⁷ BOC GASES también opera en Venezuela, suministrando hidrógeno para los procesos de hidrodesulfuración de la Refinería de Maturín.

⁵⁸ "Continúa con la construcción de la planta de nitrógeno en Atasta", en *El Financiero edición Sur*, Mérida, 14 de mayo de 1997.

principalmente en materia de producción conjunta de petróleo y petroquímica. En lo que respecta a producción, las empresas estarían trabajando en el desarrollo de un proyecto conjunto de los campos: Gualtita, La Victoria, Caño Limón-Montenegro y pozo Arauquita. Todos esos pozos estarían en la zona limítrofe de ambos países⁵⁹.

E) La alianza energética PDVSA-PEMEX. La alianza fue propuesta en 1996 por el entonces ministro de energía Erwin Arrieta, durante una visita realizada a México. En esa ocasión, Arrieta se entrevistó con el entonces secretario mexicano de Energía, Jesús Reyes Heróles, y le expuso la conveniencia de establecer un tipo de acuerdo que uniera a las empresas estatales en las negociaciones frente a los países desarrollados, en especial frente a Estados Unidos, el mayor comprador de petróleo para ambos países⁶⁰.

PDVSA y PEMEX han sido rivales en el comercio de petróleo crudo en Estados Unidos. En diversas ocasiones han llegado a diferencias y reclamos mutuos respecto al establecimiento de precios de sus crudos de exportación. En la última crisis de precios del petróleo de 1998, por ejemplo, México se quejó de la imposibilidad que ha tenido para poder competir con PDVSA en el mercado norteamericano, donde el mercadeo venezolano de crudo y refinados ha sido más exitoso.

La visita de Erwin Arrieta en 1996 fue el punto de partida para el establecimiento de nuevas lazos de cooperación entre México y Venezuela. Para el funcionario, el fortalecimiento de las relaciones energéticas de su país con México resultaría de gran importancia en el proceso de integración con la Unión de PDVSA, ya que la estatal venezolana podría reafirmar su posición como la empresa petrolera más grande de América Latina.

PDVSA ha establecido una estrategia de crecimiento basada en la producción-exportación de petróleo crudo. Para los funcionarios de la petrolera estatal, ambas actividades han sido las más importantes para la empresa, por ello no se debe temer a la privatización del sector petrolero⁶¹. El argumento anterior —completamente falaz— sólo demuestra que PEMEX ha sido con fines deliberadamente a su desarticulación, colocándola únicamente como empresa productora y comercializadora de petróleo crudo. La mencionada estrategia energética es la consecuencia del programa salinista de privatización de PEMEX-petroquímica iniciada en 1992. Tal parece que es un intento de mantener en estado vegetativo a la industria petrolera en tanto se logra "desregulacion" completamente al sector, según declaraciones del presidente Zedillo a THE INSTITUTIONAL INVESTOR, una agencia promotora de inversiones en Estados Unidos⁶².

La situación la conocen los venezolanos y han dado los primeros pasos hacia la firma de acuerdos que les permitan ingresar al mercado mexicano de refinados, así como a la posible transferencia de tecnología en materia de extracción, adaptación de refinerías al procesamiento de crudo pesado y a la comercialización internacional de refinados primarios.

Las declaraciones del embajador de Venezuela en México, Fernando Ochoa Antich, el crecimiento de la demanda de refinados en el mercado mexicano ha sido del 8% promedio anual. Esa tendencia se explica, según el embajador, por el hecho de que PEMEX se ha especializado

⁵⁹ "El acuerdo PDVSA y Lecopetrol", en *El Universal*, Caracas, 30 de julio de 1997; C.R. Chávez, "PDVSA eleva el precio en la frontera", en *El Universal*, Caracas, 7 de noviembre de 1997.

⁶⁰ "El acuerdo de la alianza energética entre Pemex y Pdvsá", en *El Universal*, Caracas, 6 de febrero de 1997.

⁶¹ "El acuerdo de la alianza energética entre Pemex y Pdvsá", en *El Universal*, Caracas, 6 de febrero de 1997.

⁶² "La privatización de la industria petrolera", en *Expectativa*, México, Ed. Nuestro tiempo, 1996, p. 68-70.

en la importación petrolera y la industria petroquímica en la importación de productos. Esto, continúa Dchoa Antich, tendría que ser aprovechado por PDVSA para iniciar las exportaciones de algunas manufacturas petroquímicas para el mercado mexicano⁶³ (MTBE, TAME, ULTRAMIX, ORIMOL, etc.), gasolinas, etcétera⁶⁴.

En 1995 las exportaciones de productos químicos y petroquímicos fueron por US\$43 millones y por US\$16 millones en 1996. Para este último año, tal porcentaje significó el 9% de las exportaciones totales a los países miembros de la ALADI, en donde el principal cliente fue Chile (42%), seguido de Brasil (39%), y en último lugar Argentina (8%). El mercado mexicano es importante para Venezuela, ya que por el tamaño, proximidad al mercado estadounidense y el ritmo de crecimiento anual, permitiría la colocación de volúmenes cada vez mayores de manufacturas petroleras. Según el presidente de la cámara de Venezolana de la Industria Química y Petroquímica (ASOQUIM), Hernán Morales, la lista de productos exportados a México la integran una treintena de productos diferentes, entre los que destacan aditivos para gasolina y polímeros⁶⁵.

Por otra parte, se sabe que funcionarios mexicanos de PEMEX han recibido cursos sobre los métodos de "apertura petrolera" realizados en Venezuela. Esos cursos incluirían metodologías para el diseño de planes de coinversión y alianza con empresas extranjeras en el área de la petrolera.

Después de la visita del presidente Ernesto Zedillo a Venezuela en abril de 1998 se firmó un acuerdo de cooperación por tres años en materia de petróleo, electricidad y fuentes no convencionales de energía. Este acuerdo se firmó semanas después de la alianza diplomática entre ambos países para enfrentar la crisis de los precios internacionales del petróleo⁶⁶. El acuerdo energético fue el tema más importante que se abordó en el encuentro presidencial México-Venezuela que consistió en la creación de programas conjuntos de investigación en materia energética, la formación de recursos humanos y el intercambio de información y la solución conjunta a problemas ambientales en la industria petrolera. El acuerdo energético en cuestión no especificó ningún proyecto concreto entre ambos países.

Como resultado de la visita también se concluyó la redacción del documento mediante el cual PEMEX y OX establecerían un "joint venture" para operar una refinería en Estados Unidos. Con otros dos esquemas similares firmados por PEMEX, la planta binacional satisfaría la demanda de la gasolina en el mercado mexicano.

⁶³ "Venezuela en el mundo", Op. Cit.

⁶⁴ El MTBE (metil-terbutil-éter) y el TAME (teramil-metil-éter) son aditivos para gasolinas reformuladas o sin plomo; el ULTRAMIX es un compuesto sintético con base en agua que se utiliza en los inyectores de presión para pozos petroleros.

⁶⁵ "93% cayó la actividad química y petroquímica", en *El Universal*, Caracas, 18 de marzo de 1997.

⁶⁶ La Comisión petrolera de Venezuela trabajó conjuntamente con sus similares de México y Arabia Saudita para promover una alianza por US\$1.245 millones de bid de petróleo, en un intento por frenar la caída en los precios internacionales del petróleo, los cuales habían alcanzado sus niveles más bajos en diez años. El acuerdo fue firmado el 30 de marzo, y se le nombró "el acuerdo de 1997".

3.5 RELACIONES ENERGÉTICAS CON EL CONO SUR.

Venezuela ha sido tradicionalmente un proveedor menor de petróleo para Sudamérica. Lo anterior ha sido consecuencia de la frialdad con que ha llevado las relaciones diplomáticas con sus vecinos. Durante décadas estableció para la zona modelos de cooperación para tres diferentes grupos de países: los países andinos (Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile), con los que fue creando desde principio de los setenta un esquema de integración económica subregional; los países de la Zona Atlántica (Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay), con los que mantuvo durante años, en función de la "Doctrina Betancourt", relaciones diplomáticas de bajo perfil; y la Zona Caribeña Continental² (Guyana, Surinam, Guyana Francesa), conformada por países de ascendencia no ibérica que incorporó en su agenda global de relaciones con el Caribe.

3.5.1 LAS RELACIONES ENERGÉTICAS CON LA ZONA ANDINA.

La realidad política y social de la zona andina siempre ha contrastado con el modelo económico y político de Venezuela. Este país y sus dirigentes siempre presumieron su modelo político como ejemplo de la "democracia representativa" y de estabilidad política. Su obligación moral y constitucional era defender ese modelo político a través de acciones de Estado en territorio nacional y en foros y organismos internacionales. La política exterior tendría como eje central la defensa de la democracia. De esta postura nació la "Doctrina Betancourt"³.

En los setenta Venezuela abandonó tal doctrina de política exterior, pero no sin dejar de rechazar las dictaduras militares en los países sudamericanos, en especial la de Augusto Pinochet, en Chile. Fue precisamente durante esa misma década que se transformó la estrategia de política exterior, llevándola de la defensa de la democracia a ultranza a la cooperación para el desarrollo. La integración económica era fundamental, mas ya no la forma de gobierno de los países socios. En este marco es que Venezuela decidió ratificar el Tratado de Bogotá en 1973 -- base jurídica del Pacto Andino-- luego de diferentes prórrogas.

El Pacto Andino avanzó poco en el cumplimiento de los objetivos de integración subregional. Uno de los factores que explican la parálisis del Pacto Andino durante más de dos décadas fue "el síndrome del vecino". Este factor quiere decir que para los países de la zona resultaba geopolíticamente más práctico y menos costoso mantener niveles amplios de comercio

¹ La Doctrina Betancourt "predicaba la ruptura de relaciones diplomáticas con regimenes de facto que hubiesen derrocado gobiernos constitucionales, con lo cual se buscaba desalentar proyectos golpistas en Venezuela y en América latina Mediante la amenaza de aislamiento internacional". Véase, Eva Josko de Guéron, "La política exterior: Continuidad y cambio, contradicción y coherencia", en *El Caso de Venezuela: Una Ilusión de Armonía*, Caracas, Ediciones IESA, 1986, p. 318.

² Surinam se independizó de los Países Bajos hasta noviembre de 1975, motivo por el cual estuvo aislada del resto del continente. Guyana se independizó en febrero de 1966, aunque siguió estando bajo la protección militar inglesa en el marco de la Commonwealth. Los reclamos territoriales por el Esequibo han mantenido congelada la relación con Venezuela. Guyana Francesa sigue siendo colonia francesa bajo el régimen de "Departemen D'Outre-Mer, o DOM. Regional Survey of the World, *South America, Central America and Caribbean 1996*. Op. Cit.

³ La Doctrina Betancourt fue el fundamento de las relaciones políticas de Venezuela con América Latina durante los sesenta, en especial en la postura del país en la OEA, en el rompimiento de relaciones con Cuba y con República Dominicana y en la alianza bilateral con EU para la defensa de la democracia en la región. Eva Josko de Guéron. Op. Cit., p. 318.

con países extrarregionales que con los vecinos cercanos⁴. Todos y cada uno de los países de la

zona privilegiaban el conflicto histórico con sus vecinos antes que la cooperación. Esta característica fue resultado de la aplicación regional del instrumento de hegemonía mundial de Estados Unidos, la "Guerra Fría".

Para Venezuela, por ejemplo, las disputas limítrofes con Colombia por la soberanía sobre la península Guajira condicionaban cualquier intento de cooperación comercial y económica con este país, además de que cualquier beneficio comercial otorgado a Colombia podría llegar a convertirse en un factor desequilibrante en las relaciones bilaterales. Lo mismo acontecía en las relaciones Ecuador-Perú, Perú-Bolivia, Bolivia-Chile, Chile-Perú y Colombia-Ecuador⁵.

A partir de la década de los noventa, las coincidencias en las políticas integracionistas y de apertura comercial relajaron --mas no eliminaron-- los factores geopolíticos que limitaban el proyecto de unión comunitaria subregional. La apertura económica ha desbloqueado los esfuerzos de integración, principalmente a través de acuerdos bilaterales, la creación de nuevos grupos de cooperación comercial (MERCOSUR y el G-3) y la reestructuración de algunos acuerdos comerciales existentes (CARICOM, Mercado Común Centroamericano, Pacto Andino)

Gran parte de los trabajos de reestructuración del Pacto Andino, hasta mediados de los noventa, fueron llevados por Venezuela, Colombia y Ecuador. Ello principalmente porque desde 1991 las relaciones comerciales entre esos países fueron en aumento. Se debe resaltar que en este proceso el petróleo ha sido un producto fundamental en los acuerdos de cooperación económica e intercambio comercial. Así, el 30% de las exportaciones totales de químicos y petroquímicos venezolanos se han destinado al mercado andino, en especial a Colombia, Perú y Ecuador, con lo que el área es el principal mercado para esos productos venezolanos.

Por otra parte, Colombia, Venezuela y Ecuador han mantenido una política de separación con los otros miembros de la Organización, Perú y Bolivia. Lo anterior debido a los cambios políticos y a las nuevas realidades económicas de los dos países. Perú bajo el gobierno de Alberto Fujimori, principalmente a partir del autogolpe de Estado de 1993, ha congelado su participación en el Grupo Andino, estableciendo una política de separación oficial del Pacto y su integración paulatina al MERCOSUR. Por su parte, Bolivia se ha separado del Pacto a raíz de su inconformidad por adherirse a las decisiones comerciales externas comunes, como el Arancel Externo Común⁶, que entró en vigor en 1995. Esta situación ha provocado su aproximación al MERCOSUR, al grado que en 1996 ya había sido aceptada como observadora.

Un factor que ha alejado a Perú y a Bolivia del Grupo Andino fue la competencia por el comercio regional del gas con Venezuela, Colombia y Ecuador. En el caso de la competencia

⁴ Gerardo Arellano, "La integración económica y los paradigmas en América Latina", en *Revista Capítulos*, núm. 49, Caracas, SELA, enero-marzo de 1997.

⁵ Como afirma Cristina Rosas, para entender los procesos regionales de integración se debe considerar siempre la variable geopolítica. Este factor sin duda está presente en las estrategias integracionistas de Venezuela, sobre todo si tomamos en cuenta que el petróleo es uno de los principales productos de negociación comercial de este país. María Cristina Rosas, *México ante los Procesos de Regionalización Económica en el Mundo*, IIES-UNAM, México, 1996.

⁶ El Arancel Externo Común es una tasa o tarifa oficial por derechos de aduana a los productos de importación o exportación que cobraría el Pacto Andino a terceros países. El Pacto Andino estableció tasas arancelarias comunes entre 13.4 y 20%. Véase, Ricardo Ávila, "Tres son Compañía", en *América Economía*, núm. 97, Miami, julio de 1995, pp. 37 y 38.

con Venezuela, el descubrimiento de grandes yacimientos de gas en Bolivia y Perú ha impactado negativamente en el desarrollo de proyectos del gas diseñados y aplicados en aquel país desde finales de los ochenta. Por ejemplo, se pensó que el proyecto Cristóbal Colón, de Venezuela, podría abastecer la demanda de gas en el mercado sudamericano, sin embargo, la lejanía del

complejo Cristóbal Colón de los centros consumidores marcó desde el principio enormes dificultades para transportarlo, con lo que el precio de venta al consumidor final resultaba sumamente elevado. Lo anterior hizo económicamente inviable al Proyecto para su proyección al mercado sudamericano.

La desventaja geográfica que presentó el Proyecto Cristóbal Colón para su desarrollo en mercado del gas en Sudamérica no existió para los yacimientos de gas en Bolivia y Perú. Por el contrario, este factor ha permitido la creación de una ambiciosa y complicada red de gasoductos en la zona, la cual fue bautizada a principios de los noventa como "El Proyecto de la Red del Gas en América del Sur". Este proyecto ha considerado a los yacimientos de gas de Santa Cruz y Camisea --de Bolivia y Perú, respectivamente-- como los principales centros de abastecimiento.

El Proyecto de la Red Sudamericana del Gas se refiere a la interconexión todos los centros de consumo con la cuenca gasera de Bolivia, Perú y Argentina a través de una red de gasoductos de más de 9,900 kilómetros de longitud, para lo cual se han planeado inversiones por casi US\$20,000 millones en la presente década y hasta mediados del próximo decenio.

La Red del Gas en Sudamérica tomó notoriedad en octubre de 1994, cuando el entonces ministro de economía de Argentina, Domingo Cavallo, anunció la "liberalización" (privatización) de las exportaciones de gas natural producido en su país. El plan argentino fue convertir a la industria gasera nacional en el eje de la Red sudamericana del Comercio de Gas, integrado por Chile, Bolivia, Perú y Brasil.

Valga resaltar que la "liberalización" del comercio exterior del gas argentino sintetiza todos los elementos del proceso de privatización de la industria petrolera en América Latina. En el caso argentino, el gobierno cambió las reglas del juego en el comercio de los hidrocarburos: se pasó de un sistema productivo y comercial regulado por el Estado, a otro de liberalización absoluta, controlado por empresas privadas. Esta misma situación ha ido presentándose en otros países latinoamericanos, por ejemplo, el Plan mexicano para la privatización de la industria gasera es el mismo que fue aplicado en Argentina. La privatización de la industria gasera mexicana iniciada el mes de marzo de 1992, atrajo a inversionistas de Canadá y Estados Unidos para la construcción de nuevas redes de distribución y mercadeo del producto, eliminando con ello el control que mantenía PEMEX sobre esa área energética⁷.

⁷ En México, el Proyecto de la Cuenca de Burgos --la cuenca gasífera más importante del país ubicada en los límites de los estados de Tamaulipas y Nuevo León-- ha sido diseñado para su ejecución por empresas extranjeras. La Cuenca se dividió en tres bloques que se licitaron en 1997, en las cuales las empresas contratadas se encargarían únicamente de la perforación y asistencia técnica a PEMEX. La comercialización y distribución del hidrocarburo se dejó en manos de empresas privadas, las cuales a su vez suministrarían el producto a concesionarias --posiblemente también privadas en cuanto se concrete la desregulación del sector eléctrico-- de la generación de energía eléctrica y de la comercialización para consumo doméstico. *El Financiero*, México, 3 de febrero de 1998.

Junto al plan argentino han ido estableciéndose paralelamente otros proyectos de desarrollo de la industria del gas en la región (véase cuadro número 1). En todos y cada uno de esos proyectos, los grandes CME han entrado al juego aportando grandes capitales para la explotación del energético, recibiendo a cambio de los gobiernos locales la oportunidad de controlar el mercado energético caracterizado por su rápido crecimiento y la poca competencia local⁸.

Los CME han aprovechado los procesos de privatización de la industria petrolera local para tomar posiciones monopólicas en la región. Por ejemplo, el conglomerado canadiense *NOVA CORP.*⁹ ha manejado, desde finales de los ochenta, el 14.4% de las acciones de la *Transportadora Gas del Norte de Argentina (TGN)*, y ha diseñado planes para conectar los gasoductos de Argentina, Chile y Bolivia y abastecer esa porción del mercado sudamericano. En tanto que la petrolera estadounidense *ENRON* se ha establecido en Bolivia como la empresa monopólica en la extracción, distribución y exportación de totalidad del gas nacional. Por último la inglesa *BRITISH GAS* controlaría la distribución y comercialización del 50% del gas importado en Brasil.

Nombre de la Red o Tramo	longitud	inversión estimada
Neuquen-Santiago (Argentina-Chile)	750 km	1,200 millones
Salta-Tocopilla (Argentina-Chile)	885 km	nd
Atacama-Mejillones (Argentina-Chile)	925 km	nd
Proyecto Gasandes, La Mora-Santiago (Argentina-Chile)	462 km	nd
Red Bolivia-Chile	en estudio	nd
Línea Santa Cruz-Sao Paulo (Bolivia-Brasil)	3,700 km	US\$1900 millones
Gasoducto Camisea-Lima (Perú)	700 km	US\$250 millones
Gasoducto Salta-Sao Paulo (Argentina-Brasil)	2,414 km	US\$4000 millones

Elaboración propia con base en datos periodísticos.

El gran exportador de gas de Sudamérica sería Bolivia y no Venezuela, en tanto que Argentina y Perú complementarían la demanda regional para otros centros de consumo en Chile (Santiago, Valparaíso y Concepción) Paraguay y Uruguay. Las altas probabilidades de encontrar nuevos yacimientos de gas y petróleo en Bolivia son enormes, por lo tanto, la firma de nuevos

⁸ "Change Sweeping South American Oil Sector", en *Oil & Gas Journal*, vol. 14 núm. 2, 14 de enero de 1991, pp. 40-41.

⁹ *NOVA CORPORATION* es una empresa mixta de capital canadiense. Sus principales actividades son la venta de servicios integrados para el desarrollo de las industrias del gas y la petroquímica. Es la principal exportadora de gas canadiense a EU. Sus ventas totales en 1995 fueron por US\$4,482 millones. Véase, *Financial Times International Year Books*, Op. Cit., pp. 358-359.

contratos de abastecimiento firmados por la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB) con empresas de Brasil y de Chile son grandes oportunidades de inversión para los capitales extranjeros. Según declaró el entonces secretario de Energía de Bolivia durante el gobierno de Paz Zamora, Herbert Müller, las oportunidades de construcción de gasoductos permitiría duplicar en poco tiempo el capital invertido por las empresas interesadas¹⁰.

A principios de 1990, Bolivia contaba ya con un sistema de gasoductos conectados a los mercados de Argentina y Brasil, principalmente, y se planeaba la construcción de uno hacia Chile y otro proveniente de Perú para surtir del hidrocarburo a las termoeléctricas en el estado brasileño de Mato Grosso. Bolivia se encuentra en el corazón de Sudamérica, por lo que se ha convertido en el centro estratégico del comercio del gas y en general en las relaciones económicas de la región. Según la petrolera AMOCO, "La posición estratégica de Bolivia significa que este país jugará un rol estratégico en la distribución y producción de gas en el cono sur"¹¹.

Por otra parte, uno de los factores que hicieron factible la Red Sudamericana del Gas fue el sistema de cotización del hidrocarburo. En la década de los ochenta era común que el precio del gas se marcara en paridad con el precio internacional del petróleo, sin embargo, a partir de los noventa, por influencia de las empresas extranjeras, el precio se ha establecido de acuerdo con el energético que va a sustituir. Por ejemplo, en Sao Paulo la compra de gas boliviano se pagaba a 90 centavos de dólar, fijados a partir del "fuel oil" que se consumía para la generación de energía eléctrica, en tanto que para Santiago de Chile, el precio se fijó con base en la media entre el precio promedio del gas en la región y el precio del carbón que se consumía en las termoeléctricas de Chile¹².

Todos los proyectos descritos en el cuadro anterior han estado encaminados a abastecer a la industria generadora de electricidad de la región, controlada en un 90% por empresas privadas. Las empresas estatales productoras de gas no han podido recaudar financiamiento para el desarrollo de sus proyectos. Se estima que la región necesita anualmente US\$20,000 millones para poder mantener sus operaciones, pero es dinero que la banca internacional no está en voluntad de prestar. Así, los capitales externos han encontrado un campo fértil para poder invertir, un campo regado por la seguridad nacional y la necesidad energética, entre la soberanía económica y la demanda energética nacional.

3.5.2 RELACIONES ENERGÉTICAS CON LA ZONA ATLÁNTICA.

La Zona Atlántica se compone de cuatro países: Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay. Durante décadas, esos países se distinguieron por ser importadores netos de hidrocarburos, principalmente petróleo, mas a partir de la década de los noventa se han hecho descubrimientos de yacimientos importantes en la Zona.

¹⁰ Mike Zellner y John Barham, *Op. Cit.*, p. 9

¹¹ *América Economía*, núm. 111, septiembre de 1996, p. 120

¹² Mike Zellner y John Barham, *Op. Cit.*, p. 9.

Los dos países más pequeños Uruguay y Paraguay han cubierto su demanda interna con crudo importado. El mercado interno de ambos países apenas si alcanzaba en 1995 los 9.000 b/d (3.500 y 5.500, respectivamente). Gran parte de parte de los productos refinados ha sido producido internamente por empresas estatales. Finalmente, el tamaño de las economías y el nivel de industrialización de estas han mantenido en un bajo nivel la demanda de productos petroquímicos, los cuales son abastecidos en su mayor parte por la industria petroquímica brasileña. Por todo lo anterior, estos países no han sido atractivos para la industria petrolera de Venezuela.

Lo anterior no ha sido de la misma manera en las relaciones energéticas de Venezuela con Brasil o Argentina. Por el contrario, desde principios de la década Venezuela ha buscado ingresar a los mercados de esos países con sus productos refinados, y en el caso de Brasil también con petróleo crudo. Veamos.

A) Brasil. Históricamente, las posturas estratégicas en las relaciones bilaterales entre Venezuela y Brasil han sido excluyentes, con algunos puntos de intersección y de fricción. A diferencia de Venezuela, Brasil no tiene sus ojos puestos sobre el Caribe, sino hacia el sur del Océano Atlántico, y aunque desde mediados de los setenta este último ha retomado sus intereses estratégicos en el Amazonas a través de proyectos de explotación y protección de la selva, ello representa el avance en la hegemonía brasileña sobre el espacio geopolítico denominado Cono Sur y no sobre el Caribe. Es precisamente en el Amazonas donde se han presentado los conflictos de mayor gravedad entre ambos países.

La diplomacia venezolana ha visto las relaciones con Brasil como una "vecindad silenciosa", es decir, como una relación marcada por la falta de intereses comunes concretos y de acciones bilaterales sustentadas en las coincidencias políticas de interés multilateral (Grupo de Río, OEA, Cumbre Iberoamericana, etcétera)¹³. Sólo hasta hace algunos años, la cooperación entre los dos países se ha materializado en acuerdos concretos entre los que figura una eventual asociación energética.

En particular, el punto de conflicto más grave había sido el asedio de los "garimpeiros"¹⁴ a los territorios selváticos de Venezuela, lo cual en diferentes ocasiones generó tensión entre Caracas y Brasilia. Los constantes incidentes provocados por los garimpeiros ---matanzas de indígenas y contaminación de ríos con mercurio y amoníaco--- obligaron a los gobiernos de Rafael Caldera e Itamar Franco, en 1994, a una reunión de alto nivel para la problemática fronteriza en el Amazonas, y de paso terminar el congelamiento de las relaciones.

La llamada "Cumbre de La Guzmanía" de 1994 puso fin a la política del hielo y de ahí en adelante se constituyeron diferentes comisiones binacionales y grupos de trabajo, además se programaron dos visitas presidenciales de Rafael Caldera a Brasilia, y otra por parte de Fernando Henrique Cardoso a Caracas; reuniones todas en medio de los más altos honores¹⁵.

¹³ *El Universal*, Caracas, 24 de febrero de 1997.

¹⁴ En Brasil, buscadores nómadas de oro y esmeraldas en el Amazonas.

¹⁵ El reencuentro diplomático entre estas dos naciones se logró gracias al desempeño del exembajador de Venezuela en Brasil, Alfredo Toro Hardy (1994-1997), tal vez el diplomático que más ha trabajado en la política de acercamiento entre los dos países. El trabajo diplomático del embajador Alfredo Toro Hardy en Brasil se publicó, a mediados de 1997, el libro *Abriendo Caminos para la Historia: los Viajes del Presidente*. El libro fue presentado en el Palacio de Miraflores, Venezuela, y recibió los comentarios del presidente Rafael Caldera. En palabras del presidente se señaló que entre los dos

El descongelamiento de las relaciones bilaterales se reflejó también en un nuevo ambiente en las relaciones comerciales. Por ejemplo, en 1993 el comercio total fue de alrededor de US\$600 millones; en 1996 la cifra alcanzaba ya los US\$1200 millones. En este marco, las negociaciones comerciales tomaron un nuevo nivel en el que Venezuela ha estado al pendiente de la evolución del MERCOSUR.

Se debe resaltar el hecho de que gran parte del crecimiento comercial entre ambos países ha sido producto del incremento de la participación del petróleo en el comercio bilateral. Se calcula que en 1996 las exportaciones de crudo venezolano a Brasil fueron por US\$900 millones, equivalente al 75% del comercio total de ese mismo año¹⁶. Brasil ha estimulado las compras de petróleo venezolano en su estrategia por reducir su dependencia petrolera de los países de África y Medio Oriente, lo que le ha obligado a redefinir su concepto de seguridad energética y las relaciones políticas con su vecino.

Brasil es el principal consumidor de energía en América Latina (1 millón 400 mil b/d). Su producción interna alcanzó 820 mil b/d e importó 580 mil b/d en 1996. Los principales abastecedores han sido Nigeria, Argentina y Venezuela, en ese orden. En noviembre de 1995 se promulgó la "Enmienda Constitucional No 9", base jurídica de la Ley Reglamentaria del Sector Petrolero en Brasil. Con ambos ordenamientos jurídicos se dio inicio a la nueva política energética del país sudamericano, fundamentada principalmente en la privatización de PETROBRAS y de sus filiales y en la apertura total del sector a la inversión privada¹⁷.

Para PDVSA el mercado brasileño podría convertirse, en el corto plazo, en el principal centro de venta de productos refinados, según la estrategia de "abastecimiento complementario". Además, con la privatización del sector petrolero en Brasil se abren grandes posibilidades de negocios para PDVSA, en especial en el área de combustibles para automotores y termoelectricas y gas natural licuado. Por ejemplo, en el caso del gas, PDVSA ha afirmado que a partir del año 2000 estaría en capacidad de proporcionar hasta 400 mil toneladas anuales al mercado brasileño, y duplicar la cantidad en los siguientes cinco años. El mercado del gas en Brasil ha sido uno de los de mayor crecimiento en América Latina, y lo mismo se puede afirmar en el mercado de gasolina, lubricantes o aditivos para la industria petroquímica. Es por ello que la gestión y la promoción de las ventas de la estatal venezolana han sido impulsadas en los últimos años, además de que se han impulsado diferentes proyectos de inversión con

países se tiene pendiente en la historia un acercamiento económico y político más estrecho. Sólo hasta hace poco, y gracias al trabajo del embajador Toro Hardy, "ha habido un descubrimiento recíproco de dos países, que como había sido comentado, eran dos vecinos que estaban de espaldas". Finalmente, el presidente dijo que "de ahora en adelante esta relación tiene mejores perspectivas de abrirse, no solamente desde el punto de vista bilateral sino que son al mismo tiempo la iniciación de una empresa multilateral de mayor dimensión, como tiene que ser la coordinación, la suma de actividades entre MERCOSUR y el Pacto Andino". Jesús Lussada Rondón, "Caldera bautizó libro de Toro Hardy sobre visitas a Brasil", en *El Universal*, Caracas, 10 de mayo, 1997. *El Universal*, Caracas, 24 de febrero de 1997

¹⁶ CORPOVEN es la filial de PDVSA encargada de suministrar hidrocarburos al mercado brasileño. Entre los productos que vende CORPOVEN se encuentran petróleo crudo, derivados y gas LP, véase. C. R. Chávez, "Suben ventas de petróleo a Brasil", en *El Universal*, Caracas, 15 de diciembre de 1996.

¹⁷ El 19 de enero de 1998 fue creado el Consejo Nacional de Política Energética, organismo público que asumió las facultades de planeación, inversión y explotación de los recursos petroleros a través de PETROBRAS. Con ello se marcó el inicio de la desaparición de la petrolera estatal. En broma, se ha dicho que el slogan de la empresa ha cambiado de "El Petróleo es nuestro" el de "El petróleo es vuestro".

PETROBRAS. Al respecto, destacan los siguientes proyectos:

- La administración conjunta de una refinería en El Caribe para abastecer de gasolina al mercado brasileño;
- La construcción en Brasil de una central de almacenamiento de petróleo.
- La construcción en Brasil de una planta productora de ORIMULSIÓN
- Interconexión eléctrica Macagua-Boa Vista.

Hasta finales de 1997 ninguno de esos proyectos se había concretado, sin embargo, el gobierno venezolano esperaba llevarlos a cabo una vez que fuera aceptada su solicitud de ingreso al MERCOSUR.

Ahora bien, cada uno de esos proyectos consistió en lo siguiente. Respecto a la compra conjunta de una refinería, las empresas estatales *PETROBRAS* y PDVSA planearon la renta de una planta en Trinidad y Tobago o en Cuba. Originalmente las petroleras estatales planearon la construcción de la refinería en las proximidades de la ciudad de Belem, en el estado brasileño de Amazonas, sin embargo el costo de la construcción hacía inviable el proyecto. Fue por ello que se decidió comprar o adquirir en arrendamiento alguna de las refinerías que se encontraban a la venta en el Caribe: La refinería Cienfuegos, en Cuba, o alguna de las refinerías de *PETROTRIN*¹⁸.

La central de almacenamiento fue el segundo proyecto en importancia diseñado por funcionarios de las empresas petroleras estatales. El proyecto fue anunciado a principios de febrero de 1997 durante una visita de trabajo a Caracas del presidente de *PETROBRAS*, Joel Rennó, para analizar la agenda de trabajo entre su empresa y PDVSA. Posteriormente, Luis Giusti, presidente de PDVSA, viajó a Río de Janeiro a finales de marzo, para ultimar los detalles del establecimiento de la planta mediante un "joint-venture"; la terminal estaría ubicada en el estado de Amazonas, al noreste de Brasil, y serviría como centro de distribución de petróleo venezolano en los estados de la región.

La construcción de una planta de ORIMULSIÓN, producto que ha despertado la atención de Brasil debido a sus cualidades y ventajas comparativas frente al carbón, fue el tercer proyecto diseñado para realizarse en los próximos años.

Finalmente, el último proyecto de integración energética fue el memorándum de entendimiento para la interconexión eléctrica entre la central Macagua II, localizada en el estado venezolano de Bolívar, la ciudad de Boa Vista, capital del estado brasileño del mismo nombre. El costo del proyecto fue calculado en US\$150 millones, y consistiría en un tendido de cable de 650 kilómetros de longitud. Con este contrato, Venezuela esperaba surtir de energía eléctrica al estado de Bolívar y extender su comercio en los estados brasileños de Manaos y Boa Vista¹⁹

¹⁸ "Aumenta la exportación de crudo a Brasil", en *El Universal*, Caracas, 5 de marzo de 1997.

¹⁹ Una de las críticas más fuertes al proyecto es que el daño ambiental a las zonas naturales protegidas en el estado de Bolívar sería irreversible. Sólo en los 217 km. de red entre Ciudad Bolívar y Boa Vista se debían instalar 712 torres de transmisión de 36 mt. de altura, para lo cual se tendría que abrir un corredor por el corazón del Parque Nacional Canaima y la Reserva Forestal Imataca. Véase, Per Korowski "Supplying electricity to Brazil", en *Daily Journal*, Caracas, 20 de marzo de 1998.

En resumen, estos cuatro proyectos han sido utilizados por Venezuela para lograr un acuerdo comercial con el MERCOSUR. El hecho se demuestra con la disposición declarada por parte de Caracas para desarrollar el proyecto Macagua II-Boa Vista, el cual ha mostrado claras inconsistencias en cuanto al impacto ambiental que provocaría en el estado de Bolívar y en la zona selvática de Boa Vista, además de que se estaría privilegiando un proyecto altamente costoso y de alta complejidad técnica sobre otros proyectos nacionales de electrificación (la electrificación de Isla Margarita, el más importante polo turístico de Venezuela).

Algo que llamó mucho la atención en las relaciones bilaterales entre Venezuela y Brasil, fue la insistencia del primero por asociarse con el MERCOSUR. En 1996 Venezuela anunció su voluntad de firmar un acuerdo comercial con dicha organización, aprovechando que Brasil detentaba la "secretaría pro tempore" del mecanismo. Cuando estaba prácticamente negociado la firma del ansiado acuerdo, los equipos técnicos de la organización comercial dieron un frenazo y giraron 180 grados para plantear una asociación de bloque a bloque MERCOSUR-GRAN. Según el embajador de Venezuela en Brasil, Toro Hardy, la asociación con MERCOSUR "quedó en el ambiente". El embajador admitió que el proceso se vio interrumpido por las "propias crisis de los países del Grupo Andino".

Venezuela esperaba que se llegara a firmar un acuerdo marco entre los dos bloques, para que después cada país pudiera negociar de manera independiente. De suceder lo anterior, Venezuela estaría en posibilidad de firmar acuerdos amplios de cooperación en materia energética con los principales consumidores y productores de petróleo de la Zona Atlántica.

B) Argentina. Este es el país latinoamericano donde más empresas petroleras existen, más de treinta. Resulta paradójico que el país donde las reservas probadas de petróleo y gas son limitadas --con relación a sus vecinos exportadores de petróleo-- existan compañías nacionales y extranjeras que operen en este país bajo diversas formas de inversión. El fortalecimiento de esas industrias ha sido reciente, principalmente debido a la drástica privatización de la industria energética nacional --en especial la privatización súbita de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)-- y los cambios en las leyes de inversión y las bajas tasas impositivas que gravan a las empresas petroleras.

La empresa YPF fue privatizada a principios de los noventa. Y al mismo tiempo fueron incrementándose las inversiones de las empresas petroleras locales y de algunas transnacionales extranjeras. En pocos años las reservas probadas de petróleo y gas se duplicaron, lo mismo que la producción. Hasta 1996 las reservas se estimaban 2.165 mil millones de barriles y la producción diaria en 500 mil b/d. La empresa dominante sigue siendo YPF, la cual produce hasta 1995 el 43% del petróleo y el 38% del gas. YPF ha participado en la adquisición de pequeñas empresas petroleras, entre las que destacan MAXUS y ASTRA. Esas compañías privadas se incorporaron a las jornadas de licitación de operaciones de exploración, producción y distribución de hidrocarburos en Venezuela, siendo las dos únicas empresas con base en Argentina que operan en Venezuela.

El capital mayoritario de YPF está en manos de la española REPSOL, la cual posee el 38% de las acciones de la ex-estatal. La estrategia de expansión de REPSOL²⁰ en América

²⁰ El centro de expansión de REPSOL S. A. en América Latina es Argentina, donde ocupa el primer lugar en producción de

Latina ha impulsado a las empresas con base en Argentina a participar en diferentes proyectos petroleros regionales, tales como en las licitaciones realizadas en Venezuela para la asignación de contratos de ganancias compartidas. Por uno de esos contratos la petrolera española pagó US\$330 millones, un precio que casi duplicó las ofertas hechas por *STATOIL* y *CHEVRON CORP* las cuales ofrecieron US\$187 millones por la misma área licitada en la costa oeste del Lago de Maracaibo.

El último de los negocios conjuntos entre las empresas petroleras con base en Venezuela y Argentina se firmó en abril de 1998 en el Acuerdo marco de Cooperación PDVSA-YPF. Este Acuerdo sería la base para la realización de proyectos en diferentes actividades de la industria petrolera, los cuales serían:

1. La explotación por parte de YPF de campos de petróleo pesado en la Faja del Orinoco.
2. Refinación y comercialización, en territorio venezolano, de gas natural licuado para uso vehicular a través de DELTAVEN, filial de PDVSA, usando tecnología de YPF.
3. Derivado de lo anterior, el establecimiento de una red de centros de distribución de gas natural vehicular y plantas de suministro de combustible aéreo, administrados bajo el sistema de franquicias en Argentina y Venezuela, en un primer momento, y a largo plazo a operar en los países del MERCOSUR.
4. Finalmente, el desarrollo de proyectos petroquímicos y el mejoramiento y refinación de bitumen de la Faja del Orinoco en territorio argentino.

Estos proyectos serían estudiados para determinar la viabilidad económica, la planeación y puesta en marcha de manera progresiva. Ambas empresas estudiarían cada proyecto y determinarían alguno de ellos para iniciarlo a más tardar en el año 2000.

Se puede observar que PDVSA estaría dispuesta a continuar los mecanismos para aplicar su estrategia de "internacionalización". Apuesta a asociaciones con empresas extranjeras para producir hidrocarburos en territorio nacional para después comercializarlos en mercados de otros países. En el caso de las relaciones con Argentina, Venezuela estaría en condiciones de ingresar a este mercado con petroquímicos: aditivos para gasolina, carburantes, presurizadores para pozos petroleros, etcétera. Gran parte de esos productos los importa Argentina de Brasil.

gas y petróleo. Hasta 1997, la petrolera española tenía inversiones en la región estimadas en US\$1,900 millones, y planes de inversión a cinco años por US\$3,000 millones, la mayor parte en Argentina. Véase, Peter Hudson, "Petrosetas a chorro", en *América Economía*, Santiago de Chile, enero de 1998, pp. 34-36.

3.6 RELACIONES ENERGÉTICAS CON ESTADOS UNIDOS.

Aún después de liquidada la dictadura de Marcos Pérez Jiménez en 1957, las relaciones internacionales de Venezuela con Estados Unidos han sido estrechas y de mutuo interés por asuntos continentales y regionales. En ocasiones esas relaciones han sido discordantes respecto a ciertas cuestiones de seguridad regional, principalmente en el área del Caribe (v. g. la invasión estadounidense a Grenada en 1983; la Iniciativa para la Cuenca del Caribe de 1984; la ejecución del plan de paz para Haití en 1994; y la Ley Helms-Burton de 1996), mas no hasta un punto en el que se provocara el rompimiento en los "intereses compartidos" de ambos por la seguridad política y económica del continente. Esos "intereses compartidos" han incluido la navegación marítima en el Mar Caribe, el comercio con los países del Caribe insular, el deseo de "promover" la estabilidad política de la zona apoyando a los considerados "gobiernos democráticos", limitar la influencia de Cuba en los asuntos políticos de la región y el comercio petrolero en América Latina.

Para Estados Unidos, Venezuela forma parte del Caribe, región que en términos geopolíticos se refiere al Caribe Insular; Centroamérica, inclusive Panamá; Colombia y Venezuela; Guyana, Surinam y Guyana Francesa --donde se encuentra la base de lanzamiento de cohetes espaciales de la Comunidad Europea. La visión dominante de Estados Unidos sobre esta área tan disímula se materializó en constantes invasiones militares y en la dominación política y económica.

Por su parte, Venezuela se considera integrante de la "Cuenca del Caribe"²¹, una región con historia, estructura económica y problemática social comunes. En esta percepción, las características similares de desarrollo económico-social de los países de la zona estimularon la creación de mecanismos de cooperación sur-sur con la exclusión de Estados Unidos²².

Venezuela tiene una "vocación caribeña" que la compromete a participar en todos los asuntos que acontezcan en la "Cuenca del Caribe". Su posición en la zona, sin embargo, no ha sido aislada ni independiente, sino que ha sido una política exterior que podemos definir como "convergencia guiada"²³ con las necesidades de Estados Unidos. Esa "convergencia guiada" se manifiesta en dos planos: uno geopolítico, otro geoeconómico.

a) Plano geopolítico. Durante la Guerra Fría, Estados Unidos impulsaba la alianza con Venezuela en términos de participación compartida en asuntos estratégicos en el área del Caribe. En la visión militar estadounidense, los avances militares en Cuba y en Nicaragua, además de la presencia cada vez más activa de la ex-URSS, justificaban acciones político-militares conjuntas. Venezuela recibía asistencia militar y al mismo tiempo serviría como fuerza de apoyo en caso de que ocurriese un enfrentamiento directo en la Cuenca del Caribe.

²¹ El concepto "Cuenca del Caribe" no es creación de los venezolanos. Paradójicamente, el concepto se popularizó cuando Ronald Reagan lanzó su "iniciativa de la Cuenca del Caribe" en 1983.

²² Antonio Gaztambide-Géigel. "La invención del Caribe en el siglo XX...". Op. Cit., p. 89-90.

²³ La "convergencia guiada" es una posición de política exterior en la que las acciones concurren en objetivos comunes con los de otros países, pero que en el diseño de estrategias tal política exterior es fuertemente condicionada por la potencia hegemónica.

A partir de esta interpretación en la que Venezuela ha sido un aliado militar activo en la defensa regional, se deriva la tesis de que este país ha estado bajo el "paraguas estratégico militar" estadounidense, no sólo por la importancia geopolítica del Caribe insular en el esquema de defensa estratégica de Estados Unidos, sino también y a causa de las enormes reservas de petróleo en Venezuela.

A principios de los noventa, el manto anticomunista que permeaba las relaciones Venezuela-Estados Unidos empezó a desvanecerse, aunque ello no quiere decir que abandonaran la cooperación política para mantener la estabilidad en la Cuenca del Caribe. Las manifestaciones violentas de la crisis económica en Venezuela demostraron que la estrategia de "intereses compartidos" mantendría su influencia en la relación bilateral, principalmente en las relaciones económicas.

En diferentes ocasiones Estados Unidos ha buscado el apoyo del gobierno venezolano para promover políticas de defensa de la "democracia institucional" en América Latina y el Caribe, y el establecimiento de instituciones paramilitares de competencia regional encargadas de luchar contra el narcotráfico.

En el caso del narcotráfico, por ejemplo, para el gobierno estadounidense, Venezuela es un productor menor de hoja de coca y pasta de opio, pero un centro mayor de tránsito de heroína y cocaína hacia Florida. Además el gobierno estadounidense considera que los altos niveles de corrupción oficial y privada que existen en Venezuela han permitido que el narcotráfico se convierta en un gran negocio en este país. Es por ello que las exigencias de Washington a Caracas han sido por un mayor compromiso en el combate al narcotráfico. Estados Unidos ha conseguido con esas presiones --entre las cuales está la "Certificación"-- que el gobierno de Caracas permita operaciones secretas de sus agencias policiales y de espionaje de "combate a las drogas" (DEA y Central Intelligence Agency <CIA>)²⁴.

b) Plano geoeconómico. El fin de la Guerra Fría y el avance del proceso de mundialización económica han tenido una serie de impactos importantes en las estructuras económicas y políticas de los países de la Cuenca del Caribe. La mundialización se ha manifestado, en parte, en la formación de bloques comerciales y en la firma de acuerdos de libre comercio (Asociación de Estados del Caribe <AEC>, G-3, CARIBCAN, Acuerdos de Lomé²⁵). A su vez, este proceso de apertura económica y librecambismo comercial ha sido adaptado a las reglas del juego que ha impuesto el modelo norteamericano de integración hemisférica, el ALCA.

Una característica importante del proceso de apertura y librecambismo en la Cuenca del Caribe ha sido que los acuerdos intergubernamentales han cedido en su protagonismo a la participación directa y amplia de grupos empresariales locales ligados al capital transnacional. Así las estrategias de desarrollo económico en los países de la región han sido articuladas en

²⁴ Una de esas "operaciones secretas" fue la llamada "Operación Casa Blanca". En esta operación policial, agentes encubiertos de la DEA detuvieron a tres funcionarios de bancos privados venezolanos. Uno de los detenidos fue la hermana del ex-ministro de hacienda Raúl Matos Azocar, el mismo funcionario que se encargó de la aplicación de las políticas de rescate financiero a la banca venezolana en 1993-94.

²⁵ Los Acuerdos de Lomé une comercialmente a la UE con quince países de África, Asia y el Caribe, estos últimos corresponden a países antillanos. Cuba ha manifestado su intención de incorporarse a los Acuerdos como país observador.

función de las relaciones entre las élites económicas y políticas locales, identificadas con las ideas del "libre comercio" y del recetario económico neoliberal.

Desde esta perspectiva, más que el surgimiento de un bloque comercial en la Cuenca del Caribe, se debe hablar de la "articulación de nuevas alianzas" económico-políticas²⁶. Como ya hemos explicado, en Venezuela la crisis económica estructural durante la década de los ochenta, agravada por la crisis de la deuda externa y la caída estruendosa de los precios internacionales del petróleo, justificó la aplicación del recetario económico neoliberal. Este conjunto de medidas de política económica incluyó programas de ajuste económico, reestructuración económica y la promoción de exportaciones a través de la estrategia de las "ventajas competitivas". Estos programas se aplicaron a través de políticas de privatización económica, las cuales incrementaron los flujos de inversión extranjera, principalmente en la industria petrolera, la más grande y diversificada de todas las industrias del país.

Así pues, la industria petrolera venezolana ha sido el centro al rededor del cual ha girado la rearticulación entre el gran capital transnacional y la élite económica-política del país. El nuevo modelo económico del "capitalismo petrolero" es el resultado del mencionado proceso de rearticulación. Para investigadores como Stephen Quick, "el capitalismo petrolero" padece la misma enfermedad que afecta a las estructuras económicas de los países de la Cuenca del Caribe: "la enfermedad holandesa" (*Dutch disease*). Esto quiere decir que Venezuela ha fundamentado su desarrollo económico en la especialización productiva en unos cuantos productos de exportación (petróleo y petroquímicos), generalmente con poco valor agregado y de amplia demanda exterior, los cuales, supone el gobierno, generarían recursos para invertir en otras industrias competitivas y hacer de éstas, empresas de exportación²⁷.

El interés de Estados Unidos por Venezuela radica básicamente en la protección y promoción de las inversiones de sus empresas en la industria energética de este país sudamericano²⁸. Para alcanzar sus objetivos de política exterior, Estados Unidos ha presionado al gobierno venezolano para que profundice su programa de reforma económica --el cual incluye, como hemos explicado, la política de privatizaciones.

Según datos del Departamento de Comercio de Estados Unidos, las inversiones de conacionales en Venezuela ascendían en 1996 a cerca de US\$3,600 millones, monto superior en 11.6% al año inmediato anterior; las inversiones se concentraron en actividades manufactureras y principalmente en la industria petrolera²⁹. Otro dato importante es que desde 1977 el 50% de las grandes firmas petroleras estadounidenses tienen algún tipo de inversión en

²⁶ Andrés Serbin, "Globalización, regionalización y sociedad civil", *Op. Cit.*, p. 22.

²⁷ Stephen Quick, "The international economy and the Caribbean: the 1990s and beyond", en Jorge Domínguez *Et. Al.*, *Democracy in the Caribbean*, Baltimore, The Johns Hopkins University Press, 1993, p. 216.

²⁸ A finales de mayo de 1998 EU y Venezuela firmaron el "Acuerdo de Protección Recíproca de Inversiones". El Acuerdo incluyó seis puntos: transparencia y equidad en materia cambiaria; soluciones arbitradas de las controversias comerciales; garantías a la propiedad intelectual; eliminación de todo tipo de discriminación contra inversionistas y fomentar el establecimiento de nuevas oportunidades de inversión entre ambos países. Al respecto el vicepresidente de la Cámara Venezolano-Americana de Comercio (VenAmCham), Antonio H. Herrera Vaillant, declaró: "el tratado es clara evidencia de que hemos superado aquellas pendejadas 'tercermundistas', en boga desde los años 60, 70, que nos llevaron a dar la espalda al más confiable (sic) cliente e inversionista de Venezuela, a fin de 'diversificar' las relaciones económicas internacionales del país". Cf. Antonio A. Herrera V., "La importancia del mundo de las inversiones", en *El Universal*, Caracas, 6 de abril de 1998.

²⁹ Trade Compliance Center, *Latin America and the Caribbean: Venezuela. National Trade Estimate Report*, U.S. Department of Commerce, Washington, 1998.

Venezuela, con lo que se ha incrementado la dependencia de la industria petrolera venezolana.

En cuanto a las relaciones comerciales, Estados Unidos es el primer socio comercial para Venezuela, tanto en importaciones como en exportaciones. Por su parte, para Estados Unidos este país es su tercer socio comercial en América Latina, aunque si se compara la población con la de los socios uno y dos (México y Brasil) de Estados Unidos, Venezuela ha sido el comprador per cápita más importante de la región³⁰. Estados Unidos ha sido el más grande importador de productos así como el principal abastecedor de tecnología para la industria venezolana. Las inversiones estadounidenses en el país sudamericano representan el 50% del total de las inversiones extranjeras.

También, Estados Unidos es el mayor comprador de petróleo para Venezuela, adquiere el 65% de las exportaciones totales de petróleo. El volumen de esas exportaciones ha colocado al país sudamericano en el primer exportador de petróleo a Estados Unidos, desbancando a Arabia Saudita que durante muchos años ocupó el primer lugar. Para Estados Unidos, las compras de crudo venezolano representaron en 1996 el 16.8% de las importaciones totales del hidrocarburo. Esta situación ha sido consecuencia, en parte, de la política de internacionalización de PDVSA.

En el cuadro número 4 podemos observar que el 37.5% de los ingresos totales de PDVSA se generan en sus operaciones en Estados Unidos; además, del 48.55% de las ventas realizadas en Venezuela, gran parte de ese porcentaje proviene de las exportaciones de crudos y derivados hacia aquel país (US\$5,500 millones, aprox.). Por lo tanto, existe una fuerte integración energética comercial entre Venezuela y Estados Unidos: el 53% de los ingresos totales por operaciones y exportaciones de PDVSA provienen directamente del mercado estadounidense.

CUADRO No. 4 INGRESOS DE PDVSA POR ZONA GEOGRÁFICA (miles de millones de dólares)				
ZONA GEOGRÁFICA	1994	1995	1996	% 1996
ventas totales en Venezuela	9.091	11.802	16.435	48.55
ventas totales en EU	9.247	10.522	12.698	37.50
otros países *	3.819	3.717	4.721	13.95
total ventas netas	22.157	26.041	33.855	100
(*) Incluye operaciones en Europa y el Caribe. Fuente: PDVSA Informe Anual 1996, Op. Cit. p. 100.				

La integración energética ha sido el asunto de mayor interés para Estados Unidos en sus relaciones económicas con Venezuela, mas no en cuanto al volumen monetario que anualmente se genera en el comercio energético bilateral, sino al manejo estratégico de las reservas energéticas de Venezuela. Así pues, la "convergencia guiada" ha dejado claro que Estados

³⁰ El déficit comercial de EU con Venezuela fue en 1997 de US\$6,800 millones, y de US\$8,100 millones en 1996. Por el volumen de comercio Venezuela fue ese año el socio comercial número 22: importó productos por US\$6,600 millones, y exportó productos por US\$13,400 millones. *Ibid.*

Unidos es el garante de la soberanía venezolana: porque con la asistencia militar que le brinda a Venezuela, este país ha alejado cualquier tentación hacia sus yacimientos petroleros por parte algún país vecino, y porque ha sido su principal comprador de crudo, y por ende, el sostén de su economía.

Estados Unidos ha sido durante muchos años el principal consumidor de energía en el mundo, en especial de petróleo. A partir de la Segunda Guerra Mundial, la política energética internacional de Estados Unidos ha estado diseñada para garantizar el abasto energético, sin interrupciones, en cantidades abundantes y de manera permanente aún en momentos de guerra en los principales centros productores. Para lograr lo anterior ha combinado actividades militares con acciones diplomáticas, logrando con ello colocarse como el líder en la defensa de la seguridad energética de Occidente.

Para el Departamento de Energía de Estados Unidos, la seguridad energética de su país ha estado definida en proporción al costo de sus importaciones de petróleo crudo. Lo anterior ha sido consecuencia, según el Departamento de Energía, de los siguientes factores:

- El 65% de las reservas probadas de petróleo están ubicadas en el Medio Oriente, una región extremadamente inestable;
- Los constantes alibajos en el precio internacional de petróleo, tanto a la alza como a la baja, afectan a la economía de Estados Unidos y la de sus aliados,
- Los precios del crudo pueden ser controlados por los países del Golfo Pérsico, quienes tienen grandes reservas y bajos costos de producción, así como alta capacidad productiva;
- Los precios internacionales del petróleo pueden ser manipulados deliberadamente para dañar a las instituciones y a la economía de Estados Unidos y sus aliados³¹.

Desde esta perspectiva, la seguridad energética ha sido un factor determinante en la seguridad nacional de Estados Unidos. Las acciones que emprenda o deje de realizar el gobierno estadounidense para garantizar el abastecimiento energético doméstico tendrían un efecto proporcional en su estabilidad económica y política interna. Desde que el país se convirtió en importador neto de petróleo —finales de los sesenta— los factores negativos contra el suministro energético han sido combatidos por una política internacional agresiva y de corte belicista, reafirmando como el principal mecanismo de defensa de la seguridad energética³².

La política energética de Estados Unidos ha actuado en dos campos: en lo internacional, tratando de garantizar, para su mercado interno, seguridad y abastecimiento barato de petróleo; en lo interno, desarrollando políticas de ahorro energético; de estímulo al consumo de energías alternativas, de fomento a la investigación de nuevas tecnologías relacionadas con la producción y consumo de energía, y de reducción de la vulnerabilidad de los abastecimientos externos de crudo³³.

³¹ Department of Energy, *Energy Security: A report to The President Of The United States*, Washington D. C. 1987.

³² Atlantic Council Energy Policy Committee, *U. S. Energy Policy and U. S. Foreign Policy in the 1980's*, p. 11.

³³ En 1991 el entonces presidente de EU, George Bush, presentó el documento "Estrategia Energética Nacional" (National Energy Strategy, ó NES). En este documento se definieron las bases de la política energética estadounidense en los noventa. Los puntos neurálgicos de la NES fueron dos: el primero correspondió al fortalecimiento de un "mercado inducido", esto es, a una política de encarecimiento del precio petróleo de importación incrementando los aranceles a los diferentes tipos de crudos así como a combustibles automotores, implantando nuevas normas de calidad para los combustibles

El petróleo ha sido para Estados Unidos un factor estratégico para su seguridad nacional, no sólo en términos políticos y económicos, sino también tecnológicos. Veámos. En cuanto al aspecto tecnológico, podemos reafirmar que el uso de nuevas tecnologías en el desarrollo de la industria petrolera ha sido fundamental. Actualmente por ejemplo, la aplicación de sistemas avanzados de informática, nuevos materiales o de biotecnología³⁴ ha sido realizada en nuevos procesos productivos y de refinación de hidrocarburos. Dos han sido los objetivos buscados con tales aplicaciones: maximizar los márgenes de ganancia en los procesos productivos de hidrocarburos, refinados y manufacturas derivadas; y, segundo, la reducción de daños ambientales.

La legislación ambiental y energética en Estados Unidos ha sido diseñada para que en un marco de uso intensivo de tecnología se reduzca el consumo energético doméstico y la emisión de contaminantes, principalmente de bióxido de carbono (CO₂). Al respecto, Clement B. Malin, vicepresidente de Relaciones Internacionales de la División Corporativa de Comunicaciones de la petrolera *TEXACO*, afirmó que dicho marco regulatorio ha resultado económicamente costoso y no ha logrado reducir significativamente la contaminación atmosférica provocada por los combustibles fósiles. Según el funcionario, citando a fuentes de la Secretaría de Energía de Estados Unidos (US Secretary of Energy), el costo estimado para controlar la contaminación y para aplicar de programas de salud y seguridad ambiental en las refinerías estadounidenses para el período 1991 al 2010 sería de US\$150 mil millones de dólares, aproximadamente. Este monto sería invertido en operación y gastos de mantenimiento físico de plantas industriales, y no en la producción de nuevos combustibles fósiles menos contaminantes, o en cambios en los sistemas de venta y distribución de combustibles. Para reducir tal monto de capital no productivo, continúa, se deberá invertir en nuevos procesos tecnológicos e industriales para producir y distribuir combustibles limpios. Así, la inversión en nuevas tecnologías aplicadas en la industria petrolera es más importante que nunca³⁵.

En lo político, porque las principales zonas de aprovisionamiento han estado en las últimas décadas bajo graves problemas políticos. El Medio Oriente, por ejemplo, desde la Guerra del Yom Kipur de 1973, pasando por el derrocamiento del Sha Reza Pavlevi en 1979, la guerra Irán-

automotores nacionales y de importación (gasolina, diesel y turbosina) --tales como la fijación de un estándar de rendimiento de la gasolina por milla o "Corporate Average Fuel Economy" (CAFE) y reinstalando la aplicación de subsidios a la inversión en tecnología para el ahorro de petróleo y el desarrollo de fuentes alternativas de energía. El segundo punto fue el fortalecimiento de un "mercado eficiente", es decir, la eliminación de algunas restricciones ambientales en la producción de petróleo nacional y en la construcción de plantas nucleares, con ello se incrementaría la producción de energía, lo que en una economía de libre mercado abarataría el precio de la misma; un "mercado eficiente" significaría dejar que los costos de producción de energía y las capacidades de los productores decidieran, según los precios del mercado, cuánta energía producir y a partir de qué fuentes. Rosio Vargas Suárez, "La seguridad energética estadounidense", en *Foro Internacional*, núm. 3, vol. XXXIII, El Colegio de México, México, julio-septiembre de 1993, p. 599-600.

³⁴ Desde hace más de 20 años se ha venido investigando sobre la aplicación de la biotecnología en la industria petrolera. Diversas investigaciones han dado por resultado el desarrollo de un conjunto de tecnologías llamadas "biorremediación", es decir la corrección de daños a la flora, suelo y agua a través de agentes bacterianos. También se han desarrollado nuevos productos biodegradables útiles en la desulfuración o potencialización de la viscosidad del petróleo pesado, o como presurizador en pozos agotados. Hasta el momento las aplicaciones comerciales han sido limitadas a unos cuantos productos, sin embargo, se ha abierto un nuevo camino en el desarrollo futuro de la industria petrolera. Véase, Rafael Rangel Aldao, "La biotecnología en la industria petrolera", en *Venezuela Analítica*, núm. 30, Caracas, agosto de 1998.

³⁵ Clement B. Malin, "Politics, Economics, and environment: experience of the US oil and gas industries", en Nicola Steen (editor), *Sustainable development and the energy industries. Implementation and impacts of environmental legislation*, The Royal Institute of International Affairs, Londres, Earthscan Publication Ltd, 1994, pp. 162-168.

Irak, hasta la desafortunada aventura militar de Sadam Hussein sobre el emirato de Kuwait, ha estado permanente convulsionada y ha puesto en peligro el abastecimiento petrolero de Estados Unidos.

En lo económico, porque a cada gran variación a la alza de los precios internacionales han sobrevenido efectos distorcionadores sobre la economía estadounidense. A mediados de los ochenta se sabía que altos precios internacionales del petróleo provocaban desequilibrios en la economía de los grandes países consumidores.

Como documenta un investigador norteamericano, Darwin C. Hall³⁶, la inflación y la recesión en Estados Unidos entre 1974 y 1979 fue provocada por el incremento en los precios internacionales del petróleo de 1973 y los años siguientes. Así mismo, anota que los cambios bruscos en los precios del crudo afectaron, en el mismo período, variables macroeconómicas como el índice de precios, el empleo, el PNB, la inversión, entre otros. Otro autor, James D. Hamilton, encontró que a partir de la Segunda Guerra Mundial, a cada recesión le antecede un repunte de los precios internacionales del petróleo. Para Hamilton, la relación entre precios internacionales del petróleo y evolución económica de los países consumidores no ha sido incidental ni fortuita, "sino que es un fenómeno estructural de la economía capitalista"³⁷.

En lo tecnológico, porque si bien que existe la capacidad técnica para producir a menor precio hidrocarburos en territorio estadounidense, los costos de producción siguen siendo demasiado elevados con relación al precio del petróleo importado. Además, a pesar de los esfuerzos gubernamentales por impulsar el desarrollo de fuentes alternativas de energía, la fuerte dependencia económico-social del petróleo ha limitado el uso de energías limpias (solar, aeólica, maremotriz, biomasa, etcétera).

En resumen, la concepción de seguridad energética de Estados Unidos ha sido definida en función de la existencia de amenazas políticas externas a las instituciones políticas, económicas y sociales internas. Sin embargo, desde una visión crítica, tales amenazas externas pudieran venir no sólo de fuerzas oscuras que deliberadamente intentaran destruir a las instituciones de Estados Unidos, sino también de la misma estructura económica mundial que ha colaborado a crear a través de sus relaciones económicas mundiales. El debilitamiento "relativo" de la economía estadounidense se ha profundizado a medida que avanza el capitalismo globalizado, y no por factores externos, sino a consecuencia de su propia estructura económica.

El capitalismo globalizado ha afectado la posición de Estados Unidos como economía hegemónica mundial, mas no su papel de líder en la defensa de la seguridad energética en el hemisferio Occidental. Como afirmó el especialista petrolero Michael Tanzer en una conferencia ofrecida en la Universidad Nacional Autónoma de México en 1995, la Guerra del Golfo Pérsico fue necesaria para Estados Unidos por varias razones: una fue que Estados Unidos quería demostrar a sus aliados que a pesar de su debilidad económica aún tenía la fuerza militar suficiente como para actuar con rapidez en cualquier parte del mundo; otra razón fue que buscó impedir de una vez por todas las ambiciones de Hussein por adjudicarse las reservas petroleras

³⁶ Darwin C. Hall, *Oil And National Security*, California State University, 1992.

³⁷ J. D. Hamilton, "Oil And The Macroeconomy Since World War II", en *The Journal Of Political Economy*, vol. 91, núm. 2, 1983; del mismo autor "Historical Causes Of Postwar Oil Shocks And Recession", en *The Energy Journal*, vol. 6, núm. 1, 1985.

de Kuwait, lo que hubiera permitido a Irak controlar el 20% de las reservas mundiales de petróleo crudo --hasta 1992 controlaba el 10%³⁸.

Ambas razones fueron importantes para que Estados Unidos diseñara su política energética de los noventa. El petróleo del Medio Oriente ha sido esencial para Estados Unidos (hasta 1989 compraba el 29% de sus importaciones energéticas en esta zona), sin embargo desde principios de los noventa ha diversificado su consumo con la producción de América Latina. Desde mediados de los noventa, un eventual incremento de precios o un hipotético rompimiento entre los productores de Medio Oriente y los consumidores occidentales, no le significaría a este país un impacto económico inmediato, pues la existencia de diferentes zonas de producción amortiguarían la escasez y frenarían un repunte acelerado en los precios. Además, los contratos de compra que ha firmado en la última década le aseguraron abastecimiento constante, permanente y en términos preferenciales. Esas nuevas zonas de abastecimiento han sido Venezuela y México.

Las reservas de petróleo de Estados Unidos han disminuido progresivamente desde la década de los setenta. A excepción de los yacimientos descubiertos en Alaska a finales de esa misma década, hasta 1996 no se había descubierto un yacimiento importante ni se habían perforado nuevas zonas que elevaran la capacidad productiva de petróleo. Así, mientras en Estados Unidos ha mantenido la explotación intensiva de sus yacimientos tradicionales en Texas, California, Luisiana y Nuevo México, las reservas de crudo no han crecido al mismo ritmo.

Al mismo tiempo que han decrecido las reservas, la producción de petróleo en Estados Unidos ha declinado a los niveles equivalentes de 1954. La producción de petróleo alcanzó apenas 6.5 millones de b/d en 1995. Con un consumo interno de 17.5 millones de barriles diarios y en aumento, las importaciones también han crecido (incluir cuadro de SRE informe, septiembre de 1995). Hasta 1996 las importaciones de crudo por parte de Estados Unidos alcanzaban 8 millones de b/d, 39% más que en 1986. En cuanto a las reservas de petróleo, éstas disminuyeron desde la década de los ochenta 1.6% (de 30,110 millones en 1993, a 29,630 millones de barriles en 1994).

Los descubrimientos de nuevos yacimientos se han concentrado en la costa federal del Golfo de México y Texas. Ambos yacimientos guardan reservas estimadas entre 4 y 5 mil millones de barriles. En ésta áreas se ha concentrado el 60% de los descubrimientos de petróleo en la presente década. El perfeccionamiento en las técnicas de exploración en aguas profundas y en las técnicas de producción bajo el sistema de extracción horizontal dieron la posibilidad de explotar los yacimientos marinos del Golfo de México, con bajos costos de operación y grandes utilidades³⁹.

³⁸ Michael Tanzer, "PEMEX en la Mira del Imperio: Consideraciones Acerca de la Privatización", en *Excelsior*, sección Ideas, México, 3

de febrero de 1995. OPEP. *Facts and Figures: A graphical Analysis of World Energy Up To 1991*, Viena, 1992, p. 14. Para explotar el petróleo del Golfo de México, SHELL construyó una plataforma de 3,220 pies de profundidad, la más moderna en su tipo.

La producción de petróleo en el Golfo de México ha adquirido cada vez más importancia en la medida que las reservas tradicionales de Estados Unidos han ido disminuyendo. Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁴⁰, la producción de petróleo en las plataformas del Golfo de México sería casi tan grande como la que se realiza en el Mar del Norte. La producción en la zona fue de 739,000 b/d en 1995, 1 millón en 1996, y se esperaba producir 2 millones para el año 2000. Este incremento en la producción de crudo compensaría el crecimiento en la demanda interna, por lo que los precios del petróleo en el mercado estadounidense podrían estancarse durante algunos años⁴¹. Un dato importante de los yacimientos de hidrocarburos en el

Golfo de México es que guarda reservas de gas por 85 billones de pies cúbicos.

Así pues, la situación energética interna en la última década ha impulsado a Estados Unidos a emprender una política de diversificación de fuentes de abastecimiento. Según el Departamento de Energía es imposible que el país alcance la "autarquía energética" por lo que las importaciones de hidrocarburos siempre estarán presentes en el mercado energético nacional. La dependencia energética del exterior existe, sin embargo esa dependencia no debe ser de ninguna manera un factor que vulnere las instituciones económicas y políticas⁴².

La política energética de Estados Unidos en los noventa ha tenido como objetivos esenciales:

1. Reducir las importaciones de hidrocarburos provenientes de los países no confiables
2. Establecer como parámetro de la seguridad energética el impacto económico de las variaciones del mercado petrolero mundial;
3. Establecer el criterio del impacto ambiental como guía para el diseño de programas de producción, distribución y consumo de hidrocarburos⁴³.

En general, para alcanzar esos objetivos se diseñaron diversas políticas energéticas entre las que destacaron: políticas de eficiencia energética; desarrollo e investigación de fuentes alternativas de energía; diversificación de fuentes de consumo energético (gas, electricidad, etcétera), y la aplicación de políticas ambientales más estrictas⁴⁴.

⁴⁰ La Agencia Internacional de Energía es el cartel de los principales consumidores de petróleo. Sus antecedentes son La Conferencia de Washington, convocada por EU en febrero de 1994. La agenda de la Conferencia abordó los siguientes temas y proyectos: disponibilidad de energía y mecanismos de ahorro energético; fomento de las fuentes energéticas tradicionales; cooperación en la investigación de nuevas tecnologías petroleras; impacto financiero del crecimiento de los precios del petróleo; situación de la industria energética en los países subdesarrollados no miembros de la OPEP; el futuro de las empresas petroleras multinacionales; la creación de un organismo internacional encargado de abordar esos temas de manera permanente. El Organismo nació el 18 de noviembre de 1974, en la reunión de los principales consumidores de petróleo realizada en París. Los miembros fundadores fueron: Austria, Canadá, España, Japón, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido, Alemania, Bélgica, Países Bajos, Noruega e Italia. Francia no se adhirió al cartel. Véase, Ramón Tamames, *Estructura Económica...*, Op. Cit., p. 353.

⁴¹ Cf. *Oil and Gas Journal*, vol. 95, núm 4, 20 de enero de 1997.

⁴² Rosío Vargas Suárez, Op. Cit. pp. 598-99.

⁴³ *Ibidem*, p. 599.

⁴⁴ La legislación energético-ambiental en EU comprende: la "Clean Air Act 1990", la "Energy Policy Act" de 1992 (EPACT), la "Climate Change Action Plan" de 1993 (CCPA), la "Tax Payer Relief Act" de agosto de 1997. Para mayor información sobre legislación y regulación energética en EU, véase, Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 1998*, Department Of Energy of the United States, Washington, marzo de 1998.

Respecto al primer objetivo la estrategia fue amplia: diversificación de las fuentes de abastecimiento energético. Así las ventas de petróleo crudo fueron incrementándose en un grupo selecto de países (Arabia Saudita, Canadá, Nigeria, Venezuela y México) los cuales fueron considerados "abastecedores confiables", es decir, países aliados productores de petróleo que en momentos de interrupción de los flujos de petróleo en el mercado mundial estarían dispuestos a incrementar su producción para dirigirla al mercado estadounidense y el de sus aliados occidentales.

Podemos notar que entre el grupo de los "abastecedores confiables" se encuentran tres países americanos: Canadá, México y Venezuela. Según David Shields, esos países por sí solos no estarían, por el momento, en capacidad de satisfacer el déficit energético de Estados Unidos. Sin embargo, menciona que existe un grupo de políticos y analistas petroleros en Estados Unidos que han aconsejado estribrar el mercado energético estadounidense en las industrias petroleras de aquellos tres países⁴⁵. Si bien a principios de los noventa Venezuela no estaba en capacidad de elevar de inmediato su producción petrolera --como sí lo estaba Arabia Saudita que duplicó su producción en unas cuantas semanas durante la Guerra del Golfo-- las autoridades venezolanas han trabajado para establecer las condiciones necesarias para incrementar la producción de hidrocarburos en el corto plazo. Es aquí donde la política de "privatización de la industria petrolera de Venezuela y la estrategia de "internacionalización de PDVSA" han tomado importancia: intentan elevar la producción petrolera y destinarla al mercado estadounidense; permitir el ingreso de capital estadounidense en actividades antiguamente reservadas al Estado; diversificar las ofertas de productos petroleros; establecer reglas de comercio hemisférico para los hidrocarburos.

En consecuencia, la "privatización de la industria petrolera" y la "internacionalización de PDVSA" estarían diseñadas en función de la política y estrategia energética de Estados Unidos. Lo anterior explica por qué desde 1995 Venezuela ha sido el principal vendedor de petróleo y refinados a Estados Unidos. Este proceso inició en 1985 cuando por primera vez en una década las exportaciones de petróleo crudo sobrepasaron los 300 mil b/d. A partir de entonces las exportaciones de crudo crecieron 17% promedio anual en los siguientes ocho años, crecimiento superior al registrado por Canadá (11.7%) y México (2.4%) en el mismo periodo. Para 1995 sus exportaciones hacia el mercado norteamericano ya habían desplazando a Arabia Saudita y a México como los principales abastecedores de crudo; ese año Venezuela entregó 1.4 millones de b/d en promedio, mientras que Arabia Saudita entregaba 1.3 millones y México 1.250 millones de b/d en promedio⁴⁶.

Para poder incrementar sus exportaciones de petróleo al mercado estadounidense, Venezuela ha tenido que adecuar la producción de refinados y las calidades de sus diferentes tipos de petróleo a las exigencias ambientales que ha impuesto el gobierno del demócrata-conservador William Clinton.

Como vimos en páginas anteriores, el programa venezolano de mejoramiento de refinerías se estableció como medida para contrarrestar la CAA --y sus enmiendas posteriores-- y la NES de 1991. Con dicho programa se incrementó la capacidad de producción de gasolina, al mismo

⁴⁵ David Shields, "Mundo del Petróleo", en *El Nacional*, México, 3 de agosto de 1992.

⁴⁶ Rosio Vargas Suárez, *Op. Cit.* p. 602.

tiempo que se mejoraron los estándares de calidad de las mismas. Para 1995, PDVSA exportaba 200,000 b/d de gasolina a la costa este de Estados Unidos, además, un tercio de la producción de los refinados venezolanos se comercializaron en el mercado estadounidense, principalmente a través de la filial de PDVSA, CITGO, la cual ha controlado 14,000 estaciones de servicio en todo el país. De esta manera, PDVSA es la quinta empresa comercializadora de petróleo en Estados Unidos⁴⁷.

El principal mercado para los productos petrolíferos venezolanos ha sido Estados Unidos. El cuadro siguiente describe la importancia de dicho mercado para Venezuela.

descripción	mundial	EU	%
exportaciones de crudo	2.752 mbd	1.650 mbd	60%
ventas al exterior	31,659 *	12,698*	40.1%
activos totales	45,402*	6,938*	15.3%
activos en el exterior	8,911*	6,938*	77.8%

(*) Datos en millones de dólares. Fuente: Con base en datos de PDVSA, Informe Anual, 1996. Op. Cit.

Los planes de llevar la producción venezolana a 4 millones de barriles diarios, aunado a la política de precios y a la estrategia de comercialización directa de productos petrolíferos de PDVSA en el mercado estadounidense han provocado una disminución en las exportaciones de crudo y refinados saudíarabes, así como protestas de productores locales.

El comercio energético entre Venezuela y Estados Unidos se ha desarrollado en medio de una serie de disputas comerciales entre PDVSA y empresas refinadoras y comercializadoras medianas y pequeñas propiedad de capitalistas estadounidenses. Las disputas comerciales más importantes han sido: La Propuesta Gramm-Rudman-Hollings de 1985; la aplicación de restricciones ambientales a la gasolina de importación de 1994; la prohibición a la importación del ORIMULSIÓN de 1995.

a) Propuesta Gramm-Rudman-Hollings. A finales de 1985 el Congreso de Estados Unidos estudiaba La Propuesta de Ley de Impuesto Especial al Petróleo de Importación, o Propuesta Gramm-Rudman-Hollings, la cual consistía en la aplicación de un impuesto especial de US\$5 por barril de petróleo crudo y US\$10 por barril de crudo refinado. se calculaba que el impuesto generaría ingresos adicionales por \$35,700 millones para los siguientes cinco años. Estos recursos serían destinados a financiar, entre 1986 y 1991, el enorme déficit fiscal de Estados Unidos, calculado entonces en unos US\$200,000 millones para ese año.

⁴⁷ Country Analysis Brief: Venezuela, Op. Cit. p. 5.

La Propuesta Gramm se afectaba las exportaciones de petróleo provenientes de Canadá, Venezuela, México, Arabia Saudita, Trinidad y Tobago, Nigeria y Kuwait. Para contrarrestar la medida, el gobierno de Jaime Lusinchi decidió realizar una campaña de "cabildeo" en el Congreso estadounidense. Para ello contrató a la firma de abogados "Collier, Shannon, Rill & Scott", de Washington, quien se encargó de negociar en favor de Venezuela ante los representantes del Congreso, y de presentar un alegato contra el impuesto. Además, se pidió y recibió el apoyo de la Cámara de Comercio Venezolano-Americana.

La Propuesta Gramm-Rudman-Hollins fue modificada en diciembre de 1985 con la inclusión de una cláusula que exentaba a México y a Canadá del pago del impuesto. La modificación fue incluida para contener las críticas de esos países, quienes ya habían presentado una amplia protesta conjunta. Posteriormente, en febrero de 1986 la Propuesta fue rechazada en definitiva por el Congreso de Estados Unidos.

De haberse aprobado la Propuesta Gramm, el impuesto hubiera afectado a las exportaciones venezolanas, provocando pérdidas entre US\$4,000 y US\$5,000 millones en 1996. Además si sólo México hubiera sido excluido del pago del impuesto especial a las importaciones de petróleo, el crudo venezolano Bachaquero, que compite con su equivalente mexicano el petróleo Maya, hubiera sido desplazado del mercado estadounidense.

No era la primera vez que Estados Unidos intentaba implantar un impuesto especial a las importaciones de petróleo. En 1959 el presidente Dwight D. Eisenhower impuso cuotas de importación de petróleo; México y Canadá fueron excluidos de la medida, mas Venezuela, no. En aquel entonces Venezuela era el principal productor de petróleo del mundo y el principal exportador de crudo a Estados Unidos.

A raíz del problema comercial con la Propuesta Gramm-Rudman, Venezuela comprendió que su papel de abastecedor de petróleo al mercado norteamericano no sólo dependía de una situación de "libre mercado", esgrimida constantemente por Estados Unidos, sino de las condiciones económicas y políticas imperantes en este país. A partir de entonces y para contrarrestar efectos de acciones similares que pudieran tomarse en el futuro, Venezuela estableció un mecanismo que le permitiría reaccionar de inmediato ante posibles variaciones de precios del petróleo en el mercado estadounidense. El mecanismo consistió en la flexibilización de la cotización de los precios de crudo de exportación. Así, días después de haber sido rechazada la Iniciativa Gramm, Jaime Lusinchi decretó la autorización a PDVSA para ajustar los precios del petróleo a los comportamientos del mercado mundial, con el fin de asegurar el volumen de exportación promedio diaria.

Esa facultad otorgada a PDVSA ha sido la base de la política de comercialización de petróleo crudo así como de la estrategia de internacionalización de la empresa. Sin esa facultad PDVSA difícilmente hubiera podido competir contra los grandes consorcios como STAR o SHELL en el comercio de gasolina y lubricantes automotrices.

b) La disputa por el comercio de gasolina. En 1990 el Congreso estadounidense promulgó la "Clean Air Act" (Ley Aire Limpio). En esta Ley se estableció el mandato a todos los refinadores nacionales para reducir los niveles de contaminantes provocados por las olefinas adicionadas a la gasolina. El plazo para reformular los combustibles automotores vencía en

1995, lapso en el cual se tenían que acondicionar las refinerías a la producción de nuevos combustibles. En ciertos casos, la Ley otorgaba un período de gracia por tres años.

La Ley Aire Limpio se legisló en respuesta a organizaciones ambientalistas y a las asociaciones de refinadores, quienes además consiguieron la aplicación de reglas ambientales más estrictas para los combustibles de importación. La Ley afectó inmediatamente las exportaciones de gasolina venezolana. Ante esto, el gobierno en Caracas decidió llevar el caso ante las instancias del Acuerdo General de Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT, por sus siglas en inglés) ante la negativa de Washington por cambiar la política ambiental para los importadores de refinados.

En 1993 se enmendó la CAA (Clean Air Act Admendements of 1993), la cual estableció los rangos permitidos de aditivos y químicos asociados a la gasolina. El rango establecido para las oleafinas fue de 9.2%; entonces el contenido promedio de este componente químico en la gasolina era de 29% –en el caso de la gasolina sin plomo de PDVSA era de 29.9%.

La CAA de 1993 sirvió como instrumento de presión a los refinadores locales y a grupos ambientalistas quienes pidieron de inmediato al gobierno de Clinton la prohibición inmediata a las importaciones de gasolina venezolana. El argumento esgrimido por esos grupos era que la gasolina venezolana contenía altos niveles de oleafina la cual contribuye a la formación de óxido de nitrógeno (residuo excesivamente tóxico que emiten la gasolina sin plomo). En respuesta a las demandas de los refinadores y ambientalistas, la Agencia de Proyección Ambiental Environmental Protection Agency, o EPA), dependiente del Departamento de Energía, decidió clasificar a la gasolina venezolanas bajo el mismo nivel de la gasolina locales; la posición de la Agencia fue duramente criticada por el "lobbie" de los refinadores en el Congreso.

En noviembre de 1994 un decreto del Congreso rechazó la decisión de la EPA y forzó a PDVSA a cumplir los estándares de emisión de contaminantes para la gasolina y gas licuado. Para contrarrestar la medida, funcionarios de *CITGO* y de PDVSA elaboraron una demanda que presentaron ante el secretariado general del GATT. En la demanda se afirmaba que Estados Unidos usaba reglas ambientales para obtener injustas y discriminatorias ventajas comerciales.

La demanda comercial de Venezuela contra Estados Unidos continuó su marcha en el Panel de Controversias Comerciales de la Organización Mundial de Comercio (OMC) –sustituta del GATT. En febrero de 1996 la Organización resolvió a favor de Venezuela, argumentando que los estándares ambientales eran discriminatorios contra los productores foráneos y que mayores requerimientos ambientales contra la gasolina importada no necesariamente ayudaría a mejorar las condiciones ambientales⁴⁶.

La resolución emitida por la OMC fue apelada por Estados Unidos, no sólo porque lo obligaba a derogar una ley ambiental interna, sino porque otras naciones podrían seguir los pasos de Venezuela y resolver controversias comerciales en su contra (el cemento mexicano, el atún, la ley Helms-Burton, etcétera).

⁴⁶ "U.S. Appeals Trade Panel's Ruling Against Clean-Gasoline Rules", en *Journal of Commerce*, Washington, 22 de Febrero de 1996.

La apelación estadounidense al dictamen sobre la gasolina --también incluyó a la exportación de gasolina brasileña-- fue rechazada por la OMC. Ante ello, la EPA informó a principios de mayo de 1997 la redacción de nuevas reglas para la importación de gasolina⁴⁹.

c) La disputa por el ORIMULSIÓN. Uno de los productos en los que PDVSA puso especial cuidado para ofertarlo en el mercado estadounidense fue el ORIMULSIÓN. En 1994 firmó un contrato con la empresa *FLORIDA POWER & LIGHT (FP&L)* para suministrarle 80.000 b/d del combustible, el cual sería utilizado en una planta eléctrica situada en la Bahía de Mantee, a partir de 1998. El contrato firmado con FP&L era el más importante logrado por BITOR, subsidiaria de PDVSA encargada de comercializar el ORIMULSIÓN en todo el mundo. En junio de 1996 la Comisión Estatal de Energía del estado de Florida rechazó el proyecto.

En octubre de 1997 la Cámara de Representantes un proyecto de ley conocido como el "H 3157", el cual intentaba imposibilitar las importaciones del ORIMULSIÓN. Simultáneamente, el Senado local del estado de Florida recibió otro proyecto de ley, el "S 98", similar al presentado en la Cámara Baja, y que buscaba prohibir en el estado la comercialización del combustible venezolano⁵⁰. Ambas propuestas de ley fueron rechazadas por las respectivas instancias legislativas.

Un factor que influyó en la decisión de los legisladores federales y estatales fue que en septiembre de 1997 una comisión del Congreso estatal votó a favor de una suspensiva a la prohibición para importar el ORIMULSIÓN (cinco a favor, dos en contra) y realizar una audiencia pública en la que participaran todos los grupos, asociaciones, empresas y autoridades involucradas; la audiencia se programó para enero de 1998⁵¹. Sesenta días después de terminada la audiencia, el Juez Lawrence Johnston, del estado de Florida, dictaminó en favor del proyecto Orimulsión-Manatee. Con el dictamen sólo faltaba la certificación aprobatoria que debía emitir el gobernador de Florida.

El dictamen del magistrado de Florida parecía ser el apoyo legal que necesitaba el ORIMULSIÓN para ingresar al mercado estadounidense. Sin embargo, en el Congreso federal, luego de rechazada la iniciativa "H 3157", los legisladores opositores al ORIMULSIÓN lograron pasar un mandato a la EPA para que ésta se encargara de realizar un estudio sobre el impacto ambiental del combustible sintético. Hasta mayo de 1998 la EPA aún no realizaba el estudio encomendado por el Congreso. Según Bill Swank, gerente de Relaciones Públicas de *FLORIDA POWER LIGHT*, el estudio de EPA no aportaría nada nuevo, "ya que sobre la Orimulsión (sic) existe una cantidad extraordinaria de datos aportados por investigadores dignos del mayor respeto, incluyendo muchos de universidades norteamericanas y europeas"⁵².

Lo interesante de todo este conflicto es que lo que parecía un problema de carácter local,

⁴⁹ "Estados Unidos fijará nueva reglamentación para importar gasolina", en *El Universal*, Caracas, 2 de mayo de 1997.

⁵⁰ Marco Tulio Páez, "Rechazan prohibir uso de Orimulsión", en *El Universal*, Caracas, 14 de mayo de 1998.

⁵¹ Durante las audiencias, FPL presentó los testimonios de 24 especialistas ambientales y científicos para probar la seguridad en el uso del Orimulsión. El testimonio de los especialistas fueron los siguientes: el Orimulsión emite 18% menos NOx que el combustible que queman plantas generadoras similares a la Manatee; las posibilidades de derrames del combustible en la Bahía de Tampa eran diez veces menor en el desembarque en relación al que se efectúa en combustible o petróleo crudo; finalmente, las emisiones de contaminantes se mantenían 68% (7.318 toneladas anuales) por de bajo de la norma permitida (22.732 toneladas anuales). Marco Tulio Páez, "Testigos testificaron en favor del Orimulsión", en *El Universal*, Caracas, 28 de enero de 1998.

⁵² "Rechazan prohibir...". Op. Cit.

manejaba intereses nacionales en Estados Unidos. La industria del carbón en este país siempre vio con desagrado y como una mala competencia al ORIMULSIÓN. En resumen, Venezuela estaría adquiriendo el papel de abastecedor estratégico para Estados Unidos en particular, y para todo el hemisferio occidental en general. Esta situación la ha reconocido el gobierno venezolano en diversas ocasiones, y la han enmarcado en el proyecto de integración energética hemisférica del ALCA.

En el presente capítulo hemos como Venezuela ha avanzado rápidamente en el crecimiento de su industria energética, la cual se convertiría en la base del desarrollo nacional. La particularidad de este proceso es que ya no se estaría manejando la exportación de petróleo crudo (para sembrar petróleo, decía Uslar Pietri), sino en la diversificación de su industria.

A finales del siglo XX Venezuela es un exportador de energía y manufacturas petroleras. De la primera actividad, Venezuela ha logrado consolidar cuatro sectores energéticos como industrias de exportación: el petróleo y el gas; electricidad; bitúmenes y petróleo extrapesado; finalmente, el carbón. Los hidrocarburos petróleo, gas y carbón han sido productos tradicionales de exportación. En cuanto a la electricidad se mantienen acuerdos de suministro con Colombia y Brasil. En cuanto a las arenas bituminosas, PDVSA ha desarrollado sistemas de aprovechamiento de estos recursos, principalmente en la fabricación del ORIMULSIÓN.

Según el Plan de Negocios de PDVSA 1997-2006, la empresa ha planeado continuar con el crecimiento en la producción de energéticos y manufacturas petroleras. El mismo documento señala que la inversión estimada para realizar los proyectos de crecimiento de la industria sería por US\$65,400 millones, de los cuales US\$39,300 millones corresponderían a inversiones de la empresa PDVSA, y US\$26,100 millones lo realizarían inversionistas privados.

El mercado para los productos petroleros sería básicamente el hemisferio occidental. Como aseguró el Viceministro de Energía y Minas, Evanan Romero, en una conferencia en Houston para promover la política de "apertura petrolera" en su país, Venezuela "tiene como mercado fundamental el hemisferio occidental, ya que efectivamente, del volumen de las exportaciones, el 90% de ellas se dirigen precisamente al hemisferio americano".

Venezuela durante el presente siglo ha suministrado petróleo barato a Estados Unidos. Lo ha hecho incluso en tiempos de guerra --Primera y Segunda Guerra Mundiales, y más recientemente durante la Guerra del Golfo Pérsico-- y de embargos petroleros --como el decretado por los países árabes en 1973. En el futuro lo continuará haciendo bajo un nuevo modelo: la integración energética hemisférica. Así ha quedado demostrado con la política de privatización de la industria petrolera nacional, con la "estrategia de internacionalización" supeditada a la reestructuración de PDVSA, y con las políticas comerciales que ha diseñado en la convergencia guiada con Estados Unidos.

CONCLUSIONES

*

Al principio de la investigación tratamos de establecer que la privatización de la industria petrolera no implicaba necesariamente la privatización de la empresa petrolera estatal. Afirmamos que la industria petrolera se compone de los recursos naturales en el subsuelo, las instalaciones industriales requeridas para la explotación, refinación, transformación y comercialización de tal riqueza. En tanto que la empresa petrolera es la firma que toma las decisiones estratégicas de cuánto, cómo, y dónde producir y vender petróleo. Por lo tanto, la privatización de la primera no presupone la privatización de la segunda.

Para hacer el estudio de la privatización de la industria petrolera en Venezuela partimos de la tesis anterior, pues, como se intentó demostrar en el caso venezolano, mientras el gobierno avanza en la privatización de la industria petrolera, no abandona su participación como productor y refinador de hidrocarburos a través de la empresa de propiedad pública PDVSA.

La privatización de la industria petrolera en Venezuela inició en 1983 con la aplicación de la "estrategia de internacionalización de PDVSA". La política se continuó con la implantación de la "apertura del sector petrolero" y con la reestructuración administrativa y operacional de la empresa petrolera estatal.

Como sucede en otras industrias petroleras de América Latina, la privatización de la industria petrolera venezolana responde a la lógica del modelo económico dominante en la región, el cual ha sido identificado con el nombre de neoliberalismo económico. Este modelo significa la transformación del carácter económico del Estado interventor y el establecimiento de garantías para que el capital extranjero maneje de manera más segura las grandes reservas de hidrocarburos en los países productores.

El término privatización es una práctica de política económica del recetario neoliberal. Desde nuestro punto de vista, el término significa el otorgamiento de derechos a las empresas privadas para el control de toda la cadena de producción de mercancía e influencia directa en las condiciones del mercado internacional de un producto específico. Esos derechos implican la asignación de facultades para controlar e influir en determinadas industrias, con lo que el receptor de tales derechos adquiere también una "patente de corso" para llegar a ser empresa monopólica. Es por ello que la privatización está íntimamente relacionada con la reestructuración monopólica mundial.

Creemos que la privatización está íntimamente ligada al proceso reestructuración de la empresa monopólica transnacional, pues el sentido de la participación del capital monopólico en la industria anteriormente reservada al Estado se presenta en diferentes actividades económicas y bajo diferentes formas de administración de las inversiones. En el sistema capitalista mundial que conocemos, las empresas petroleras tienden a ser cada vez más internacionales, con estructuras de conglomerado y con inversiones repartidas en otros campos del sector energético. Hasta hace muy poco tiempo sólo unas cuantas empresas eran consideradas verdaderamente conglomerados multinacionales. En primer lugar porque sus operaciones no abarcaban más de dos países, no intervenían en otras actividades relacionadas

con la transformación del petróleo ni tenían una capacidad amplia de comercialización mundial de sus productos. En segundo lugar, sólo una decena de empresas petroleras tenía algún tipo de participación en otras ramas del sector energético como el carbón, el gas o la electricidad. De esta manera, los grandes conglomerados petroleros fueron los primeros en aprovechar la privatización en formas de concesión, adquisición o alianza

A partir de 1976, la industria petrolera venezolana era considerada como una fuente importante de ingresos y divisas para el gobierno, además, la disponibilidad de una industria de este tipo era vital para la economía y la seguridad nacional de los países. Fue por ello que el Estado venezolano asumió el papel de principal controlador de la industria petrolera, y restringió las acciones del capital privado nacional y extranjero a ciertas actividades de refinación y a la distribución de productos derivados. Sin embargo, a partir de la década de los noventa, el gobierno decidió eliminar las restricciones al capital privado para invertir en la industria petrolera nacional, con el argumento de que tal industria podía estar en manos del capital privado sin afectar con ello la seguridad nacional ni las obligaciones ni derechos del Estado.

La tesis central del gobierno venezolano para privatizar la industria petrolera fue que el déficit fiscal del Estado ha limitado la ampliación de la industria, por lo que un retraso en las inversiones podría agravar los problemas económicos dada la dependencia excesiva de las divisas petroleras. Además, aunque no se afirma abiertamente en el caso de la empresa PDVSA, el gobierno justifica la privatización con la tesis de la ineficiencia económica y administrativa del Estado para intervenir directamente en la economía.

Los promotores gubernamentales de la privatización de la industria petrolera venezolana justifican la entrega de activos públicos al capital privado por las dos razones anteriormente expuestas —la ineficiencia e incapacidad estatales para generar riqueza y distribuirla, y la carencia de capitales para invertir en la modernización de las instalaciones petroleras. Sin embargo, explicamos que ambos argumentos son los "supuestos ideales" de la privatización. La realidad funciona de otra manera. Las políticas de privatización se deben entender en el marco de la reestructuración mundial del capital y, en consecuencia, en la reestructuración del gran capital transnacional.

La privatización y el fortalecimiento de los monopolios y los oligopolios a escala internacional son dos fenómenos que forman parte de la mundialización capitalista. Cada uno de estos procesos se manifiesta de manera diferente en el mundo, en especial a través de las políticas de privatización, la cual asume diversas formas según las condiciones sociales, políticas, económicas y jurídicas de los países que la realizan. En particular, la privatización de la industria petrolera a escala mundial adquiere la forma de privatización o de desregulación.

Estas dos formas de privatización se presentan bajo diferentes mecanismos de traspaso de la propiedad pública al capital privado. Tales mecanismos incluyen términos y condiciones de venta, monto mínimo de la operación de venta y una nueva reglamentación jurídica para la propiedad privatizada. Existen tres mecanismos de privatización y cinco de desregulación, los cuales se denominan, en general, "mecanismos de traspaso". Existen ocho "mecanismos de traspaso", los cuales son:

1. Privatización total de acción súbita;
2. Privatización parcial de desarrollo gradual;

3. Privatización total de acción fraccionada;
4. Desregulación de actividades complementarias;
5. Eliminación de subsidios;
6. Desregulación de trabas jurídicas a la inversión privada
7. La creación de "Joint Ventures"; y,
8. Contratos petroleros.

La mayoría de los anteriores mecanismos de privatización ha sido aplicada de manera combinada, en la industria petrolera venezolana. Sólo los mecanismos número 1 y 3 no han sido aplicados dadas las resistencias de grupos políticos locales. En estos casos, el resultado de su aplicación hubiera sido la entrega total de PDVSA al capital privado. El gobierno venezolano seleccionó tales mecanismos de privatización por los siguientes factores: el grado de integración de PDVSA con otras actividades industriales; el tamaño de la empresa; el monto de los recursos financieros que proporciona al Estado; y el nivel de participación de la empresa en el mercado petrolero mundial.

Ahora bien, el mecanismo de privatización más utilizado en la industria petrolera venezolana ha sido el "sistema contractual". Este sistema puede clasificarse en dos categorías: las concesiones y los contratos de riesgo y servicio. El sistema de concesiones nació con la industria petrolera en Venezuela y terminó en 1958 cuando se suspendieron las asignaciones de nuevas concesiones. En el caso del sistema contractual, éste inició en 1962 cuando se firmaron los primeros contratos de servicio para la producción de petróleo entre la empresa estatal Petróleos Venezolanos (antecesora de PDVSA) y la estadounidense MOBIL.

Existen cuatro tipos de contratos petroleros: contratos de ganancias compartidas, contratos de riesgo; contratos de servicio; y los contratos de participación mixta o "joint venture". Todos estos son considerados por los promotores de la privatización de la industria petrolera en Venezuela como una alternativa contra el marco jurídico de corte nacionalista establecido en la **Ley de Nacionalización** de la industria petrolera de 1976. Con los contratos petroleros no se desconoce la propiedad nacional sobre los recursos energéticos ni la dirección de la industria, sino que se otorgan ciertos derechos intransferibles al capital privado para participar en la industria petrolera. Sin embargo, en la medida en que PDVSA, detentora del monopolio local de exploración, producción, refinación, transportación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, autorice a una o varias empresas privadas a realizar tales actividades en su nombre, "bajo el eufemismo de un *contrato de prestación de servicios con cláusulas de riesgo*", dándole a la empresa contratista una remuneración en especie o en dinero, "se procederá de hecho, a realizar una **concesión** que será regulada por un contrato *sui generis* o por un convenio".

Este tipo de "contrato sui generis" ha tomado fuerza en Venezuela, un país donde se localizan las mayores reservas de petróleo en el hemisferio occidental, y que además cuenta con amplias posibilidades de nuevos descubrimientos de petróleo ligero o mediano. Las empresas contratantes obtienen con dichos contratos una posibilidad real de satisfacer sus necesidades de petróleo, en operaciones de bajo riesgo y sobre proyecciones de ganancias fuertes. Para la su firma existen factores de orden geopolítico, geoeconómico y de política interna de Venezuela que también son favorables a los contratantes. Esos tres factores se resumen en lo siguiente: acceso a recursos de hidrocarburos líquidos casi ilimitados, cuya localización y extensión están claramente definidos por un marco jurídico, además de márgenes de ganancia atractivos dentro de un marco de tiempo razonable.

Ante esta situación, en Venezuela existen intereses de las cinco grandes de Estados Unidos (*TEXACO, MOBIL, EXXON, CHEVRON* y *SOCAL*), de los conglomerados europeos (*TOTAL, ELF, ENI, STATOIL, Veba OEL, SHELL, BRITISH PETROLEUM* y *REPSOL*) y de las eficientes y tecnificadas empresas japonesas (*MITSUBUSHI* y *TEIKOKU*). Se debe resaltar que aunque las inversiones de las empresas norteamericanas sólo representan el 26% de las inversiones totales en la industria petrolera venezolana, los gastos en exploración y producción, en comparación con sus inversiones realizadas en el mismo período en otras partes del mundo, representan el doble. Todo lo anterior implica a su vez que Venezuela ha iniciado su transformación de adversario a socio estratégico de los consumidores, en especial de Estados Unidos.

Con la privatización de la industria petrolera venezolana no se promueve la eliminación del carácter público de PDVSA y sin embargo, sí se afecta la seguridad económica del país al permitir el ingreso e influencia del capital transnacional en la administración de los recursos energéticos nacionales.

La política de privatización de la industria petrolera venezolana inicia en 1986, fecha en la que el gobierno decide ampliar las coinversiones en el extranjero con el capital transnacional en actividades de refinación y comercialización de manufacturas petroleras a través de la llamada "estrategia de internacionalización de PDVSA". Lo anterior fue el preámbulo de la apertura a la inversión privada en actividades locales de exploración y producción de petróleo, y la reactivación de campos agotados, marginales o inactivos. Muchos de esos proyectos tuvieron que posponerse algunos años debido a la oposición de algunos sectores políticos en el Congreso.

El ascenso a la presidencia de Carlos Andrés Pérez en febrero de 1989 impulsa la liberalización de la economía. El programa económico, llamado "El Gran Viraje", no es sino el compromiso del nuevo presidente con los centros financieros internacionales en el sentido de implantar una reforma fiscal, abrir la economía al capital extranjero, reestructurar la deuda externa, y generar una expectativa económica complaciente para con los grandes inversionistas extranjeros. Sin embargo, las protestas sociales a un mes de ejercicio presidencial, la oleada de huelgas de servidores públicos, las manifestaciones estudiantiles y los dos golpes de Estado limitan el impulso inicial a la política de liberalización económica.

Aunque si bien en Venezuela las políticas neoliberales son aplicadas con grandes dificultades (el IVA, recortes al gasto en educación y salud, liberalización de precios y eliminación de subsidios a los combustibles), en general la reforma económica global avanza, aunque incompleta. Ejemplo de ello es que el proceso de privatización, aunque lento, sigue en marcha.

Las elecciones de 1993 llevan al poder a Rafael Caldera, expresidente de la república en 1969-1973, ex miembro del partido COPEI y líder de un movimiento social contra el bipartidismo autoritario. Su plan económico es conocido como la "Agenda Venezuela", el cual consiste en políticas de liberación económica, reforma fiscal, privatización de empresas públicas, reforma al sistema de pensiones, desregulación del sistema financiero y la creación de un fondo de capitalización bancaria —con recursos del Banco Mundial—, y finalmente, la ampliación del gasto social —este último punto del programa económico es la única diferencia con el programa del "Gran Viraje" de 1989. La ampliación del gasto social incluye las siguientes medidas: incrementos en la subvención alimentaria; incremento al número de becas de capacitación laboral de jóvenes que no pudieran continuar sus estudios; incremento al monto de las pensiones y un programa alimenticio estratégico.

El plan económico de la "Agenda Venezuela" cumple con todas las características de un plan de choque neoliberal. Los puntos más importantes del plan (reducción de la inflación a través de la disciplina fiscal y monetaria; la apertura del sistema financiero nacional; la aplicación de un programa de fomento a las exportaciones como base del crecimiento económico; y la aplicación de un programa amplio de privatización de empresas públicas) tienen como objetivos centrales la estabilización y el ajuste estructural de la economía. Todos los mecanismos de política económica de la "Agenda Venezuela" afectan directamente a la empresa PDVSA.

Explicamos que PDVSA es la empresa matriz de propiedad pública encargada de explotar, transformar y comercializar los hidrocarburos nacionales. Actualmente tiene una estructura de conglomerado que incluye empresas operadoras locales y extranjeras. Esa estructura ha hecho a la empresa un prototipo del éxito empresarial, pues pasó, entre todas las petroleras del mundo, del sexto lugar en 1976, al segundo lugar en 1994.

Ese avance se logra gracias a la "estrategia de internacionalización", una de las tres orientaciones que ha tomado la privatización de la industria petrolera. La "internacionalización" se refiere a "la asociación de PDVSA con empresas extranjeras en actividades de refinación y distribución que aseguren el ingreso en los mercados aún en medio de una crisis petrolera". También se entiende como una garantía de "colocación en el extranjero del crudo y la profundización del desarrollo de la actividad petrolera interna con inversión extranjera en el área". Es diseñada para asegurar niveles estables y crecientes de suministro de petróleo y petroquímicos, mediante el acceso directo a los consumidores finales en el extranjero.

Con dicha estrategia PDVSA logra adquirir activos en cinco países europeos (Alemania, Suecia, Escocia, Inglaterra y Bélgica), en dos islas del Caribe (Curazao y Gran Bahamas) y en Estados Unidos. En total las inversiones de PDVSA en sistemas de refinación, almacenamiento y sistemas de oleoductos suman, hasta 1997, US\$1,356 millones.

Sin duda, las operaciones realizadas en Estados Unidos por PDVSA, según la estrategia de la "internacionalización", han modificado las relaciones energéticas entre Venezuela y la potencia hegemónica. En especial porque la compra de instalaciones en Estados Unidos fue una muestra de autonomía administrativa de PDVSA con respecto de su gobierno. Esa autonomía administrativa y financiera de la estatal la recibe en septiembre de 1982 con el objetivo de mantener flexibilidad en el tratamiento de crisis de precios en el mercado mundial del petróleo. Esa misma autonomía marcó el inicio de la etapa de la post-nacionalización de PDVSA.

Cuando a la estrategia de "internacionalización" se le relacionó con la política de la apertura petrolera, entonces todos los esfuerzos de reestructuración de PDVSA tomaron otro sentido: si se podían firmar acuerdos de producción en el exterior, ¿por qué no firmar acuerdos similares para funcionar en territorio venezolano? Con la política del "gran viraje" se inició la "apertura petrolera", y por tanto, la estrategia de PDVSA se alineó a las necesidades del capital petrolero transnacional.

Es por ello que la estrategia de "internacionalización" es bien recibida por Estados Unidos, quien está buscando diversificar sus importaciones de petróleo del Medio Oriente, pero sobre todo porque la "internacionalización", a partir de 1990, se basa en una lógica política más que comercial y coincide con la estrategia imperialista de Estados Unidos por crear una zona de libre comercio hemisférica (ALCA), principalmente en la integración energética continental.

A principios de los noventa PDVSA se embarca en la llamada "apertura petrolera". Esta estrategia se establece como un conjunto de fórmulas para incentivar al capital, principalmente extranjero, a invertir en todos los segmentos de negocios donde anteriormente PDVSA realizaba trabajos en solitario. La apertura se realiza a través de contratos, sociedades y empresas mixtas entre PDVSA y empresas nacionales y extranjeras. Los contratos firmados son de tres tipos. El primero, los contratos de servicio, llamados también "contratos operativos". Entre 1990 y 1997 se han realizado tres rondas de asignación de estos tipos de contratos: los contratos de reactivación de pozos inactivos, marginales o agotados (1989); los convenios operativos con empresas privadas para la producción de productos petróleo, petroquímicos, carbón y el abastecimiento de servicios industriales de 1996; los convenios operativos, o "tercera ronda" (1997).

El segundo tipo son los acuerdos de "alianza estratégica" para producir crudo extrapesado de la Faja Petrolera del Orinoco y desarrollar los yacimientos de gas natural de los yacimientos marinos del Golfo del Paria (1993); proyectos relacionados con las empresas estratégicas (empresas mixtas o "joint-ventures") para la producción de ORIMULSIÓN, productos petroquímicos, carbón y suministros de servicios industriales.

El último tipo son los contratos de "ganancias compartidas" (1996) para la exploración y explotación de áreas potencialmente ricas en petróleo pesado y ligero. Con el esquema de contratos de ganancias compartidas se busca incrementar los niveles de producción de petróleo según las metas establecidas en el "Plan de negocios 1996-2005".

Además, a la par que se firman esos tres tipos de acuerdos petroleros, se crean esquemas de producción conjunta PDVSA y empresas extranjeras bajo el sistema de "joint-ventures". En este caso destacan: el "Proyecto Cristóbal Colón"; "joint-ventures" para la producción de ORIMULSIÓN; "joint-ventures" para la producción de petroquímicos, relacionados con la privatización de PEQUIVEN, y "joint-ventures" para la producción de carbón, relacionados a su vez con la privatización de CARBONES DEL ZULIA S. A. (CARBOZULIA).

Con los tres tipos de contratos en cuestión, el gobierno venezolano estaría retomando el papel de Estado Rentista que desempeñó desde los inicios de la industria petrolera hasta la nacionalización de la misma en 1976. Esta posición de Estado rentista se refiere a que éste, a través del gobierno, recibe una renta sin participar en actividad de producción alguna, por el hecho de ser el depositario de la soberanía de los recursos nacionales. Sus estrategias consisten en el diseño de modelos de explotación de recursos, mismos que deben ser altamente redituables. Como los recursos resultan ser limitados, entonces celebran contratos de corto plazo con el fin de obtener un elevado margen de ingresos.

Una caída en los precios internacionales del crudo podría tener graves efectos en los flujos de la renta, además podría afectar las inversiones extranjeras en el sector. Para evitar lo anterior, el gobierno venezolano se esfuerza en impedir bajas en los precios internacionales del crudo. Los convenios con otros Estados exportadores (exportadores independientes), o las amenazas de abandono de la OPEP son mecanismos protectores del rentismo petrolero.

Por su parte, PDVSA es sólo un articulador de las decisiones del gobierno rentista. Es una empresa pública que controla grandes reservas de hidrocarburos pero que al mismo tiempo tiene graves limitaciones de capital y tecnología. Al igual que otras compañías petroleras estatales, PDVSA es una empresa rentista, es decir, una empresa que administra la renta petrolera bajo patrones administrativos de una empresa capitalista. En efecto, PDVSA tiene la organización interna de una corporación petrolera privada (organización interna, capacitación de personal, táctica internacional de expansión, planificación y salarios).

Lo anterior provoca una contradicción importante en el funcionamiento de PDVSA. Por un lado, como empresa petrolera estatal de un país subdesarrollado forma parte del cartel petrolero de la OPEP donde las acciones de la misma se encaminan a mantener una renta petrolera elevada; por el otro ha sido socia de grandes conglomerados petroleros privados a escala internacional. Esta contradicción se manifiesta repetidamente. Por ejemplo en la "amenaza" de retiro de Venezuela de la OPEP, o en las discusiones entre los directivos de PDVSA y los tecnócratas del MEyM por el diseño de la política petrolera nacional.

PDVSA administra la renta petrolera, pero el Estado se encarga de distribuirla. Existe una larga lista de empresas privadas locales que suministran insumos y prestan servicios a PDVSA y que participan de la renta petrolera. Todas esas empresas privadas son competidoras por el control de los mercados de productos no controlados por el Estado. La cadena de distribución de beneficios de la renta petrolera entre los capitalistas locales es larga y enmarañada, de hecho, entre los capitalistas nacionales existen grupos que defienden la existencia de una petrolera estatal fuerte, otros que piden su desaparición. Sin embargo ambos grupos participan de la renta petrolera, y sus éxitos dependen más de sus relaciones con el gobierno que de una administración "eficiente" y "moderna" —en el sentido capitalista del término— de sus empresas.

La reorganización operativa fue el último tema en la orientación asignada a PDVSA en el proceso de privatización de la industria petrolera venezolana. La estructura horizontal de la empresa si bien no era lo más eficiente en términos operacionales, si era eficaz en sus actividades productivas. En este momento el viejo modelo de organización ya no cumple con los requerimientos de una empresa transnacional.

La idea de transformar el modelo de organización de PDVSA nació con la política de "la apertura". La reestructuración operativa se hacía necesaria ante el nivel de desarrollo logrado por las competidoras transnacionales, además de que era imprescindible para adaptar a la industria al nuevo esquema del sistema capitalista mundial. El modelo adoptado se diseñó a partir de la experiencia adquirida en las relaciones con las grandes petroleras transnacionales con las que PDVSA tiene negocios.

La reorganización productiva de PDVSA cumple con los objetivos de transformación económica del Estado, los cuales han buscado desde 1989 cambiar el rentismo petrolero en un "capitalismo petrolero". El rentismo petrolero, como se afirmó anteriormente, servía al Estado para proveerse de recursos provenientes de los impuestos asociados a la producción y comercialización de petróleo crudo. El capitalismo petrolero serviría al Estado para proveerle de recursos provenientes de los impuestos asociados a los procesos industriales de transformación de petróleo en productos con incorporación importante de valor agregado; en el proceso participarían de manera decisiva los capitales transnacional y nacional, aunque en menor medida este último.

La reorganización de PDVSA se tendrá que dar si se quiere continuar con la transformación al capitalismo petrolero. En la estructura internacional del trabajo del sistema capitalista mundial se le tiene un papel asignado a Venezuela: como proveedor de productos derivados del petróleo y materias primas procesadas de industrias altamente consumidoras de energía (hierro y aluminio). Por lo tanto, la reorganización productiva tendrá que realizarse al mismo tiempo que la privatización del sector energético nacional.

Al ir asumiendo Venezuela su nuevo *rol* en el sistema capitalista, se transforman al mismo tiempo las relaciones energéticas del país con el mundo. En las relaciones con la OPEP, por ejemplo, Venezuela ha violado constantemente la cuota de producción adoptada voluntariamente en la Organización desde 1990. Además, en los planes de expansión de PDVSA está llevar la producción a más de 3.3 millones en 1998, y a 6.07 millones en 2005, cantidad que seguramente será duramente criticada por el cartel. En varias ocasiones PDVSA ha declarado la posibilidad de abandonar la Organización en caso de que su estancia le impida llevar a cabo sus planes de crecimiento, los cuales se aplican en razón de su integración con el sector petrolero de Europa y Estados Unidos.

La privatización de la industria en Venezuela ha incrementado, mejorado y diversificado la producción de productos derivados del petróleo, por lo que el país ha iniciado su transformación de exportador de materias primas energéticas a exportador de manufacturas petroleras de mediano nivel tecnológico y mediano valor agregado. Para lo anterior ha tenido que modificar su relación comercial con sus principales clientes: Estados Unidos, Europa y América Latina.

Por tradición, el petróleo es el principal instrumento que permite a Venezuela participar en diversos asuntos regionales e internacionales. Esta participación es afectada por las diversas crisis de los precios del petróleo (1981, 1986 y 1997-98), en especial porque se limita la capacidad de acción del país en asuntos económicos internacionales. Los rubros en los que se manifiesta la crisis de los precios mundiales del petróleo son en la balanza de pagos y en las finanzas públicas, y en el cumplimiento en los pagos de la deuda externa. Es por ello que se plantea en círculos políticos locales un viraje en la política económica del gobierno, principalmente en las relaciones económicas internacionales. Como documenta María Teresa Romero: "La situación económica nacional obliga a un cambio en la concepción de país donante, tanto en el ámbito de las organizaciones internacionales como en la ejecución de nuestra política bilateral, sin que ello signifique dejar a un lado los principios de solidaridad internacional". A este viraje se le llamó "la política del esfuerzo o de las responsabilidades compartidas".

Si bien la integración económica sigue conservando su sentido estratégico en las relaciones internacionales de Venezuela, ahora los esfuerzos integracionistas son un complemento de la estrategia económica global, la cual involucra la apertura al capital transnacional, la formación de bloques comerciales de competencia intrarregional y la reformulación de las relaciones globales con Estados Unidos.

En la nueva estrategia económica de Venezuela, la integración económica regional está fundamentada en las ventajas competitivas de la industria petrolera. De esta manera es como Venezuela decide apoyar y promover nuevos acuerdos de cooperación económica: apoyar la estrategia comercial externa en los principios de apertura y liberalización comercial; siempre buscando privilegiar la relación energética. Lo anterior se refleja en los términos de los compromisos adquiridos en El Grupo de los Tres, El Grupo de Río, la renovación y reformulación en 1995 del Pacto Andino en la Comunidad Andina (GRAN), su incorporación en 1995 a la

Asociación de Estados del Caribe (AEC), la firma de diferentes acuerdos de libre comercio (Colombia, Costa Rica, Chile) y su disposición por trabajar en favor de la ALCA. Ha sido precisamente en estos esquemas de integración y cooperación económica que Venezuela ha concentrado sus esfuerzos diplomáticos en los últimos años.

La diversidad de acuerdos y tratados comerciales que ha firmado Venezuela hasta 1997, lo reafirman como un país "eslabón" para penetrar en el mercado latinoamericano. Esto es, Venezuela forma parte de un mercado de 350 millones de personas, mismo que poco a poco se divide en diferentes mercados subregionales: el MERCOSUR, el GRAN, el Mercado Centroamericano, el G-3, y finalmente la AEC. El mayor de esos mercados subregionales es el MERCOSUR, donde Venezuela ha privilegiado la relación económica con Brasil. Con sus vecinos andinos, ha ampliado la cooperación bilateral con Ecuador y ha desatendido sus acuerdos comerciales con Perú y Bolivia. En Centroamérica y el Caribe ha mantenido su presencia a través del acuerdo petrolero conocido como El Pacto de San José, además de que ha fortalecido su presencia en la industria petrolera de las Antillas. Por último, en el G-3 ha privilegiado los mecanismos de cooperación energética con México y con Colombia.

Como dijimos anteriormente, los esfuerzos integracionistas de Venezuela centran su atención en los mecanismos de cooperación energética. El gobierno ha descubierto que la incorporación de su país al MERCOSUR no sería posible en el corto plazo, sin embargo ha buscado que PDVSA participe en el mercado energético de la zona. También, ha aprendido que la lentitud en las negociaciones en el GRAN pueden dilatar su presencia en el mercado andino, y que en Centroamérica y el Caribe debía reformar los términos de la asistencia energética (El Pacto de San José), para adecuarlos a las nuevas condiciones de producción de PDVSA y a los programas de desarrollo de la industria petroquímica nacional.

En resumen, la actual estrategia de integración económica de Venezuela con América Latina ha sido influenciada por las transformaciones que ha experimentado la industria energética, en especial las presentadas en la empresa PDVSA. Además, dicha estrategia de integración ha sido adaptada a la presencia hegemónica regional de Estados Unidos en el continente a través de su invento, la ALCA.

BIBLIOGRAFIA Y HEMEROGRAFIA CONSULTADA.

ACQUATELLA Corrales, Jean, "Liberalización y Globalización: algunas implicaciones para el desarrollo de Venezuela", mimeo, Caracas, septiembre de 1997.

AKGRAMS, Tanweer, "The Oil Shock and the Embargo of 1973", en *Tanweer Akram Selected Papers on Economics*, Columbia University, New York, 1992.

AL-CHALABI, Fadhil, J., *La OPEP y el Precio Internacional del Petróleo: El Cambio Estructural*, México, Siglo XXI.

AMIN, Samir, *Los Desafíos de la Mundialización*, México, Siglo XXI-Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades-UNAM, 1997.

ANDERSON, Perry, "Balance del Neoliberalismo: Lecciones para la Izquierda", en *El Rodaballo*, diciembre de 1995, Buenos Aires.

ARAUZ, Luis(comp.), *Legislación Petrolera Internacinal. Nueva Estapa del Proceso de Liberación*, Siglo XXI-ILDIS, México, 1978.

BAUÉ, Juan Carlos, "La Industria Petrolera en México y Venezuela", en *Foro Internacional*, vol. XXXV, núm. 1, El Colegio de México, enero-marzo de 1995.

BENAVENTE, José Miguel, "Virajes y derrapajes de la economía venezolana", en *Revista de la CEPAL*, núm. 63, Santiago de Chile, diciembre de 1997.

BOEKER, Paul H., "Diagnóstico del primer decenio de privatizaciones en América Latina", en *Reform Economic Today*, número 2, Washington, abril-junio de 1995.

BROWN, Aggrey (comp.), *La Irrupción del Caribe*, Caracas, Nueva Sociedad-Mex Sur Editorial, 1984.

CALDERÓN, Belinda, "Última etapa por cumplir", en *Mene*, Caracas, julio de 1997.

CALDERÓN, Belinda, "Entendimiento Político", en *Mene: Petróleo, Gas, Carbón*, Caracas, diciembre de 1997.

CALDERON Berti, Humberto, "La Apertura Petrolera: Ilusión o un Nuevo Desencanto", en *Economía y Petróleo*, núm. 18, Caracas, agosto de 1997.

CALDERÓN Berti, Humberto, "La Reestructuración de PDVSA", en *Economía y Petróleo*, núm. 20, Caracas, octubre de 1997.

CALDERÓN Berti, Humberto, "La Apertura Petrolera: Ilusión o un Nuevo Desencanto", en *Economía y Petróleo*, núm. 18, Caracas, agosto de 1997.

CARDOSO Da Silva, Elsa, "Cuarenta Años Después... La Integración como Prioridad", en *Revista Venezuela Analítica*, núm. 28, Caracas, marzo de 1998.

CAMPA, Homero, "Cuba busca inversiones, toca a todas las puertas, y le abren", en *Proceso*, núm. 860, México, 26 de abril de 1993.

CAMPBELL, Colin J., *The Twenty First Century. The World's Endewmen of Conventional Oil and its Depletion*, Génova, Petroconsultants S.A., enero de 1998.

CAMPBELL, Colin J.; LAHERRÉRE, Jean H., "The end of the cheap oil", en *Scientific American*, marzo de 1998.

CAMPBELL, Carol R, "Privatization, Profits and Publicity: The New Trinity", en *Michael Lewis Publisher*. #169; Washington 1996.

CECEÑA, Ana Esther; BARREDA, Andrés (Coords.), *Producción Estratégica y Hegemonía Mundial*, México, Siglo XXI, 1995.

CEPAL, *Balance Preliminar de la Economía Latinoamericana 1996: Agenda Venezuela: El Nuevo Programa de Ajuste*, Santiago de Chile, 1997

CEPAL, "La industria petrolera latinoamericana: tendencias de la cooperación intrarregional", en *Documentos de Investigación*, Santiago de Chile, junio de 1995.

CEPAL, *Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos 1996*, documento LC/MEX/L328, México, 2 de julio de 1997.

CLARK, Kim, "The 500 Giants of The World Business", en *Fortune*, marzo de 1997.

COLAIACOVO, Juan Luis, et. al., *Joint-Ventures y Otras Formas de Cooperación Empresarial Internacional*, Buenos Aires, Eds Macci-OEA, 1992.

CONDE, Raúl, *El Proceso de Transnacionalización en el Decenio de los Ochenta*, mimeo, México, 1991.

CORDEIRO, José Luis, "¡Veinte años de estatización petrolera!", en *Diario Petrolero Latinoamericano. Edición Venezolana*, Caracas, 13 de septiembre de 1997

CUNILL Grau, Pedro, *Venezuela II. El Espejismo Petrolero*, Biblioteca Iberoamericana, México, 1990

De MARENCHES, Alexandre (coord.), *Atlas Geopolítico Aguilar*, Madrid, Ed. Aguilar, 1989.

DOMINGO, Carlos; FARGIER, María, et. al., "La Apertura Petrolera y El Capitalismo Rentístico Venezolano", en *Comercio Exterior*, vol. 6, núm. 11, México, noviembre de 1996

DONAHUE, John D., *La Decisión de Privatizar. Fines Públicos y Medios Privados*, Barcelona, Paidós, 1991.

DOREMUS, Paul N.; Keller, William W.; Pauly, Louis W.; Reich, Simon, *The Myth of the*

Global Corporation, New Jersey, Princeton University Press, 1998.

Energy Information Administration, **Privatization and the Globalization of Energy Markets**, Washington, 1996.

Energy Information Administration, **International Energy Outlook, 1995**, U.S. Department of Energy, Washington DC. 1996.

Energy Information Administration, **World Oil Markets: Oil**, U.S. Department of Energy, Washington DC. 1996.

Energy Information Administration, **Country Analysis Brief: Caribbean Fact Sheet**, U.S. Department of Energy, Washington DC., diciembre de 1997.

Energy Information Administration, **Country Analysis Briefs: Venezuela**, United States Department of Energy, Washington, julio de 1996, p. 4.

ESTEFANÍA, Joaquín, **La Nueva Economía. La Globalización**, Madrid, Ed. Temas de Debate, 1998.

Financial Times International Year Books, **Oil & Gas 1997**, Cartermill Publishing, London, 1996.

FRÖBEL, Frederick, *et. al.*, **La Nueva División Internacional del Trabajo**, México, Siglo XXI, 1980.

FUGUET, Amado, "Apertura Petrolera", en **América Economía**, No. 90, Miami, diciembre de 1994.

GARCÍA Bolívar, Omar Enrique, **Marco Jurídico de la Inversión Privada en la Industria Petrolera**, mimeo, Caracas, febrero de 1995

GAZTAMBIDE-GÉIGEL, Antonio, "La invención del Caribe en el siglo XX. Las definiciones del Caribe como problema histórico y metodológico", en **Revista Mexicana del Caribe**, año 1, núm. 1, Universidad de Quintana Roo, Chetumal, Quintana Roo, 1996

GIACALONE, Rita, "La política exterior de Venezuela y Cuba en el Caribe", en **El Caribe Contemporáneo**, número 16, México, UNAM-FCPYS-CELA, enero-junio de 1988

GIUSTI, Luis, "Venezuela está condenada al éxito", discurso pronunciado en el "V salón de la Industria Petrolera Venezolana", realizado en la Ciudad de Caracas el 15 de julio de 1997.

HIRST, Paul; THOMPSON, Graham, **Globalization in Question. The International economy and the possibilities of governance**, Cambridge, U. K., Polity Press, 1996.

HOLLAND, Edward, "Liquidación a la Venezolana", en **América Economía**, núm. 90, Miami, diciembre de 1994.

- IVANHOE, L. F., "Future world oil supplies: there is a finite limit", en *World Oil*, California, octubre de 1995.
- KHELIL, Chakib, "Fiscal Systems for Oil: The government "take" and competition for exploration investment", en *FPD, Private Sector*, World Bank, may 1995.
- KUWAYAMA, Mikio, *Nuevas formas de inversión en el comercio entre América Latina y Estados Unidos*, CEPAL, Chile, 1997.
- MANZO Yépez, José Luis, GARAVITO Elías, Rosa Albina (coords.), *La Petroquímica Mexicana ¿Industria Estratégica o Subordinada?*, México, Ed. Nuestro tiempo, 1996
- MAZA Zavala, D.F., "Petróleo y política exterior de Venezuela en los últimos veinte años", en *Perfiles Internacionales*, Caracas, Centro de Investigaciones Latinoamericanas de Asuntos Internacionales-UCV, núm. 1, 1982
- MÍRES, Fernando, *El Orden del Caos ¿Existe el Tercer Mundo?*, Caracas, Nueva Sociedad, 1995.
- MORITIS, Guntis, "Heavy oil expansions gather momentum worldwid", en *Oil and Gas Journal*, vol. 93, núm. 33, agosto 14 de 1995
- NOVELLA, Joaquín, "Mundialización, competitividad, comercio internacional, política industrial y empleo", en *Sumarios Afers Internacionals*, núm. 29, Barcelona, 1996.
- NUSSBAUM, Bruce, *El Mundo Tras La Era del Petróleo. Los Nuevos Ejes del Poder y la Riqueza*, Planeta, México, 1985.
- OSMAÑCZYK, Edmund Jan. *Enciclopedia Mundial de Relaciones Internacionales y Naciones Unidas*, México, FCE, 1976.
- PDVSA, *Informe Anual 1995*, Caracas, 1996.
- PDVSA, *Informe Anual 1996*, Caracas, 1997.
- PEREYRA, Cinthya, *Formación y Desarrollo del Grupo de Río, 1986-1996. Una Visión Crítica*, Tesis profesional para obtener el grado de Licenciado en Relaciones Internacionales, México, Facultad de Ciencias Políticas y Sociales-UNAM, 1998.
- RÍOS, Argelia, "El Cambio en el mercado internacional de petróleo abre buenas perspectivas de negocios en América Latina", en *Mene: Petróleo, Gas, Carbón*, Caracas, junio de 1997.
- RÍOS Herrán, Roberto, "Aspectos Jurídicos Relevantes de los Contratos Petroleros de Riesgo y de Servicios", en *Lex. Información Jurídica*, núm. 99-100, México, PEMEX, septiembre-octubre de 1996.
- RÍOS Herrán, Roberto, "Los Contratos de riesgo y de servicios y los otros contratos petroleros", en *LEX. Información Jurídica*, núm. 103-104, México, PEMEX, enero-febrero

de 1997.

RIVA PALACIO, Raymundo "La Cumbre de Tuxtla", en *El Financiero*, 14 de enero de 1991.

ROBINSON, J., *Monopolio*, México, FCE, 1986.

RODRÍGUEZ, Miguel Angel, "Auge Petrolero, Estancamiento, Políticas de Ajuste y Posibilidades de Reactivación Económica en Venezuela", en *Economía de América Latina*, núm. 14, México, CIDE, mayo de 1986.

ROJAS, Andrés, "Del rentismo petrolero al capitalismo petrolero, 1989-1996", en *Comercio Exterior*, vol. 47, núm. 7, México, julio de 1997.

ROMERO, María Teresa, "La Administración Lusinchi y su Política Exterior hacia el Caribe Anglófono", en *El Caribe Contemporáneo*, núm. 19, FCPyS, México, julio-diciembre de 1989.

ROOSEN, Berend, "Venezuela: El Sistema Bancario Requiere más Supervisión", en *Economic Reform Today*, núm. 1, CIPE, Washington, primer trimestre de 1995.

SAXE-FERNÁNDEZ, John (Comp.), *Geoeconomía y Geopolítica del Caribe: Cuba, Estados Unidos, México*, IEE's-UNAM, México, 1997.

SAXE-FERNÁNDEZ, John, "Mexico's Shock Plan: Dialectics of Macro and Microregionalization", en *International Journal of Politics, Culture and Society*, vol. 10, número 3, Nueva York, verano de 1997.

SAXE-FERNÁNDEZ, John, "Orígenes del TLC México-EUA", en *Expectativa*, México, 16 de abril de 1998.

SERBIN, Andrés (Comp.), *Venezuela y las relaciones en la Cuenca del Caribe*, Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Asociación Venezolana de Estudios del Caribe, 1987.

SERBIN, Andrés, "¿Una Reconfiguración en la Cuenca del Caribe?", en *Nueva Sociedad*, núm. 133, Caracas, septiembre-octubre de 1994.

SERBIN, Andrés, "Globalización, Regionalización y Sociedad Civil", en *Revista Mexicana del Caribe*, año 1, núm. 2, México, UQROO, 1996.

SHIELDS, David, "La producción petrolera, la actividad más rentable del país: Luis Téllez. Entrevista al Secretario de Energía", en *El Financiero*, México, 23 de febrero de 1998.

STEEN, Nicola (editor), *Sustainable development and the energy industries. Implementation and impacts of environmental legislation*, The Royal Institute of International Affairs, Londres, Earthscan Publication Ltd, 1994.

STOGA, Alan, "Privatizaciones Latinoamericanas", en *El Financiero*, México, 15 de

marzo de 1991.

SUBROTO, He Dr., "Energy into the 21st Century: an OPEC View", en *OPEC Bulletin*, vol. XXI, No. 5, Viena, mayo de 1990.

SWEENEY, John, "Revanchismo a lo Latino", en *América Economía*, No. 84, Miami, junio de 1994.

SWEENEY, John, "Nuevas Funciones para Grupos Empresariales en Latinoamérica", en *Reform Economic Today*, núm. 5, Washington, CIPE, diciembre de 1995.

TAMAMES, Ramón, *Estructura Económica Internacional*, 18a. ed., Alianza Universidad Textos, Madrid, 1995.

TAYLOR, Peter J., *Geografía Política: Economía-Mundo, Estado-Nación y Localidad*, Madrid, Ed. Trama, 1994.

TUGWELL, Franklin, *La Política del Petróleo en Venezuela*, Monte Ávila Editores, Caracas, 1976.

VAN LIEMT, Gijsbert (Director), *La Reubicación Internacional de la Industria, Causas y Consecuencias*, Ginebra, Oficina Internacional del Trabajo, 1995.

VERNON, Raymond, "Introducción: La Promesa y el Desafío", en Raymond Vernon (compilador), *La Promesa de la Privatización: Un Desafío para la Política Exterior de los Estados Unidos*, México, FCE, 1992.

VERNON, Raymond, "Creando una Economía de Mercado: Una Guía para los Países", en *Economic Reform Today*, Washington, CIPE, diciembre de 1996.

VICKERS, John; YARROW, George, *Un Análisis Económico de la Privatización*, México, FCE, 1991.

WILLIAMSON, Oliver E., *Mercados y Jerarquías: Su Análisis y Sus Implicaciones Antitrust*, México, FCE, 1991.

YERGIN, Daniel, *La Historia del Petróleo: La Lucha Voraz por el Poder y el Dinero*, Madrid, Vergara, 1995.

ZELLNER, Mike, y BARHAM, John, "Energía: hágase la luz", en *América Economía*, número especial, Miami, diciembre de 1992.

HEMEROGRAFÍA CONSULTADA.

- *Excelsior*, México, varios números.
- *La Jornada*, México, varios números.
- *Reforma*, México, varios números.
- *El Universal*, México, varios números.
- *El Universal*, Caracas, varios números.

- *Comercio Exterior*, México, varios números.
- *Diario Petrolero Latinoamericano*, Caracas, varios números.
- *Economía y Petróleo*, Caracas, varios números.
- *Fortune*, N. Y., varios números
- *MENE: Petróleo, Gas, Carbón*, Caracas, varios números.
- *OPEC Bulletin*, Viena, varios números.
- *PDVSA Contact Newsletter*, varios números.
- *PETROLEOS DO BRASIL*.
- *UNO: La Revista de América*, Madrid, varios números.